



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE

Schlussbericht 06.11.2015

Energiepark Z'Brigg in Ernen (VS)

Nutzungsoptionen von Überschussenergie aus einem Wasserkraftwerk

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm XY
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer:

Verein unternehmenGOMS
Postfach 10
3985 Münster
www.energieregiongoms.ch

Nova Energie Basel AG
Freie Strasse 2
4002 Basel
www.novaenergie.ch

Autoren:

Andreas Meyer Primavesi, Nova Energie, andreas.meyer@novaenergie.ch
Magdalena Portmann, Nova Energie, magdalena.portmann@novaenergie.ch
Robert Minovsky, Nova Energie, robert.minovsky@novaenergie.ch

BFE-Bereichsleiter: Sandra Hermle
BFE-Programmleiter: Sandra Hermle
BFE-Vertragsnummer: SI/501226-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Zusammenfassung

Bei Ernen (VS) ist ein Energiepark geplant. Im Zentrum steht eine landwirtschaftliche Biogasanlage, deren Abwärme für die Pelletierung von lokalem Energieholz und zur Verdampfung der Gärgrüle verwendet werden soll. Dafür ist zusätzliche Abwärme nötig, vermutlich die Überschussenergie eines nahen Wasserkraftwerks. Ziel dieser Studie ist abzuklären, ob und wie die elektrische Überschussenergie des KW Ernen abgenommen, gespeichert und wirtschaftlich verwertet werden kann. Zusätzlich werden zwei Alternativen der Abwärmenutzung, die Abwärme der Generatoren des KW Ernen und die Abwärme aus der Abwasserreinigungsanlage Goms, genauer betrachtet.

Anhand einer Nutzwertanalyse verschiedener Varianten des Energietransports und der Energiespeicherung zeigt sich, dass eine Umwandlung des Stromüberschusses beim Energiepark mittels Durchlauferhitzern in heißes Wasser und eine Speicherung unter 3bar Druck bei max. 140°C technisch, energetisch und wirtschaftlich am besten abschneidet. Dies vor allem wegen der ausgereiften und markterprobten Anlagenkomponenten, der grossen Flexibilität und der Betriebskosten.

Genauere technische und wirtschaftliche Abklärungen dieser Variante ergeben Investitionskosten von 1.9 Mio. Fr. und Wärmekosten zwischen 12.3 und 15.1 Rp./kWh, je nach Energiemenge, Energiepreis und fälligen Abgaben. Die Nutzung der alternativen Abwärmequellen ist deutlich günstiger. Deshalb lohnt sich unter heutigen Rahmenbedingungen eine Überschussenergienutzung am gegebenen Standort nicht. In Anbetracht der Entwicklungen im Energiemarkt könnte dies künftig und unter besseren Standortbedingungen aber durchaus Sinn machen.

Résumé

A Ernen (VS) un parc d'énergie est prévu. Au centre se trouve une usine de biogaz agricole, dont la chaleur perdue doit être utilisé pour la granulation de bois d'énergie local et pour l'évaporation des restes de la fermentation de l'usine de biogaz. Pour ce processus chaleur perdue supplémentaire est nécessaire, probablement l'énergie excès d'une centrale hydroélectrique (KW Ernen) à proximité. L'objectif de cette étude est de clarifier si et comment l'énergie excès électrique de KW Ernen peut être retiré, accumulé et économiquement exploité. En outre, deux alternatives de l'utilisation de chaleur perdue, la chaleur perdue des générateurs de KW Ernen et la chaleur perdue de la station de traitement des eaux usées, sont examinées en détail.

Basé sur une analyse de la rentabilité des coûts des différentes variantes de transport de l'énergie et de stockage de l'énergie on peut constater qu'une transformation de l'excédent courant électrique dans le parc d'énergie avec un chauffe-eau rapide à l'eau chaude et un stockage sous pression de 3 bars à max. 140 ° C est techniques, énergétiques et économiques la meilleure option. Ceci est principalement à cause des composants de l'unité qui sont au point et éprouvées au marché, la grande flexibilité et des coûts d'exploitation.

Les clarifications techniques et économiques détaillés de cette variante produisent des coût d'investissement de 1,9 millions francs suisse et des coûts de chaleur entre 12.3 et 15.1 Ct./kWh, dépendant de la quantité de l'énergie, le prix de l'énergie et des impôts dus. L'utilisation des sources de chaleur perdue alternatives est nettement moins chère. Pour cette raison une utilisation de l'énergie excès n'est pas profitable aux conditions générales actuelles à l'emplacement donné. Au regard du développement du marché de l'énergie, ceci pourrait avoir du sens à l'avenir et à mieux conditions du site.

Abstract

In Ernen (VS) an energy park is planned. The centre of this park is an agricultural biogas plant, whose waste heat should be used for the pelletisation of local energy wood and for the evaporation of fermentation residues of the biogas plant. For this process additional waste heat is needed, probably the excess energy of a nearby hydroelectric power station (KW Ernen). The aim of this study is to clarify whether and how the electrical excess energy of KW Ernen can be removed, stored and economically exploited. In addition, two alternatives of waste heat utilisation, the waste heat of the generators of KW Ernen and the waste heat of the waste water treatment plant Goms, are examined in more detail.

By means of a cost-benefit analysis of different variants of energy transport and energy storage it became apparent that a transformation of the excess energy at the site of the energy park by instantaneous water heaters to hot water and storage under 3bar pressure at max. 140 ° C is the technical, energetic and economic best option. This is mainly due to the technically mature and market-proven plant components, the high flexibility and the operational costs.

More detailed technical and economic investigations of this variant produce investment costs of 1.9 million Swiss francs and heat costs between 12.3 and 15.1 Rp./kWh, depending on the amount of energy, the energy price and due fees. The use of the alternative waste heat sources is significantly cheaper. Therefore, the utilisation of the excess energy is not worthwhile under present conditions at the given location. In consideration of the developments in the energy market, this might absolutely make sense in the future and under better local conditions.

Ausgangslage

Generell

Der Verein unternehmenGOMS engagiert sich für eine fortschrittliche Energiepolitik im Goms und Aletschgebiet. Dies beinhaltet unter anderem, dass vermehrt erneuerbare Energien lokal produziert und vermarktet werden sollen. Ausserdem wird angestrebt, eine möglichst hohe lokale Wertschöpfung zu erzielen und hochwertige Arbeitsplätze zu schaffen. Die energieregionGOMS strebt danach, die Region als Lebensraum attraktiver zu gestalten.

Bei Ernen VS (Standort z'Brigg) plant der Verein unternehmenGOMS seit 2013 einen Energiepark. Im Sommer 2014 wurde dazu eine Machbarkeitsstudie erstellt. Im Zentrum des Energieparks soll eine landwirtschaftliche Biogasanlage mit 12'400 Jahrestonnen stehen, die Gülle und Mist von landwirtschaftlichen Kleinbetrieben sowie kommunales Grüngut in Strom und Wärme umwandelt. Die Abwärme des BHKW wird für die Trocknung und Pelletierung von Energieholz der lokalen Forstbetriebe verwendet (1'620t Jahresproduktion). Ausserdem wird die Abwärme von einem Gärgülleverdampfer genutzt. Um dafür genügend thermische Energie zu gewinnen, wird nach zusätzlichen Wärmequellen geforscht. Als Optionen kommen die benachbarte Abwasserreinigungsanlage Goms (ARA Goms), die Abwärme aus Generatoren des Wasserkraftwerks Ernen (KW Ernen) oder Abwärme eines Serverraums in Frage.

Nach Fertigstellung der Machbarkeitsstudie im Sommer 2014 ist die Betreiberin des Wasserkraftwerks Ernen mit der Idee an den Energiepark gelangt, eine unregelmässig anfallende Energiequelle des KW Ernen in die Betrachtungen einzubeziehen. Für das Lastmanagement des Stromnetzes wird seit Jahrzehnten schon mit einem riesigen Tauchsieder zeitweise Strom vernichtet. Dieser ist allerdings vor ein paar Jahren ausser Betrieb gesetzt worden. Eine Wiederinbetriebnahme wäre für den Betreiber finanziell interessant.

Im Kontext der aktuellen Veränderungen im Strommarkt wird an mehreren Orten im Alpenraum am Thema einer effizienten Verwertung oder Speicherung zeitweiser Produktionsüberschüsse von Wasserkraftwerken studiert. Je nach Standort und Technologieentwicklung sind unterschiedliche Lösungen zu erwarten. Das Beispiel Energiepark Z'Brigg ist insofern ein interessantes Studienobjekt, da Kraftwerke dieser Gröszenordnung und Technologie (Laufkraftwerke ohne Pumpmöglichkeiten) häufig sind und meist wie in Ernen im Berggebiet kaum Grossabnehmer für die Überschussenergie resp. sinnvolle Speicher- und Verwertungsmöglichkeiten bestehen.

Überschussenergie

Anfänglich gab es vom Mittelwallis ins Goms eine einzige Starkstromleitung. Entsprechend war es notwendig, das Netz auf dem Weg ins Goms zu regulieren. Da die Produktion teilweise nicht rasch genug zurück gefahren werden konnte, wurde u.a. im Wasserkraftwerk Ernen mit Hilfe von grossen Tauchsiedern Strom in Dampf umgewandelt. Der Dampf wurde ungenutzt der Atmosphäre übergeben, da in Ernen keine kommerziellen Abnehmer existieren.

Auch heute müssen die Netzbetreiber bei einer Unter- oder Überlastung des Netzes Verbraucher hinzuschalten oder wegnehmen, resp. die Produktion hoch- oder runterfahren. Sie werden für diese Stabilisierung der Stromnetze im Rahmen der Systemdienstleistungen finanziell entschädigt. In den letzten Jahren wurde auf die Zuschaltung des Tauchsieders im Sinne eines zusätzlichen Verbrauchers aus ökonomischen Gründen verzichtet. Durch den raschen Ausbau der Photovoltaik in Europa gibt es aber inzwischen morgens vermehrt Zeitspannen von 15-30 Minuten mit Stromüberschüssen, welche negativen Marktpreise zur Folge haben. Am Wochenende kann diese Situation während mehrerer Stunden eintreten. Im Frühjahr bestehen zudem oft Kapazitätsengpässe in der Stromverteilung zwischen Europas Norden und Süden, weshalb die Einschaltung zusätzlicher Verbraucher im Goms sinnvoll wäre.

Eine gross angelegte Studie aus Deutschland (Fraunhofer, 2013) und Branchenkenner gehen davon aus, dass zumindest mittelfristig ein erhöhter Bedarf an flexibel, kurzfristig zuschaltbaren Verbrauchern bestehen wird. Der verantwortliche Walliser Energieversorger ist daher interessiert, den Tauchsieder

wieder in Betrieb zu setzen und dem Energiepark unregelmässig, aber in grossen Mengen Energie zu übertragen. Unter der Bedingung, dass die Energie sinnvoll genutzt wird.

Ziel der Arbeit

Diese vom Bundesamt für Energie finanzierte Studie betrachtet in vertiefter Form, ob und wie die elektrische Überschussenergie des KW Ernen abgenommen, gespeichert und wirtschaftlich verwertet werden könnte.

