

Schlussbericht, 18. August 2021

Erneuerbare Energie für Alpbetriebe, Berghütten und Berggastwirtschaften



Auftraggeber

EnergieSchweiz, 3003 Bern

Auftragnehmer

SPF Institut für Solartechnik
OST – Ostschweizer Fachhochschule
Oberseestrasse 10
CH-8640 Rapperswil

Autoren

Daniel Zenhäusern
Evelyn Bamberger
Rias Stalder
Alexandre Voirol

daniel.zenhaeusern@spf.ch
evelyn.bamberger@spf.ch
rias.stalder@ost.ch
alexandre.voirol@spf.ch

Diese Studie wurde im Auftrag von EnergieSchweiz erstellt.
Für den Inhalt sind alleine die Autoren verantwortlich.

Inhalt

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Einleitung / Introduction | 5 |
| | Abkürzungsverzeichnis | 7 |
| 2 | Inselstandorte und deren Energiebedarf | 8 |
| 2.1 | Alpbetriebe | 8 |
| 2.2 | Berggastwirtschaften | 19 |
| 2.3 | Berghütten | 21 |
| 2.4 | Maiensässe..... | 23 |
| 3 | Schritte zu einem neuen Energieversorgungskonzept | 24 |
| 3.1 | Allgemeines Vorgehen | 24 |
| 3.2 | Ermittlung des Energiebedarfs | 25 |
| 3.3 | Energieeffizienzmassnahmen | 28 |
| 4 | Energiegewinnung und Speicherung | 29 |
| 4.1 | Konventionelle Brennstoffe | 29 |
| 4.2 | Solarenergie | 33 |
| 4.3 | Wasserkraft..... | 45 |
| 4.4 | Windenergie..... | 49 |
| 4.5 | Stromspeicher | 55 |
| 4.6 | Elektrische Inselsysteme | 63 |
| 5 | Kosten und Lebensdauer der Systeme..... | 67 |
| 5.1 | Investitionskosten..... | 67 |
| 5.2 | Unterhaltskosten und Lebensdauer der Systeme | 69 |
| 5.3 | Jahreskostenberechnung am Beispiel eines Alpbetriebs | 69 |
| 6 | Finanzielle Förderung | 71 |
| 7 | Weiterführende Informationsquellen und Anlaufstellen..... | 73 |
| 8 | Fallbeispiele | 74 |
| 8.1 | Mobile Solarstromanlage Alp Lungener Seefeld | 74 |
| 8.2 | Mobile Solarstromanlage Alp Ortschauben..... | 76 |
| 8.3 | Wasserkraft und Solarstrom auf der Rinderalp Muntatsch..... | 77 |
| 8.4 | Solarwärme, Solarstrom und Wasserkraft in der Es-Cha Hütte | 79 |
| 8.5 | Wasserkraft auf der Schwarzwaldalp | 81 |
| 8.6 | Solarstrom und Solarwärme im Restaurant Älplibahn | 82 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 8.7 | Solarwärme und Solarstrom auf der Alp Revi..... | 83 |
| 8.8 | Solarstrom und Solarwärme beim Landgasthof "Les Fouchies" | 84 |
| 8.9 | Windkraft und Solarenergie auf der Lötschenpasshütte..... | 85 |
| 8.10 | Hinweise auf weitere Anlagebeispiele..... | 87 |
| 9 | Danksagung | 87 |
| | Literaturverzeichnis..... | 88 |

(Version française à la page suivante)

Energetische Inselstandorte, d.h. Standorte mit Strom- und Wärmebedarf welche nicht ans öffentliche Stromnetz angeschlossen sind und abgelegen von grösseren Verkehrswegen liegen, sind prädestiniert für den Einsatz von lokalen erneuerbaren Energien, wie Solarenergie, Wasserkraft oder Windkraft. Zu diesen Standorten gehören insbesondere Alpbetriebe, Berghütten, Berggastwirtschaften und Maiensässe. Zwar werden an vielen dieser Standorte bereits erneuerbare Energien genutzt. Es kommen jedoch auch sehr verbreitet fossile Energieträger zum Einsatz, z. B. für Diesellaggregate, welche in vielen Alpbetrieben zum Betrieb von Melkmaschinen eingesetzt werden. Zudem werden Brennstoffe teilweise aufwändig herantransportiert, z. B. Gas und Holz per Helikoptertransport zu Berghütten.

Dieser Bericht liefert zunächst ein Bild der aktuellen Energieversorgungssituation der verschiedenen Arten von Inselstandorten. Insbesondere für den Bereich von Alpbetrieben wurden mit Hilfe einer breit angelegten Umfrage statistische Daten zum Energieverbrauch und den aktuell eingesetzten Systemen ermittelt.