Ziel dieser Studie ist die Beantwortung der drei wesentlichen Fragen, die für die abschliessende Bestätigung der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit und somit für einen Investitionsentscheid im Projekt Energiepark Z'Brigg nötig sind. Es

1. soll untersucht werden, wie der Energiepark optimal ans Wasserkraftwerk Ernen angebunden werden kann. Dazu sind insbesondere Abklärungen zum Umfang und der Regelmässigkeit des Anfalls an Überschussenergie, den technischen Optionen betr. Energietransport und Zwischen speicherung und Varianten der Energieverwertung nötig. Die einzelnen Varianten sind vor allem auch bezüglich Technologiereife und Wirtschaftlichkeit zu beurteilen.
2. sollen technische und wirtschaftliche Abklärungen zur Güllebehandlung und -logistik getätig t werden. Es ist zu untersuchen, ob eine einstufige (Gülle-Perkolat) oder zweistufige Anlage (Gülle-Granulat) gebaut werden soll, in Abhängigkeit der Marktfähigkeit des Güllegranulats im Unterwallis und der nutzbaren Überschussenergie des Wasserkraftwerks. Diese Entscheidung hat auch Auswirkungen auf die Technik resp. die Investitions- und Betriebskosten in Lagerung, Transport und Ausbringung der Nährstoffe, die es ebenfalls abzuschätzen gilt.
3. muss frühzeitig festgelegt werden, wie die einzelnen Anlagenteile des Energieparks räumlich optimal angeordnet und verbunden werden können. Dabei gilt es die Energieeffizienz, Synergien mit benachbarten Projekten und die betriebliche Effizienz zu beachten.

Die Resultate eines beim Bundesamt für Landwirtschaft parallel eingereichten Förderantrags betr. Gär gutlogistik und -ausbringung, Düngermarkt und Nährstoffbilanz werden zusammen mit den Resultaten dieser Studie in die Überarbeitung der Machbarkeitsstudie aus dem Sommer 2014 einfließen. Die aktualisierte Version der Machbarkeitsstudie zum Energiepark z'Brigg wird auf der Website www.energie-regionoms.ch veröffentlicht.

Vorgehen

Übersicht

Gemäss den vorgängig definierten Zielen wurde folgendes Vorgehen gewählt:

1. Auslegeordnung zu den möglichen technischen Lösungsmöglichkeiten, den Energiepark mit dem KW Ernen zu verbinden, festgehalten in einer Mindmap (siehe Anhang). Variantenentwicklung und Vorauswahl der auf Basis einer Grobbeurteilung als best geeignet erachteten Variante.
2. Vertiefte technische und ökonomische Abklärungen zur gewählten Variante inklusive Abklärungen mit Anlagebauern/Technologielieferanten und Anlagebesichtigungen.

Ausserdem wurde aufgrund der Erkenntnisse dieses Projekts auch eine grobe Anlagenkizze mit Betriebskonzept als Basis für Investitionsentscheid, Grundstückserwerb und Ausschreibungen erstellt und sind die wesentlichen Erkenntnisse in die aktualisierte Machbarkeitsstudie zum Energiepark eingeflossen.

Phase 1: Auslegeordnung und Variantenwahl

Die grundlegenden Optionen einer sinnvollen Nutzung der überschüssigen Energie des Wasserkraft-

werks Ernen wurden im Rahmen von Literaturrecherchen und Expertengesprächen zusammen getragen. Zudem standen Grundlagen des Kraftwerkbetreibers zur jährlich verfügbaren Energiemenge sowie Regelmässigkeit und Länge der Perioden, in welcher Energie überschüssig ist, zur Verfügung.

Anschliessend wurde im Ausschlussverfahren eine Grobauswahl jener Technologiekombinationen getroffen, welche aus technischer und wirtschaftlicher Sicht sinnvoll erschienen. Diese wurden im Rahmen einer Nutzwertanalyse anhand von 7 Kriterien grob beurteilt. Für diese Beurteilungen wurden wo möglich und wesentlich weitere Literaturwerte und Expertenmeinungen verwendet.

Wichtig zu erwähnen ist, dass der Energiepark ab 2018 rentabel betrieben werden soll. Entsprechend wurden zwar vielversprechende, aber technisch noch nicht ausgereifte Optionen und wirtschaftlich nicht machbare Technologien schlechter bewertet, als dies bei Projekten der Fall wäre, die z.B. von einer Forschungseinrichtung oder einem Bundesamt im Sinne von Pilotprojekten finanziell getragen würden.

Phase 2: Vertiefte Abklärung einer Variante

Die vielversprechendste Variante aus Phase 1 wurde anschliessend einer genauen technischen und wirtschaftlichen Analyse unterzogen. Als Resultat liegt ein detaillierter Beschrieb der aus heutiger Sicht technisch und wirtschaftlich besten Variante vor. Methodisch wurde folgendes Vorgehen gewählt:

- a) Besuch von Anlagen, bei welchen einzelne Technologien bereits im Einsatz sind: Wasserkraftwerk Ernen (inkl. Tauchsieder), Gärgrüle-Verdampfung in Puidoux und Holztrocknungsanlage in Düdingen.
- b) Entwicklung Technisches Konzept: Die realistischen Varianten wurden technisch beschrieben und bezüglich Energiebilanz einander gegenübergestellt. Als Resultat dieses Arbeitsschritts sind die vom Wasserkraftwerk verfügbaren Überschussenergien quantifiziert, die Energieeffizienz des gesamten Prozesses berechnet sowie die Technologien und Dimensionen der Energiespeicher und die möglichen Direktabnehmer (ohne Zwischenspeicherung) der Überschussenergie bekannt.
- c) Abschliessend wurde die Variante bezüglich Wirtschaftlichkeit untersucht. Die Investitions- und Betriebskosten sowie die möglichen Einkünfte und vermiedenen Kosten wurden auf Basis von Herstellerangaben und Auskünften anderer Anlagenbetreiber mit einer Genauigkeit von etwa 20% quantifiziert. Auch wurde definiert, welche Mindestliefermengen für die Überschussenergie für eine korrekte Abschreibung der Anlagen nötig sind.

Anhand dieser Resultate konnten zudem die räumliche Anordnung der verschiedenen Anlagenkomponenten vorgenommen und eine Anlagenskizze erstellt werden.

Im Rahmen eines parallelen Projektes beim Bundesamt für Landwirtschaft, Fachbereich Agrarökonomie, wurden die Optionen der Güllelogistik und –ausbringung in einem partizipativen Prozess mit den Landwirten beurteilt sowie die Nährstoffbilanzen präzisiert und die Marktfähigkeit des Düngergranulats analysiert. Die Resultate fanden ebenfalls Eingang in die Machbarkeitsstudie und sind dort einsehbar.

Erkenntnisse

Grundlagen

Leistung: Im KW Ernen stehen zwischen 8 MW und 32 MW elektrische Leistung temporär für den Energiepark zur Verfügung.

Überproduktion: Es wird angenommen, dass täglich während durchschnittlich 15min Überschussenergie verfügbar ist, wobei an Sonntagen ab 13 Uhr bis zu 3 Stunden zusätzlich abgenommen werden könnte. Im Winterhalbjahr ist meist gar keine Überschussenergie verfügbar, im Frühjahr während zusätzlich 5 Stunden pro Woche.

In nachfolgender Tabelle ist ersichtlich, dass der Energiepark im Minimum jährlich 730'000kWh abnehmen müsste (365 Tage à 0.25h). Gemäss Aussagen des Betreibers wäre eine Abnahmekapazität von 0.7 GWh bis 3 GWh für einen wirtschaftlichen Betrieb des KW Ernen ideal (bis zu 0.5 h/Tag mit 8-16 MW).

(alles in kWh/Jahr)	Verfügbare Leistung			
Tagesproduktion	8 MW	16 MW	24 MW	32 MW
0.25 h/Tag	730'000	1'460'000	2'190'000	2'920'000
0.5 h/Tag	1'460'000	2'920'000	4'380'000	5'840'000
1.0 h/Tag	2'920'000	5'840'000	8'760'000	11'680'000

Für die Dimensionierung des Speichervolumens ist entscheidend, ob die Leistung während z.B. 15 Minuten am Stück oder in zwei Phasen à 7.5 Min. abgenommen werden muss. Es wurde beschlossen, dass der Energiepark mindestens 30 Min. am Stück Energie abnehmen können muss. Die grün hinterlegten Werte werden zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der best geeigneten Variante verwendet.

Nutzenergie: Innerhalb der Anlage wird Wasser als Übertragungsmedium gewählt. Damit kann die Anlagestruktur im Energiepark möglichst einfach gehalten werden.

Variantenentwicklung

Auslegeordnung

Als erstes wurde eine Auslegeordnung vorgenommen. Diese beruht im Wesentlichen auf den Erkenntnissen einer Studie des Fraunhoferinstituts (Fraunhofer, 2013) sowie zwei Artikeln in der Fachzeitschrift TEC 21 (TEC21, 2012/38a und TEC21, 2012/38b).

Es bestehen zahlreiche Möglichkeiten, die elektrische Überschussenergie des KW Ernen abzunehmen, zu speichern und zu verwerten. Im Rahmen dieser Studie wurde den spezifischen Standortbedingungen Rechnung getragen:

- Es wurde davon ausgegangen, einen Teil der elektrischen Energie direkt im Energiepark und benachbarten Projekten zu nutzen und den Rest zwischen zu speichern und zeitversetzt zu nutzen.
- Die Energieübertragung zwischen dem Wasserkraftwerk und dem Energiepark bietet grundsätzlich zwei Möglichkeiten. Umwandlung der elektrischen Energie auf dem Areal des Wasserkraftwerkes in ein Medium, welches für den Wärmetransport geeignet ist. Oder Transport der elektrischen Energie auf das Gelände des Energieparks. Dort erfolgt die Übertragung auf ein Wärmeträgermedium.
- Die Energiemengen, Speicherungsformen und Nutzenergiearten passen unterschiedlich gut zu den lokal verfügbaren Energiesenken (z.B. Gülleaufbereitung, Holztrocknung). Es wurden entsprechend jene Varianten gewählt, die zu den Energiesenken im Energiepark passen.
- Gerade bei der Energiespeicherung besteht eine Vielzahl von Optionen, welche nicht im Detail untersucht werden konnten und zudem oft nicht zur Energiequelle (Leistung, Häufigkeit, Dauer) oder zur Energiesenke passten.
- Die Lösungswege haben Einfluss auf die Investitions- und Betriebskosten des Energieparks (bspw. Dimensionierung des Endlagers der Biogasanlage, Logistikkosten, Geräteeinsatz bei der Ausbringung der Gärreste). Finanziell eindeutig nicht geeignete Varianten werden bereits zu diesem Zeitpunkt nicht weiter verfolgt.

Energiespeicherung

Zum Thema Speicherung von Strom existieren zahlreiche Berichte (Fraunhofer 2013, TEC21 2012/38a und TEC21 2012/38b). Viele der betrachteten Möglichkeiten hatten zum Ziel, die elektrischen Spitzen zeitlich versetzt wieder ins Netz einzuspeisen. Im vorliegenden Prozess steht die Nutzung von thermischer Energie klar im Vordergrund. Dabei sollen die kurzzeitigen hohen Spitzen über einen längeren Zeitraum kontinuierlich an den Energiepark abgegeben werden. Dies schränkt die Möglichkeiten der diversen Lösungsansätze ein. Deshalb wurden nur die nachfolgenden Lösungen genauer betrachtet:

Druckluft: Bei der Speicherung in Druckluft wird mit der überschüssigen elektrischen Energie ein Kompressor angetrieben, welcher Luft in einen Behälter presst. Zum Entladen wird die Druckluft über eine Turbine wieder in Strom umgewandelt.

Mechanische Speicherung: Bei der mechanischen Speicherung wird mit der überschüssigen elektrischen Energie ein Motor angetrieben, welcher einen sehr schweren Gegenstand in die Höhe hebt. Die statische Höhe entspricht der gespeicherten elektrischen Energie. Durch das Absenken werden der Motor zum Generator und die elektrische Energie wieder ins Netz eingespielen. Eine Lösung mittels Schwungrad kann die Energie deutlich zu kurzfristig speichern und die benötigte stunden- und tageweise Speicherung nicht bewerkstelligen.

Akkumulatoren: Bei der Akkumulatoren-Technologie wird die überschüssige elektrische Energie in elektrochemische Speicher eingelagert und später wieder ins Netz eingespielen. Die Akkumulatoren-Technologie macht grosse Fortschritte, ist aber keine Option für den Energiepark Ernen. Die nötige Anlagengrösse und die sehr hohe Ladeleistung sind technisch und wirtschaftlich nicht machbar.

Power to Gas: Beim „power-to-gas“-Prozess findet durch Elektrolyse eine Umwandlung der überschüssigen elektrischen Energie in Wasserstoff oder Methan statt. Die gasförmigen Brennstoffe werden entweder mittels BHKW direkt in Strom und Wärme umgewandelt oder einer Erdgasleitung beigemischt, was im Falle von H₂ eine Erhöhung des Brennwertes des Erdgases zur Folge hat. Die Verwertung im BHKW scheint im Energiepark eine gangbare Lösung zu sein, für eine Einspeisung in die nahegelegene Erdgasleitung sind die Mengen eindeutig zu gering. Ausserdem würde mit einer Einspeisung eines der Ziele, nämlich die Wärmeproduktion für den Energiepark (Holztrocknung, Gülleverdampfung) verfehlt.

Sensible thermische Speicher: Bei der thermischen Speicherung wird die überschüssige elektrische Energie in einem Medium (Wasser, Wärmeträgeröl, Flüssigsalz, Birkenzucker etc.) gespeichert. Als bevorzugtes Medium für sensible thermische Speicher wird Wasser verwendet. Das Medium ist einfach zu handhaben, ungiftig, sicher und kann in einem sehr grossen Temperaturbereich verwendet werden. Der Speicher kann mit handelsüblichen Materialien realisiert, die gespeicherte Energie anschliessend v.a. thermisch genutzt werden.

In der Industrie und für Prozesse in höheren Temperaturbereichen werden synthetische Wärmeträgeröle verwendet. Diese weisen im Vergleich zu Wasser eine geringere Wärmespeicherfähigkeit, dafür ein viel grösseres Spektrum im Temperaturbereich auf. Damit könnte das Speichervolumen im Vergleich zu Wasser deutlich verkleinert werden. Die Komplexität der Anlage nimmt aber zu und es werden weitere Wärmetauscher benötigt.

Zu den sensiblen thermischen Speichermedien gehört auch die Gruppe der thermochemischen Stoffe, z.B. die Salze und Salzgemische. Diese sind in einem sehr grossen Temperaturbereich einsetzbar, bieten aber diverse Probleme im Bereich der Korrosion und in der Stabilität. Aktuelle Untersuchungen (BINE, Onlineartikel) betreffen die Verwendung von Flüssigsalzen. Diese werden bei sehr hohen Temperaturbereichen verwendet und bei thermischen Solarkraftwerken eingesetzt. Flüssigsalze stocken bei Abkühlung und können nur mechanisch gelöst werden. Diese Technologie ist im Energiepark z'Brigg wenig geeignet, da die Prozesstemperaturen zu niedrig sind, um die Kristallisation gerade auch bei tiefen winterlichen Temperaturen zu vermeiden.

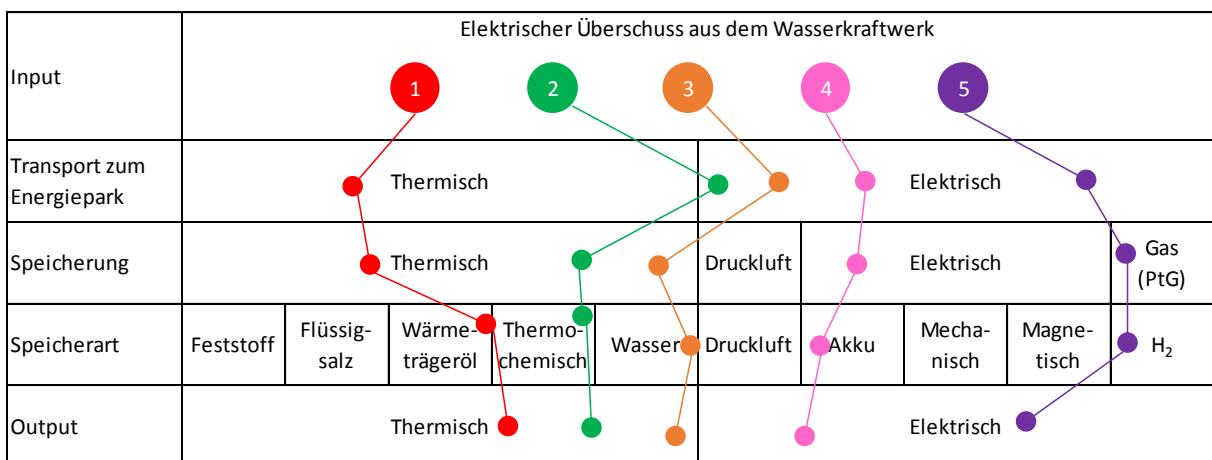
Stoffen als sensibles Speichermedium geforscht (gemäss Mail Herr Ammann). Diese Stoffe sind absolut unbedenklich, weisen kaum korrosive Eigenschaften auf und die Wärmekapazitäten sind höher als bei Wasser. Die biochemische Stabilität ist ein offener Punkt und muss im Labor erforscht werden. Eine Herausforderung ist die geringere interne Wärmeübertragung im Medium, was ein schnelles Laden der Speicher nur mit grossen Wärmetauscherflächen ermöglicht. Die Technologie befindet sich im Laborstadium und beschränkt sich auf eine tiefe Leistung. Wann eine Markttauglichkeit und die Sicherstellung des Einsatzes in der benötigten Größenordnung erreicht wird, ist nicht absehbar. Des Weiteren ist das verwendete Speichermedium ein relevanter Kostenfaktor.

Latente thermische Speicher: Bei latenten thermischen Speichern wird die überschüssige elektrische Energie mittels eines Phasenüberganges eines Mediums gespeichert. Im Übergang vom flüssigen zum dampfförmigen Medium wird hauptsächlich Wasserdampf verwendet. In diesem Phasenübergang steckt sehr viel Energie, welche mittels Turbinen in elektrische Energie umgewandelt oder direkt als thermische Energie verwendet werden kann. Die grosse Volumensteigerung von Wasser zum Dampf bedingt ein sehr grosses Speichervolumen, um die Verschiebung von Input zu Output zu bewerkstelligen.

Eine weitere Möglichkeit des Phasenüberganges ist von fest (z.B. Eis) zu flüssig. Hier steckt viel Energie im jeweiligen Medium, welche vorwiegend thermisch genutzt werden kann. Entscheidend ist hier das benötigte Temperaturniveau. Es kann zusätzlich mittels Wärmepumpe ein Hub der eingelagerten Energie stattfinden. Es existieren diverse Untersuchungen (FVS 2001, BINE Onlineartikel und ZeoTech 2013) von thermochemischen Stoffen (genannt thermochemische Medien), welche in unterschiedlichen Temperaturbereichen eingesetzt werden.

Variantenwahl

Die näher betrachteten Varianten sind im nachfolgenden Morphologischen Baukasten dargestellt:



Variante 1: Die Überschussenergie wird mittels einem wieder in Betrieb gesetzten Tauchsieder im KW Ernen in heißes Wasser umgewandelt. Jenes wird über ca. 100m vom KW Ernen in einer gedämmten Wärmeleitung zum Energiepark geführt, wo die Wärme mittels Wärmetauschern an ein Wärmeträgeröl abgegeben wird. Jenes wird in einem grossen, wärmegedämmten Speicher gespeichert. Die thermische Energie für die Trocknung der Holzhackschnitzel und die Gülleverdampfung wird in Form von heißem Wasser oder heißer Luft geliefert.

Variante 2: Die Überschussenergie wird über ein dickes Elektrokabel vom KW Ernen zum Energiepark geführt, die Tauchsieder werden nicht wieder in Betrieb gesetzt. Im Energiepark wird die Elektrizität über Elektroheizungsanlagen oder Durchlauferhitzer in Wärme umgewandelt. Jene wird in thermochemischer Form (Annahme: Salzlake) in grossen, wärmegedämmten Speichern gelagert. Die thermische Energie für die Trocknung der Holzhackschnitzel und die Gülleverdampfung wird in Form von heißem Wasser oder heißer Luft geliefert.

Variante 3: Die Überschussenergie wird über ein Elektrokabel vom KW Ernen zum Energiepark geführt, die Tauchsieder werden nicht wieder in Betrieb gesetzt. Im Energiepark wird die Elektrizität über Elektroheizungsanlagen oder Durchlauferhitzer in Wärme umgewandelt. Jene wird in Form von heißem Wasser (max. 140°C bei 3 bar Druck) in grossen, wärmegedämmten Speichern gelagert. Die thermische Energie für die Trocknung der Holzhackschnitzel und die Gülleverdampfung wird in Form von heißem Wasser geliefert.

Variante 4: Die Überschussenergie über ein Elektrokabel vom KW Ernen zum Energiepark geführt, die Tauchsieder werden nicht wieder in Betrieb gesetzt. Die Speicherung der Energie geschieht in zahlreichen parallel geschalteten Akkus. Die Energie für die Trocknung der Holzhackschnitzel und die Gülleverdampfung wird elektrisch geliefert, was Einfluss auf die nachfolgenden Technologien hat: Das Holz würde mit elektrisch erwärmer Luft getrocknet, die Nährstoffseparation in der Gülle mittels Ultrafiltration und Umkehrosmose erfolgen. Eine elektrische Erwärmung der Luft wäre vermutlich günstiger als die eigentlich vorgesehene Übergabe der Wärme von einem flüssigen Medium an die Luft, die Ultrafiltration und Umkehrosmose aber mit höheren Kosten und technischen Risiken verbunden als die vorgesehene Gülleverdampfung (mündliche Aussagen J.L. Hersener, Studie Meier Hersener, 2013).

Variante 5: Die Überschussenergie wird über ein Elektrokabel vom KW Ernen zum Energiepark geführt, die Tauchsieder werden nicht wieder in Betrieb gesetzt. Die elektrische Energie wird anschliessend per Wasserelektrolyse in Wasserstoff umgewandelt (power-to-gas) und dann flüssig oder gasförmig gelagert. Die Energie für die Trocknung der Holzhackschnitzel und die Gülleverdampfung wird elektrisch geliefert, weshalb der Wasserstoff erneut mittels Brennstoffzellen in Elektrizität umgewandelt wird. Die dabei anfallende Abwärme kann dem Prozess zugeführt werden.

Nutzwertanalyse der Varianten

Im Rahmen der Nutzwertanalyse wurden die 5 Varianten anhand von 7 Kriterien beurteilt:

1. Wirtschaftlichkeit (Kosten pro kWh)
2. Höhe der Investitionen
3. Technische Machbarkeit
4. Technologiereife
5. Komplexität des Konzepts
6. Gesamtwirkungsgrad
7. Flexibilität

Die Beurteilung wurde von drei Personen (HLK-Ingenieur, Forsting. ETH, Umweltnaturwissenschaftlerin ETH) unabhängig vorgenommen, und anschliessend diskutiert und aggregiert. Teilweise konnte für die Beurteilung auf quantitative Angaben zurückgegriffen werden, meist musste die Beurteilung auf qualitativen Aussagen von Experten beruhen.

Die Kriterien wurden alle gleich gewichtet. Es wurden zwischen 1 und 10 Punkte vergeben, wobei 10 Punkte dem Optimum entsprachen. Dabei wurde das Spektrum wo sinnvoll ausgenutzt (1 Punkt für die schlechteste Variante, 10 für die beste Variante). Maximal wurden 70 Punkte vergeben.

Kriterium	Fragestellung	Beurteilung
Wirtschaftlichkeit	Wie hoch sind die zu erwartenden Unterhalts- und Betriebskosten (pro kWh)?	Je tiefer je besser: Der Energiepark muss wirtschaftlich betrieben werden
Höhe der Investitionen	Wie hoch sind die zu erwartenden Investitionskosten?	Je tiefer je besser: Kapitalzugang des Energieparks beschränkt
Technische Machbarkeit	Gibt es grosse Stolpersteine, welche eine Ausführung am Standort in Frage stellen?	Je eindeutiger machbar, je besser: Die Anlage soll ab 2017 mind. 20 Jahre betrieben werden
Technologiereife	Ist die Technik im Jahr 2017 marktreif und erhältlich?	Je reifer je besser: nicht ausgereifte Technologien stellen ein zu grosses Investitionsrisiko für den Energiepark dar
Komplexität des Systems	Wie komplex ist die Anlage aufgebaut?	Je einfacher je besser: Die Anlage muss vom Betreiber der Biogasanlage betrieben werden können
Gesamtwirkungsgrad	Wie hoch ist der Wirkungsgrad unter Berücksichtigung möglicher Verluste?	Je höher je besser: Aus ökonomischen und ökologischen Gründen
Flexibilität	Wie schnell und mit welcher Leistung kann die Energie abgenommen und gespeichert werden?	Je grösser je besser: Die Leistungsabgabe des KW Ernen ist unregelmässig, kaum planbar und in hohen Leistungsbereichen

Die Beurteilung der Varianten ergab folgendes Bild:

Kriterien	V1	V2	V3	V4	V5
Wirtschaftlichkeit	3	3	4	2	2
Investitionen	3	3	4	2	2
Machbarkeit	7	8	9	5	3
Ausgereifte Technik	9	9	10	9	4
Komplexität	7	9	10	8	2
Wirkungsgrad & Verluste	9	7	6	8	3
Flexibilität der Anlage	9	9	9	1	6
Summe	47	48	52	35	22
	67%	69%	74%	50%	32%

Details zur Beurteilung sind im Anhang zu finden. Aufgrund der Resultate der vertieften Betrachtung der best geeigneten Variante V3 (hohe Investitionskosten) wurde die Beurteilung in einer 2. Runde insbesondere bezüglich Wirtschaftlichkeit nochmals angepasst.

Variante 3 (Umwandlung des Stromüberschusses beim Energiepark mittels Durchlauferhitzern in heißes Wasser, Speicherung unter 3 bar Druck bei maximal 140°C) schnitt mit 74% der möglichen Punkte am besten ab, insbesondere wegen der ausgereiften und markterprobten Anlagenkomponenten und der grossen Flexibilität (Möglichkeit grosse Energiemengen umgehend umzuwandeln und zu speichern).

Die drei Beurteilungen waren kongruent in dem Sinne, dass die Varianten mit elektrischer Speicherung und Wasserstoffproduktion zum heutigen Stand noch nicht wirtschaftlich sind. Bei der Variante 5 (power-to-gas) muss zudem angenommen werden, dass die Technologien im Jahr 2017 noch nicht für den Einsatz in einem kontinuierlichen Betrieb geeignet sein werden. Gegen Variante 4 (Speicherung in Akkus) spricht zudem, dass für die rasche Abnahme von mindestens 16MW Leistung eine sehr grosse Anzahl Akkus nötig wäre, was sich wiederum auf die Investitionssumme auswirken würde. Entsprechend scheiden V4 und V5 aus.

Einigkeit herrscht ausserdem, dass von den Varianten mit thermischer Speicherung (V1 bis V3) jene

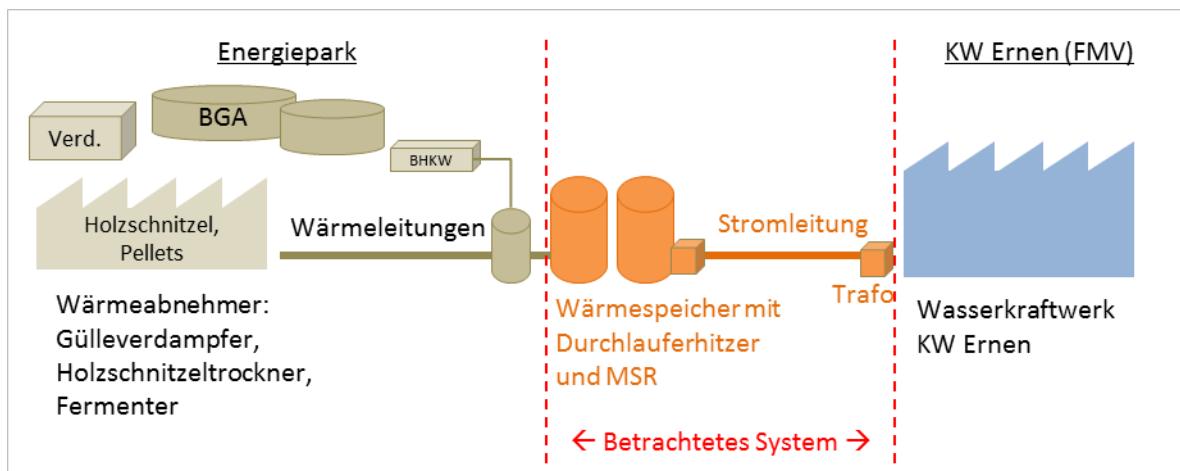
Variante, welche eine Wiederinbetriebnahme der Tauchsieder vorsieht, nicht sicher machbar und mit hohen Kosten verbunden wäre. Eine Besichtigung der Anlage und Gespräche mit dem Betreiber liessen Zweifel entstehen, ob die Tauchsieder mit vernünftigem Aufwand betrieben werden könnten.

Die Unterschiede zwischen Variante 2 (thermochemische Speicherung, z.B. in Form von Salzlake) und Variante 3 (Speicherung in Form von heissem Wasser) sind gering und liegen vermutlich im Fehlerbereich der Beurteilung. Vor einem allfälligen Investitionsentscheid müssten vertiefte Abklärungen gemacht werden. Für Variante 3 spricht die leicht bessere Wirtschaftlichkeit (die Mehrkosten für den grössten Wärmespeicher werden durch Minderkosten im Sicherheitsbereich und bei der Wärmeübergabe überkompenziert) und eine leicht bessere Machbarkeit, da es sich um Standardprodukte handelt (z.B. grosse Solarspeicher). Durch die kleinere Aussenhüllfläche der Speicher werden dafür in V2 geringere Verluste erwartet.

In Abstimmung mit den Projektverantwortlichen des Energieparks wurde Variante 3 weiter verfolgt. Jene werten insbesondere den Aspekt hoch, dass bei Variante 3 reines Wasser gespeichert wird, was nahe der jungen Rhone bezüglich des Gewässerschutzes unabhängig von den Sicherheitsmassnahmen psychologisch vorteilhaft ist.

Vertiefte Betrachtung der best geeigneten Variante

Die Variante 3 wurde im Detail auf ihre Wirtschaftlichkeit hin untersucht. In der nachfolgenden Abbildung ist die Systemabgrenzung sichtbar: Betrachtet werden alle Anlagenteile, die für die Verbindung des Energieparks mit dem KW Ernen notwendig sind, inkl. Wärmespeicher und Trafo zur Abnahme der elektrischen Energie.



Besonderes Augenmerk wurde drei Aspekten geschenkt:

- Transformation der Überschussproduktion auf die geeignete Spannungsebene
- Wärmeabgabe an den Wasserspeicher
- Dimensionierung der Wärmespeicher

Transformation der Überschussproduktion

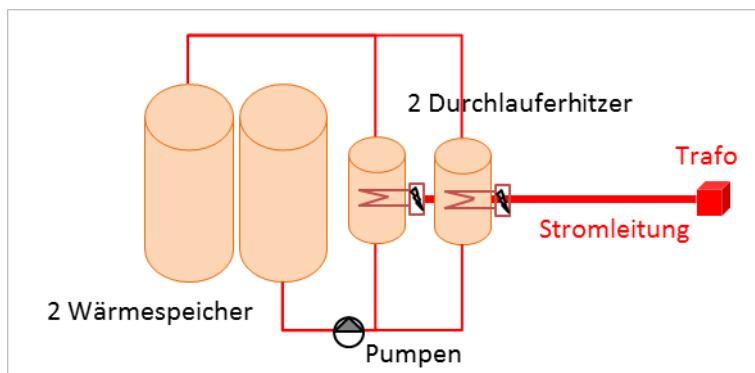
Es wurde eine Variante mit einer Spannungsebene von 9kV betrachtet und verworfen. Bei höheren Spannungen wären die Investitionen in den Trafo geringer, aber die Anschaffung von Spezialapparaten zur Wärmeumwandlung und die Investitionen in die Sicherheit (Funksprung) machen diesen Vorteil zunichte.

Eine weitere Schwierigkeit betrifft die Versorgungssicherheit. Bezuglich Netzebene kommen die Optionen Ebene n und Ebene n-1 (siehe auch www.swissgrid.ch) in Frage. Mit Ebene n-1 besteht beim Ausfall der Energiequelle (z.B. Revision der Turbine oder Generatoren) die Sicherheit, dass eine weitere Versorgungseinheit zur Verfügung steht. Mit Ebene n steht dem Energiepark beim Ausfall der primären Energiequelle keine Redundanz zur Verfügung.

Der Energiepark ist je nach Dimensionierung der Speicher auf tägliche bis wöchentliche Lieferungen der Überschussenergie angewiesen. Die ordentlichen Revisionszeiten im KW Ernen dauern länger als eine Woche. Entsprechend kommt nur ein Anschluss auf Ebene n-1 in Frage, der gemäss Energieversorger mit Investitionen von rund Fr. 0.6 Mio. verbunden ist. Ein Anschluss auf Ebene n würde rund Fr. 0.35 Mio. kosten.

Wärmeabgabe an den Wasserspeicher

Die Wärmeabgabe an den Wasserspeicher ist komplex. Die anfangs angedachten Varianten mit Elektroheinsätzen im Speicher sind nicht machbar, da die Wärme nicht rasch genug ans Speichermedium abgegeben und verteilt werden kann. Gemäss Herstellerangaben (Hr. Berner, 2015), Expertenmeinung (Hr. Spitz, 2015) sind für eine Leistung von 16MW zwei Durchlauferhitzer (10 MW und 6 MW) einzusetzen, über welche das Wasser erhitzt und in den Speicher gepumpt wird.



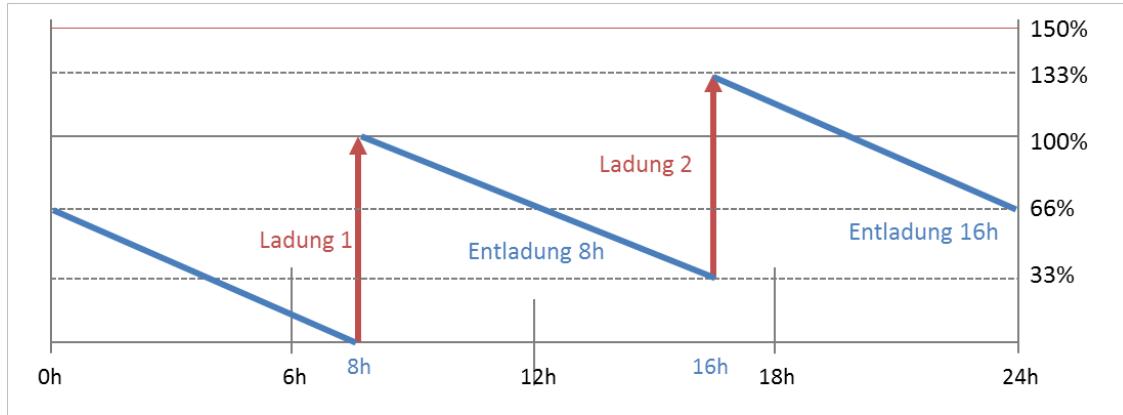
Entsprechende Installationen sind in der Industrie bekannt und bewährt. Die Kosten für die beiden Durchlauferhitzer (690V / 16 MW, inkl. Schaltanlage und Installation) betragen gem. Richtofferte Fr. 980'000.-

Dimensionierung der Wärmespeicher

Für die Speicherung sind aus thermodynamischen Gründen 2 Speicher vorgesehen. Die Dimensionierung erfolgt in Abhängigkeit der Wärmekapazität, der nutzbaren Temperaturdifferenz (Delta T) und der Ladezyklen.

Ladezyklen: Der Energieversorger geht davon aus, dass durch den raschen Zubau von Photovoltaik und weiteren Änderungen der Rahmenbedingungen jeweils morgens und abends kurze Phasen zu erwarten sind, in welchen eine Überschussproduktion an den Energiepark abgegeben werden könnte. Entsprechend sollen die Speicher so dimensioniert werden, dass zwei Ladungen am Tag mit mindestens 8 Stunden Differenz möglich sind. Dies bedingt gemäss untenstehendem Modell eine Speicherkapazität von 1.33 mal der täglich zu speichernden Energie. Die nachfolgenden Berechnungen beinhalten

eine Reserve und beruhen auf einer 1.5fachen Speicherkapazität.



Bei 3 bar Druck (höhere Druckverhältnisse verteuern die Speicher deutlich) kann das Wasser auf gut 130°C erwärmt werden. Die Verbraucher benötigen Wärme auf einem Temperaturniveau von 85°C, weshalb mit einem Delta T von 40K gerechnet wird. Die Speicher wurden so dimensioniert, dass sie täglich während 30min eine Leistung von 16 MW aufnehmen können. Der Abstand zwischen den mindestens zwei Ladezyklen muss mindestens 8 Stunden betragen (Reserven von 50% eingeplant):

Wärmekapazität: Auf Anregung von Industrievertretern und der geringen Unterschiede in der Beurteilung der Varianten 1-3 wurden für die Dimensionierung der Speicher neben Wasser auch Wärmeträgeröle in Betracht gezogen. Wasser hat eine Wärmekapazität von 4.187 kJ/Kg K und hat bei 3 bar Druck einen Siedepunkt von 140°C. Eine mögliche Alternative, das Wärmeträgeröl Marlotherm N, hat eine Wärmekapazität von 2.400 kJ/Kg K, kann aber problemlos auf gut 250°C erwärmt werden.

Nutzbare Temperaturdifferenz: Für die Holztrocknung und Gülleverdampfung wird Wärme mit einer Temperatur von über 80°C benötigt. Entsprechend kann in einem Wasserspeicher eine Temperaturdifferenz von maximal 60°C und mit dem Wärmeträgeröl ein Delta-T von rund 170°C genutzt werden. Die daraus resultierenden Speicherkapazitäten sind in nachfolgender Tabelle ersichtlich:

Temperaturdifferenz [Kelvin]	Speicherkapazität ohne Reserve, in m³		Speicherkapazität mit Reserve, in m³	
	Wasser	Öl	Wasser	Öl
40	86	150	129	225
50	69	120	103	180
60	57	100	86	150
100		60		90
150		40		60
200		30		45
250		24		36

Bei einer Jahresproduktion von 1'460'000 kWh und unter Berücksichtigung der Reserven, Wärmeverluste und Saisonalitäten reicht ein Speicher von rund 130m³ (Wasser) resp. 60m³ (Öl). Aufgrund der Mehrinvestitionen des Ölspeichers und der Wärmeabgabe ans Wärmeträgeröl sowie der nachgewiesenen Machbarkeit, im Energiepark zwei konventionelle, vorgefertigte und transportierbare Speicher à je 65m³ zu installieren, wird von Wasserspeichern ausgegangen.

Für den Erwerb und die Installation der beiden gedämmten Speicher wird gem. Richtofferte mit Kosten von total Fr. 127'000.- gerechnet.

Wirtschaftlichkeit

Um die Kosten einer Nutzung der Überschussenergie des KW Ernen im Energiepark zu berechnen, mussten erneut Varianten betrachtet werden. Die Aussage hängt von mehreren Faktoren ab:

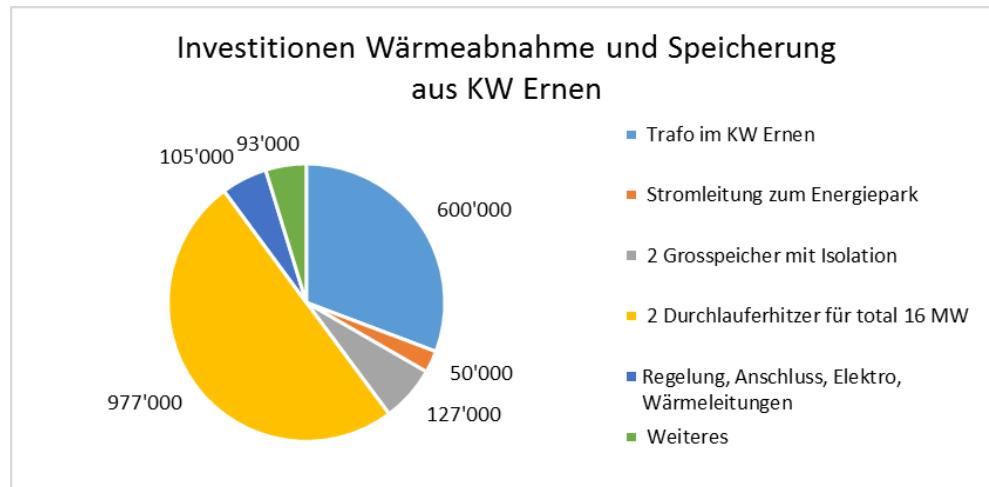
Abschreibungsdauer und Zinssatz: Bei Energieversorgern ist bei Investitionen eine Abschreibungsdauer von 10 Jahren üblich, bei einem Zinssatz von 5%. Im Energiepark wird aufgrund individueller Betrachtung der Anlagenteile über das gesamte Projekt mit einer durchschnittlichen Abschreibungsdauer von 24 Jahren gerechnet. Der mittlere Zinssatz beträgt 3.35%.

Abgaben: Gemäss gründlichen Abklärungen werden auch bei einer Überschussenergienutzung Abgaben fällig. Die Abgaben für Systemdienstleistungen und KEV in der Höhe von total 1.8 Rp./kWh exkl. MwSt. sind sicherlich zu leisten. Die Abgaben an die Gemeinden, für Netzebene 3 und 4 sowie allfällige Aufwendungen für den Aufbau eines Arealnetzes summieren sich auf weitere 2.55 Rp./kWh exkl. MwSt. Ob diese wirklich geleistet werden müssen, wäre mit den betroffenen Akteuren zu verhandeln.

Energiepreis: Im besten Fall wird die Überschussenergie zum Nulltarif an den Energiepark abgegeben. Im schlechtesten Fall werden die Gestehungskosten von ca. 4 Rp./kWh verrechnet. Dies ist Verhandlungssache.

Energiemenge: Die Fixkosten der Überschussenergie-Abnahme sind ziemlich konstant, egal, ob nur 730'000kWh/Jahr (täglich 15min à 8 MW) oder 2'920'000kWh (täglich 30min à 16 MW) abgenommen werden. Entsprechend hängen die variablen Kosten (Fr./kWh) sehr stark von der Energiemenge ab.

Investitionssumme: Die Gesamtinvestition für die Abnahme der Überschussenergie kann auf eine Genauigkeit von 20% abgeschätzt werden. Für die wichtigsten Kostenfaktoren wurden Richtofferten eingeholt. Die Investitionen für die Übernahme der Überschussenergie betragen total Fr. 1.9 Mio., wobei alleine die beiden Durchlauferhitzer Fr. 0.9 Mio. kosten:



Basierend auf den vorgängigen Angaben wurden für die Abschätzung der Wärmekosten auf Basis Überschussenergie KW Ernen sechs Varianten gerechnet. Sie unterscheiden sich stark voneinander. Die beiden Varianten Energiepark 1 und Energiepark 2 sind aus heutiger Sicht realistisch. Unter der Annahme, dass die Investitionen vom Energiepark getätigten werden und bezüglich Abgaben und Energiepreis mit den betroffenen Akteuren erfolgreich verhandelt werden kann:

Grundlagen	Worst	Bad	E-Park 1	E-Park 2	Good	Best
Verzinsung	5.0%	3.35%	3.35%	3.35%	3.35%	3.00%
Abschreibedauer (Jahre)	10	20	20	24	24	30
Abgaben (Rp./kWh)	4.70	4.70	2.64	1.94	1.94	1.94
Energiepreis (Rp./kWh)	5.4	4.3	3.2	2.2	1.1	0.0
Energiemenge in kWh	730'000	1'460'000	1'460'000	1'460'000	2'920'000	2'920'000
Total Kosten (Fr./Jahr)						
Abschreibung	252'838	135'512	135'512	119'671	119'671	99'608
Abgaben	34'295	68'591	38'602	28'382	56'765	56'765
Stromeinkauf	39'420	63'072	47'304	31'536	31'536	-
Total	326'553	267'175	221'418	179'589	207'972	156'373
Energiekosten (Rp./kWh)						
Abschreibung	34.6	9.3	9.3	8.2	4.1	3.4
Abgaben	4.7	4.7	2.6	1.9	1.9	1.9
Stromeinkauf	5.4	4.3	3.2	2.2	1.1	0.0
Total	44.7	18.3	15.1	12.3	7.1	5.3

Es wird davon ausgegangen, dass die Kosten einer Überschussenergieabnahme des KW Ernen zwischen 12.3 und 15.1 Rp./kWh betragen. Im besten Fall, d.h. bei einer kostenlosen Abgabe der Überschussenergie, optimistischer Abschreibung und grosser Energiemenge, fallen Kosten von 5.3 Rp./kWh an. Zu erwähnen ist hierzu, dass die Energiemenge von 2'920'000 kWh/Jahr den Bedarf des Energieparks in der Basisvariante um Faktor 2 übertrifft.

Diskussion

Der Energiepark ist auf von aussen zugeführte Abwärme in der Größenordnung von 0.73 bis 1.46 GWh angewiesen. Ausserdem muss der Energiepark wirtschaftlich betrieben werden können. Entsprechend ist die betrachtete Überschussenergienutzung des KW Ernen anderen Abwärmequellen gegenüberzustellen.

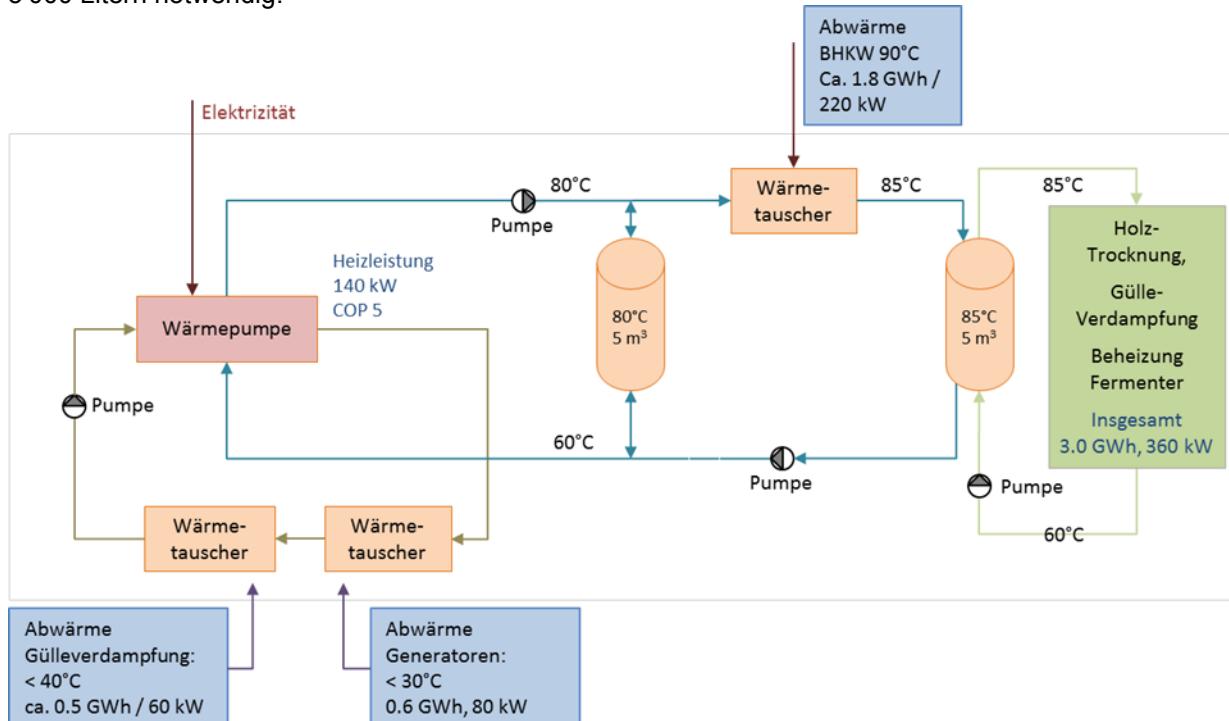
Abwärme der Generatoren

Technisches Konzept

Im KW Ernen sind 2 Turbinen mit 16 MW Leistung installiert. Die Generatoren erzeugen grosse Abwärmemengen. Bei einem elektrischen Wirkungsgrad von rund 97%, 7'000 Betriebsstunden und einem Sicherheitsfaktor von 75% stünden 2.5 GWh Abwärme pro Generator zur Verfügung, also total über 5 GWh. Dies ist ein Mehrfaches des Wärmebedarfs des Energieparks.

Einer der Generatoren im KW Ernen könnte mit Luft-Wasser-Wärmetauschern nachgerüstet werden. Mit jenen kann ein Betriebsmittel auf rund 30°C aufgewärmt und zum Energiepark geführt werden (Distanz etwa 100m). Die Abwärme des anderen Generators sowie des Trafos stünde weiter für die Beheizung des Kraftwerks zur Verfügung.

Die Abwärme der Generatoren kann zu einer zentralen Wärmepumpe geführt werden, wo sie gemeinsam mit der Abwärme aus der Gülleverdampfung verwertet würde. Mit einer Wärmepumpe (COP 5.0) erhöht sich das Temperaturniveau auf 80°C. Anschliessend würde die Energie über einen weiteren Wärmetauscher geführt, welcher mithilfe der Abwärme aus dem BHKW eine Temperaturerhöhung um 5°C auf die Nutzenergie von 85°C bewirkt. Als Puffer sind zwei konventionelle Wärmespeicher von je 5'000 Litern notwendig.



Wirtschaftlichkeit

Investitionen: Die Angaben zur Investitionssumme in der Tabelle basieren auf Richtofferten (Wärmetaupmen, Cadena 2015) und Erfahrungswerten. Die Investitionen werden pro Anlageteil unterschiedlich abgeschrieben.

Investitionen	Fr.
Wärmetauscher	10'000
Anschluss, Leitungen und Allg. im Gebäude	25'000
Leitungen im Energiepark	50'000
Wärmetauscher	15'000
Wärmepumpe	125'000
Speicher	16'000
Ei. Installationen, Regelung inkl. Leitebene, Armaturen	40'000
Pumpen und Ventile	15'000
Total	296'000

Kosten pro kWh: Die nachfolgenden Ausgaben beruhen auf Richtofferten und Erfahrungswerten und beziehen sich auf einen Energiebedarf von 1.46 GWh.

Kostenstelle	Fr.	Rp./kWh
Einkauf Abwärme	3'000	0.18
Stromkosten Wärmepumpe	36'000	2.49
Stromkosten Pumpen	1'000	0.06
Betrieb und Unterhalt	5'000	0.21
Annuität der Investition	17'000	1.18
Unvorhergesehenes	2'000	0.12
Total	64'000	4.25

Die Kosten für die Aufbereitung der Wärme belaufen sich auf jährlich Fr. 64'000.- Dies entspricht 4.25 Rp./kWh bei einer Energiemenge von 1'460'000kWh.

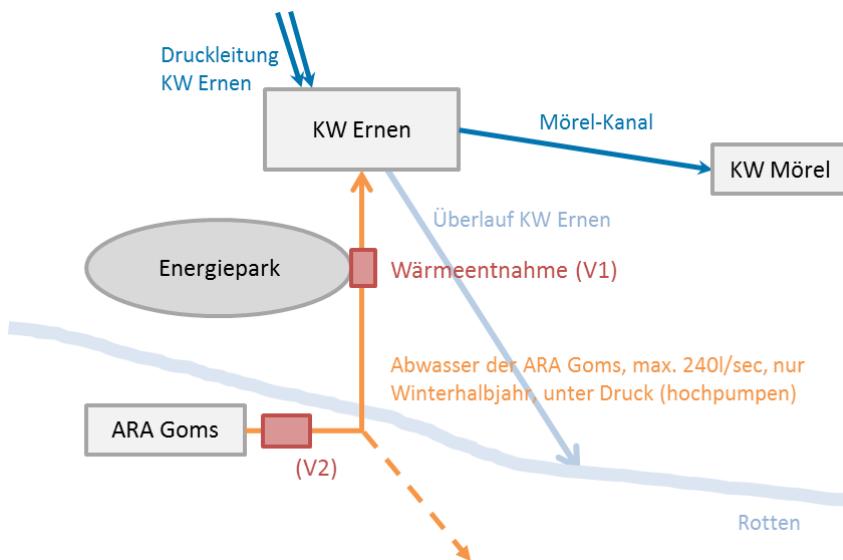
Abwärme aus der Abwasserreinigungsanlage Goms

Technisches Konzept

Die ARA Goms liegt rund 300m östlich des Energieparks auf der anderen Seite der jungen Rhone (Rotten). Sie verwertet die Abwässer aller Gommer Gemeinden. Eine aktuelle Studie (SRP Ingenieur AG, Brig) weist nach, dass dem Abwasser der ARA, welches im Winter 6-9°C und im Sommer bis 15°C warm ist, jährlich rund 9 GWh Energie entnommen werden könnte. Der Energiebedarf im Energiepark entspricht einem Bruchteil davon.

Das Abwasser der ARA Goms wird im Winter über eine Leitungsbrücke zum Wasserkraftwerk Ernen gepumpt und dort in den Mörelkanal eingeleitet. Diese Leitung führt unmittelbar am künftigen Energiepark vorbei. Grund dafür ist das Niedrigwasser in der Rotten sowie die Mehrproduktion im KW Mörel. Im Sommer wird das Abwasser direkt in die Rotten geleitet, da der Mörelkanal komplett ausgelastet ist und die Rotten genügend Wasser führt.

Die nachfolgenden Berechnungen beruhen darauf, dass das Abwasser künftig ganzjährig zum KW Ernen gepumpt wird (aktuell drei Pumpen mit Leistungen 11kW, 22kW und 37kW verfügbar) und die Pumpkosten im Sommerhalbjahr vom Energiepark getragen werden. Ein Teil des gereinigten Abwassers aus der Abwasserleitung der ARA Goms zum Mörelkanal wird direkt einer Wärmepumpe als Wärmequelle zugeführt und das Abwasser so um 4-5°C abgekühlt. Die somit gewonnene Energie wird auf einem nutzbaren Temperaturniveau dem Prozess zugeführt.



Wirtschaftlichkeit

Investitionen: Die Angaben zur Investitionssumme basieren auf Richtofferten (Wärmepumpen) und Erfahrungswerten. Die Investitionen werden pro Anlageteil unterschiedlich abgeschrieben.

Investitionen	Fr.
Anschluss an bestehende Leitung	20'000
Pumpen	20'000
Wärmetauscher	15'000
Wärmepumpe	160'000
Diverse Wärmeleitungen	13'000
Speicher	16'000
Elektrisches, Regelung mit Leitebene, Armaturen	60'000
Diverses	30'000
Total	334'000

Kosten pro kWh: Die nachfolgenden Ausgaben beruhen auf Richtofferten und Erfahrungswerten und beziehen sich auf einen Energiebedarf von 1.46 GWh.

Kostenstelle	Fr.	Rp./kWh
Stromkosten Wärmepumpen	64'000	4.4
Stromkosten Pumpen	1'000	0.1
Betrieb und Unterhalt	3'000	0.2
Kapitalkosten	25'000	1.7
Grundstück	-	0.0
Unvorhergesehenes	5'000	0.3
Total	98'000	6.7

Die Kosten für die Aufbereitung der Wärme belaufen sich auf jährlich Fr. 98'000.-. Bezogen auf den Wärmebedarf im Energiepark von 1'460'000kWh entspricht dies 6.7 Rp./kWh.

Schlussfolgerungen und Ausblick

Schlussfolgerungen

Die Übertragung der Überschussenergie zum Energiepark sollte aufgrund der verlustfreien und einfachen Übertragung elektrisch erfolgen. Die Elektrizität ist anschliessend mittels Durchlauferhitzer in Wärme umzuwandeln und im Wasserspeicher zwischengelagert.

Die Überschuss-Energiemengen übertreffen den Wärmebedarf des Energieparks. Im Winterhalbjahr und bei Revisionen des Kraftwerks ist allerdings damit zu rechnen, dass der Energiepark keine Überschussenergie abnehmen könnte und somit Strom einkaufen müsste. Dies wäre ökologisch und ökonomisch wenig sinnvoll.

Die Investitionen für die Übernahme der Überschussenergie betragen total Fr. 1.9 Mio., wobei alleine die beiden Durchlauferhitzer Fr. 0.9 Mio. kosten. Dies ist ein Mehrfaches der Investitionssumme für eine Abwärmenutzung aus der ARA Goms und den Generatoren im KW Ernen. Auch bezüglich der Wärmekosten ist die Nutzung der Überschussenergie wenig attraktiv: Die Kosten von 12.3 bis 15.1 Rp./kWh sind doppelt so hoch wie jene der alternativen Energiequellen:

Variante Wärmebereitstellung	Investitionskosten Total (CHF)	Wärmekosten (Rp./kWh)
Überschussenergie KW Ernen	1'900'000.-	12.3-15.1
Abwärmenutzung Generator KW Ernen	296'000.-	4.25
Abwärmenutzung ARA Goms	334'000.-	6.7

Im optimalen Fall könnten die Kosten auf etwa 5.3 Rp./kWh gesenkt werden, womit sie vergleichbar wären mit jenen der Abwärmenutzung aus der ARA Goms und der Generatorenabwärme. Allerdings bleibt dann noch das Problem der lückenhaften Verfügbarkeit von Überschussenergie in den Wintermonaten, weshalb teure Redundanzen aufgebaut werden müssten.

Obwohl der Trend zu zeitweisen Überproduktionen im Strommarkt anhält und der Energieversorger FMV dem Energiepark in vielerlei Hinsicht entgegenkommen würde, lohnt sich daher eine Anbindung des Energieparks ans KW Ernen in dieser Konstellation und unter den heutigen Rahmenbedingungen nicht.

Ausblick

Den Projektverantwortlichen wird empfohlen, die Thematik der Überschussenergienutzung weiter zu verfolgen. Sofern eine Lösung für die hohen Kosten der Energieübergabe (Durchlauferhitzer) und die absehbaren Engpässe im Winter gefunden werden kann, wäre das Projekt ökologisch und ökonomisch sinnvoll. Als Basis für weitere Abklärungen sollte der Energieversorger möglichst genaue Daten erheben, wann im KW Ernen effektiv überschüssige Energie anfällt.

An Standorten, wo grosse (industrielle) Abnehmer resp. Teile der notwendigen Infrastruktur schon existieren, könnte die Abnahme und Zwischenspeicherung von Überschussenergie heute schon ökonomisch sein.

Die Autoren dieser Studie und die interviewten Experten erwarten in den nächsten Jahren technologische Fortschritte in der elektrischen Speicherung und der „power-to-gas“-Technologie, welche neue Möglichkeiten eröffnen werden. Gegen grosse Investitionen in Überschussnutzungen spricht, dass mittelfristig eine Angleichung von Produktion und Nutzung elektrischer Energie in Haushalten und Industrie zu erwarten ist, und auch dezentrale Speichermöglichkeiten (z.B. Elektromobilität, Hausbatterien) rasch an Bedeutung gewinnen. Ob sich somit Investitionen über 20 oder mehr Jahre amortisieren lassen, ist ungewiss.

Referenzen

Anlagen

Anlage	Thema	Vorgehen
Wasserkraftwerk Ernen (VS)	Wiederinbetriebnahme der Tauchsieder, Abwärmenutzung Generatoren	Zwei Begehungen
Wasserkraftwerk Unteraa (OW)	Sommerbetrieb des Wärmeverbunds Giswil mit der Abwärme der Generatoren	Literaturrecherche
Wasserkraftwerk Rapperswil-Auenstein (AG)	Beheizung des Schwimmbads Rapperswil mit kontinuierlicher Abwärme aus der Kühlung der Turbinen	Literaturrecherche
Wasserkraftwerk Birsfelden (BL)	Beheizung von 45 Liegenschaften mit Abwärme der Generatoren (100 MWel)	Literaturrecherche
BioEnergie Düdingen AG (FR)	Biogasanlage mit Pelletierung von Waldholz	(www.bestpellet.ch) Zwei Anlagenbesuche
Landwirtschaftsbetrieb der Familie Martin in Puidoux (VD)	Biogasanlage mit Gülleverdampfung	Anlagenbesuch

Technische Dokumente

Verweis	Titel und Publikation	Thema
Backer ELEC, 2015	Richtofferte für Durchlauferhitzer mit Gesamtleistung von 16MW, Fa. Backer ELEC AG, Juli 2015	Umwandlung der elektrischen Energie in thermische Energie
Cadena , 2015	Richtofferte für Abwasserwärmepumpe, Fa. Cadena, Hr. Steuri, Email August 2015	Anhebung Temperaturniveau aus Abwasser ARA Goms
Ammann, 2015	Email 2015, Forschungsprojekt der HSLU zu Latentwärmespeicher für Prozesswärmee	Technische Einzelheiten und Angaben zu approximativen Kosten von Xylitol

Primär- und Sekundärliteratur

Verweis	Titel und Publikation	Thema
Fraunhofer, 2013	Speicher für die Energiewende, Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT in Sulzbach-Rosenberg, Sept. 2013	Studie zu Speichertechnologien für elektrische Energie.
TEC21, 2012/38a	Artikel „Eine kurze Geschichte der Energiespeicherung“ aus der Fachzeitschrift TEC21 Ausgabe 2012/38	Wirtschaftliche Speichermöglichkeiten für elektrische Energie mit historischen Betrachtungen.
TEC21, 2012/38b	Artikel „Speichertechnologien für das Stromnetz“ aus der Fachzeitschrift TEC21 Ausgabe 2012/38	Übersicht der Speichertechnologien für elektrische Energie hinsichtlich Standortansprüchen, Kosten, Wirkungsgraden und Entwicklungsreife.
BINE, Onlinenartikel	Artikel „Sonne speichern“ des Fachinformationszentrum Karlsruhe, Gesellschaft für wissenschaftlich-technische Information mbH (BINE Informationsdienst), www.solarserver.de/solarmagazin/	Thermochemische Speicherung von solarer Energie.
BINE, 2014	Artikel „Flüssiges Salz überträgt Wärme“ des Fachinformationszentrum Karlsruhe, Gesellschaft für wissenschaftlich-technische Information mbH (BINE Informationsdienst), 2014	Erfahrungsbericht der Demonstrationsanlage eines Solarkraftwerks mit flüssigem Salz als Wärmeüberträgermedium.
BFE Studie, 2013	Schlussbericht zur BFE Studie „Vergärung von Gülle und Cosubstraten im Membran-Bio-Reaktor“, 2013.	Studie zur Steigerung des Biogasertrages im Membran-Bio-Reaktor mittels Ultrafiltration zur Verhinderung der Ausschwemmung der aktiven Bakterien.
BFE Studie, 2013	Schlussbericht zur BFE Studie „Energiespeicher in der Schweiz“, 2013.	Studie zum Bedarf, der Wirtschaftlichkeit und den Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050
energie-RUND-SCHAU, 2012/1	Artikel „Mehr Biogas dank besserer Vergärung“ aus der Fachzeitschrift energieRUND-SCHAU Ausgabe 2012/1.	Artikel über Studie zur Steigerung des Biogasertrages im Membran-Bio-Reaktor mittels Ultrafiltration zur Verhinderung der Ausschwemmung der aktiven Bakterien.
FVS, 2001	Publikation zum Workshop Wärmespeicherung des Forschungsverbund Sonnenenergie in Köln 2001, www.fvee.de	Bericht mit der Zusammenfassung der wesentlichen Veröffentlichungen des Workshops, diverse Speicher-techniken für thermische Speicherung
ZeoTech, 2013	Vortrag „Wärme- und Kältespeicherung mittels Zeolith“ im Rahmen der Veranstaltung „Thermische Energiespeicher für Wärme und Kälte“ IHK Akademie München, März 2013	Vortrag zu Zeolith (Synthetischer hygroskopischer Stoff) mit technischen Erläuterungen, Funktions- und Anwendungshinweisen.
Metaanalyse, 2015	„Stromspeicher in Deutschland“ des Forschungsradar Energiewende, Januar 2015	Metaanalyse zu Aussagen verschiedener Studien zur Speicherung von elektrischer Energie in Deutschland.
Agora, 2014	Studie „Stromspeicher in der Energiewende“, Agora Energiewende Berlin, September 2014	Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz

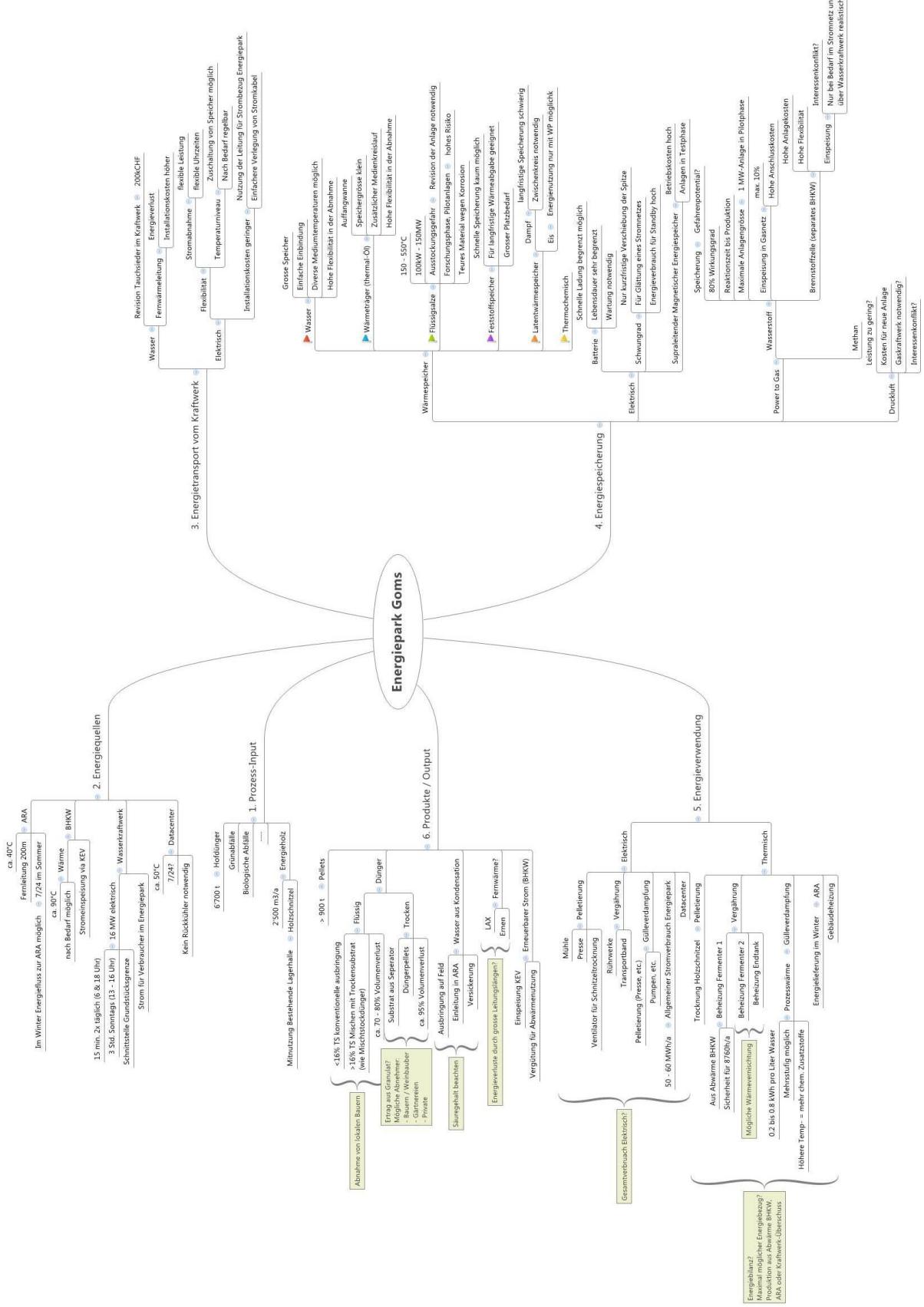
NiU-Chemie 10, 1999/54	Artikel „Salzhydrate als chemische Wärme- speicher“ von H. Schmidkunz aus der Fach- zeitschrift NiU-Chemie Ausgabe 1999/54.	Chemische Vorgänge, Einsatzberei- che und Anwendungshinweise zu Salzhydraten als Wärmespeicher.
---------------------------	---	---

Experten

Institution	Person	Thema
Apaco AG	Hr. Schaffhauser	Speicherausführung, Kosten
Arnold Biogastechnik	Hr. Arnold	Gülleaufbereitung
DSM Pentapharm	Hr. Priess	Speichermedien, Technologien zur Energiespeicherung, Chemische Problemstellungen
FHNW	Hr. Genkinger	Methode Energiespeicherung, Speicher- technologien
FMV SA	Hr. Imhof, Hr. Köppel Hr. Albrecht	Anbindung Wasserkraftwerk
HSLU	Hr. Ammann	Neue Speichermedien, Forschung, Ein- satzmöglichkeiten
Jenni Energietechnik	Hr. Hofmann	Speicherausführung und -medien, Kosten
Ökostrom Schweiz	Hr. Mutzner Hr. Baumann	Nährstoffe Co-Substrate
Schweizer AG	Hr. Schmidiger	Biogas
ZM-Technik für Holz AG	Hr. Moser Hr. Zimmermann	Pelletierung
Sulzer Chemtech AG	Herr Wieland	Anlagebau
Backer ELC AG	Hr. Fehlmann Hr. Berner	Elektro Durchlauferhitzer
Cadena Systems AG	Hr. Steuri	Wärmepumpe
Elektro -3 AG	Hr. Spitz	Elektrische Starkstrominstallationen
HeiVi AG	Hr. Villiger	Wärmepumpe, Eisspeicherung
Siemens Schweiz AG	Hr. Wartmann	Regulierung, Zentrale Logistik, Bedienung
LWT AG	Hr. Brügger	Wärmetauscher

Anhang

Mindmap: Auslegeordnung der technischen Lösungsmöglichkeiten



Beurteilung Varianten

Beurteilung Variante 1

Kriterium	Beurteilung	Punkte
Wirtschaftlichkeit	Abklärungen bei der Hochschule Luzern ergaben, dass die Kosten pro kWh höher wären als bei Wasser. Ohne Richtofferte nicht quantifizierbar.	1 weniger als V3, mehr als V4+5
Höhe der Investitionen	Gemäss Experten an der Hochschule Luzern höhere Investitionssummen als V3 wegen Sicherheit (Auffangbecken, Materialanforderungen, Sicherheitsinstalltionen etc.), auch wenn die Speicher kleiner ausfallen würden.	1 weniger als V3, 1 mehr als 4+5
Technische Machbarkeit	Technisch ist die Variante gut machbar. Es sind allerdings weit weniger Anlagen dieser Art in Betrieb als mit Betriebsmittel Wasser, darum leicht schlechter. Klar besser machbar als Stromspeicher oder power-to-gas.	2 weniger als V3, aber mind. 7 und wesentlich mehr als V4+5
Technologiereife	Technologie gut ausgereift, in industriellem Massstab seit Jahren betrieben.	Nahezu Maximum, gleich wie V2+4
Komplexität des Systems	System wenig komplex, auch wenn Umwandlung der elektr. Energie in therm. Energie etwas aufwändiger als bei V2+3 oder V4 (ohne Umwandlung) .	3 weniger als V3, vergleichbar mit V2 und V4
Gesamtwirkungsgrad	Bezüglich Wirkungsgrad beste Variante, da weniger Umwandlungen als V5 und weniger Verluste in Speicherung als V2+3 (kleinere Aussenhüllfläche).	1-2 Punkte mehr als alle andern Varianten resp. viel mehr als V5
Flexibilität	Einfache Speicherung hoher Leistungen, daher Anlage ähnlich flexibel wie V2+3, eindeutig flexibler als Batterieladung resp. power-to-gas.	Gleich viele Punkte wie V2+3, total 9

Beurteilung Variante 2

Kriterium	Beurteilung	Punkte
Wirtschaftlichkeit	Bezüglich Speichermediums ist die Technologie vergleichbar mit dem Speichermedium technisches Öl, die Kosten pro kWh sind höher als bei Wasser. Neue Medien aus der Forschung sind teilweise deutlich teurer.	1 weniger als V3, mehr als V4+5
Höhe der Investitionen	Höhere Investitionssummen als bei Wasser, da zusätzlicher Aufwand wegen Korrosion, Sicherheit und grösseren Wärmetauscherflächen.	1 weniger als V3, 1 mehr als V4+5
Technische Machbarkeit	Technisch ist diese Variante machbar, zeigte in der Praxis teilweise Schwächen in der chemischen Stabilität. Ausführung mit thermochemischem Betriebsmittel komplexer als mit Wasser, darum leicht schlechter. Die Machbarkeit ist klar besser als bei Stromspeicher oder power-to-gas.	1 weniger als V3, 1 mehr als V1, wesentlich mehr als V4+5
Technologiereife	Technologie für Salzlaken ausgereift, an neuen Medien wird geforscht. In industriellem Massstab werden Salzlaken seit Jahren eingesetzt.	Nahezu Maximum, gleich wie V1+4
Komplexität des Systems	System ist wenig komplex, aufgrund des thermochemischen Betriebsmittels etwas komplexer als Wasser, da mehr Wärmetauscher notwendig sind.	1 weniger als Wasser, mehr als V1,4+5

Gesamtwirkungsgrad	Mehr Verluste zu erwarten als bei V1+4 aufgrund der Grösse der Speicher. Etwas weniger Verluste als bei Wasser und deutlich weniger als bei power-to-gas.	Weniger als V1+4, mehr als V3+5
Flexibilität	Anlage ähnlich flexibel wie V1+3, benötigt aber grosse Wärmetauscher für die hohen Leistungen.	Gleich viele Punkte wie V1+3, total 9

Beurteilung Variante 3

Kriterium	Beurteilung	Punkte
Wirtschaftlichkeit	Im Vergleich mit den anderen Speichermedien können normale im Handel erhältliche Wasserspeicher verwendet werden, was den Preis senkt. Die Energieübertragung aus dem Kraftwerk geschieht elektrisch und daher ohne Verluste.	1 mehr als V1+2, 2 mehr als V4+5
Höhe der Investitionen	Investitionssumme aufgrund der Grösse der Speicher und der notwendigen elektrischen Installationen gross, jedoch im Vergleich zu den anderen Medien aufgrund der Einfachheit des Systems trotzdem tiefer.	1 mehr als V1+2, 2 mehr als V4+5
Technische Machbarkeit	Technisch ist diese Variante sehr gut machbar. Bereits viele Anlagen mit Betriebsmittel Wasser in Betrieb. Die Machbarkeit ist einfacher und besser als bei den anderen Speicherarten. Es bestehen keine Gefahren für die Umwelt.	Nahezu Maximum, wenig mehr als V1+2, deutlich mehr als V4+5
Technologiereife	Technologie sehr gut ausgereift. Standardprodukte sind auf dem Markt erhältlich.	Maximum, vergleichbar mit V1,2+4, deutlich mehr als V5
Komplexität des Systems	System ist nicht komplex.	Maximum, vergleichbar mit V2+4
Gesamtwirkungsgrad	Aufgrund der Grösse der Speicher grössere Verluste zu erwarten. Jedoch sind keine Verluste bei der Übertragung der Energie aus dem Kraftwerk zu erwarten..	Weniger Punkte als V1,2+4, mehr als V5
Flexibilität	Anlage ähnlich flexibel wie V1+2, aufgrund der einfachen Einspeicherung der hohen Leistungen eindeutig flexibler als Batterieladung resp. power-to-gas.	Gleich viele Punkte wie V1+2, total 9

Beurteilung Variante 4

Kriterium	Beurteilung	Punkte
Wirtschaftlichkeit	Akkumulatoren dieser Grösse sind zum jetzigen Stand noch sehr teuer und kaum als Standardprodukt erhältlich. Bei dieser Anlage kaum wirtschaftlich.	Nahezu Minimum, gleich viele Punkte wie V5, weniger als V1,2+3
Höhe der Investitionen	Hohe Investitionen für Akkumulatoren	Nahezu Minimum, gleich viele Punkte wie V4, weniger als V1,2+3
Technische Machbarkeit	Bei der Grösse und der Leistung der Anlage erst wenige Anlagen ausgeführt. Im kleinen Rahmen Machbarkeit gut.	Deutlich weniger Punkte als V1,2+3, 2 Punkte mehr als V5
Technologiereife	Technologie gut ausgereift, in kleineren Massstäben bereits seit Jahren in Betrieb.	Nahezu Maximum, gleich wie V1+2
Komplexität des Systems	System ist wenig komplex. Die Rückgewinnung der Energie wäre verhältnismässig einfach zu bewerkstelligen.	Vergleichbar mit V2+3, 1 Punkt mehr als V1, deutlich mehr als V5

Gesamtwirkungsgrad	Bei der Umwandlung und der Verteilung sind wenig Verluste zu erwarten.	1 Punkt weniger als V1, 1-2 Punkte mehr als V2+3, deutlich mehr als V5
Flexibilität	Anlage vor allem im Ladevorgang extrem unflexibel, Geschwindigkeit Speicherung und Abgabe der Energie kaum regulierbar.	Minimum

Beurteilung Variante 5

Kriterium	Beurteilung	Punkte
Wirtschaftlichkeit	Hohe Kosten zu erwarten.	Nahezu Minimum, gleich viele Punkte wie V4, weniger als V1,2+3
Höhe der Investitionen	Technologie noch nicht sehr ausgereift und Anlageanteile sehr teuer, hohe Investitionen zu erwarten. Zusätzlich zwingt die Anlagegrösse zur Splitting der Anlage, was zusätzliche Kosten verursacht.	Nahezu Minimum, gleich viele Punkte wie V4, weniger als V1,2+3
Technische Machbarkeit	Noch keine Anlage in dieser Größenordnung in Betrieb.	Deutlich weniger als die anderen Varianten
Technologiereife	Technologie ist noch nicht ganz ausgereift. Es sind erst wenige kleinere Anlagen in Betrieb.	Deutlich weniger als die anderen Varianten
Komplexität des Systems	Sehr komplexes System mit hohen Anforderungen an Sicherheit.	Nahezu Minimum, deutlich weniger als die anderen Varianten
Gesamtwirkungsgrad	Der Wirkungsgrad zum heutigen Stand der Technik ist noch relativ tief. Dieser wird zukünftig steigen.	Deutlich weniger als andere Varianten
Flexibilität	Anlage ist weniger flexibel als die vorgängig aufgeführten thermischen Speichermedien, jedoch deutlich flexibler als Batterieladung.	3 Punkte weniger als V1,2+3, 5 Punkte mehr als V4