Als nächstes werden die Grundlagen für die Substitution der fossilen Energieträger und damit die Vermeidung von Treibhausgasemissionen dargestellt. Die verschiedenen Technologien zur Energieerzeugung (Solar, Wasser- und Windkraft) sowie zur Energiespeicherung (insbesondere verschiedene Batteriespeichertypen) werden erklärt. Es wird weiter gezeigt, wie solche Systeme zu dimensioniert sind, und was für Energieerträge erwartet werden können. Zusätzlich zu den technischen Grundlagen werden Informationen zu rechtlichen Aspekten, Kosten und finanziellen Fördermöglichkeiten gegeben. Schliesslich wird eine Reihe von Standorten porträtiert, bei denen bereits erfolgreich lokale erneuerbare Energien genutzt werden.

Der Bericht richtet sich an Besitzer und Betreiber von Inselstandorten, die sich über die Möglichkeiten der erneuerbaren Energien informieren wollen, an Planer, denen hier Planungsgrundlagen sowie Hinweise auf weitere Informationsquellen und Anlaufstellen gegeben werden, sowie an Behörden, Verbände und andere Institutionen, welche basierend auf den gegebenen Informationen die Substitution von fossilen Energien gezielt fördern können.

Der Bericht ist wie folgt gegliedert. Die aktuelle Energieversorgungssituation der unterschiedlichen Arten von Inselstandorten wird in Abschnitt 2 detailliert dargestellt. Abschnitt 3 beschreibt das Vorgehen zur Erstellung einer neuen Energieversorgungslösung, wobei unter anderem die Ermittlung des Strom- und Wärmebedarfs und die Identifizierung von Energiespar- und Energieeffizienzmassnahmen behandelt werden. Die verschiedenen Technologien für die Nutzung lokaler erneuerbarer Energien werden in Abschnitt 4 ausführlich dargestellt. Als Grundlage werden auch die Kosten und Emissionen von konventionellen Energieträgern aufgezeigt. Als Basis für die wirtschaftliche Beurteilung erneuerbarer Energieanlagen enthält Abschnitt 5 Richtwerte für Investitions- und Unterhaltskosten und Abschnitt 6 Informationen zu finanziellen Fördermöglichkeiten. Hinweise zu Anlaufstellen für weitere Informationen sind in Abschnitt 7 angegeben. In Abschnitt 8 werden Fallbeispiele präsentiert.

(Version française)

Les "îlots énergétiques" sont des sites qui présentent un besoin en électricité et en chaleur, mais qui ne sont pas raccordés au réseau électrique public et qui sont souvent géographiquement isolés. Ces sites sont prédestinés à l'utilisation d'énergies renouvelables locales, telles que l'énergie solaire, l'énergie hydraulique ou l'énergie éolienne. Ils comprennent notamment les exploitations d'alpages, les refuges et restaurants de montagne et les mayens. Un bon nombre de ces sites utilisent déjà les énergies renouvelables. Cependant, les combustibles fossiles sont également largement employés, par exemple pour les génératrices diesel alimentant les installations de traite dans les alpages. Par ailleurs, les combustibles sont souvent acheminés laborieusement et à des frais non-négligeables, pour exemple le transport par hélicoptère de gaz et de bois vers les refuges de montagne.

Ce rapport montre d'abord la situation actuelle de l'approvisionnement en énergie des différents types de sites isolés. Pour les exploitations d'alpages en particulier, des données statistiques sur les systèmes actuellement utilisés et sur la consommation d'énergie ont été collectées à l'aide d'un vaste sondage.

Par la suite sont présentées les notions de base pour la substitution des sources d'énergie fossiles, et donc pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Les différentes technologies de production (solaire, hydraulique et éolienne) et de stockage d'énergie (notamment les différents types de batteries) sont expliquées. De plus le dimensionnement correct et les rendements énergétiques de ces technologies sont exposés. Outre les bases techniques, des informations sont données sur les aspects juridiques, les coûts et les possibilités de soutien financier. L'étude est complétée par des portraits de sites où les énergies renouvelables locales sont déjà utilisées avec succès.

Ce rapport s'adresse aux propriétaires et exploitants de sites isolés qui souhaitent s'informer sur les possibilités offertes par les énergies renouvelables; aux planificateurs qui disposeront d'une base de planification et de références à d'autres sources d'information et points de contact; ainsi qu'aux autorités, associations et autres institutions qui, sur la base des informations fournies, pourront promouvoir de manière ciblée la substitution des énergies fossiles.

Le rapport est structuré de la manière suivante : la section 2 présente la situation actuelle de l'approvisionnement énergétique des différents types de sites isolés. La section 3 décrit la procédure pour développer une nouvelle solution d'approvisionnement énergétique, couvrant entre autres la détermination de la demande d'électricité et de chaleur ainsi que l'identification des opportunités d'efficacité énergétique. Dans la section 4, on trouve une description détaillée des différentes technologies d'exploitation des énergies renouvelables locales. Les coûts et les émissions des combustibles conventionnels sont également indiqués, en guise de référence. Pour servir de base à l'évaluation économique des systèmes, la section 5 contient des valeurs indicatives des coûts d'investissement et de maintenance. La section 6 fournit des informations sur les possibilités de soutien financier. Les références aux points de contact pour de plus amples informations sont indiquées dans la section 7. La section 8 présente finalement des études de cas.

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

| | |
|---------|--|
| AC | Wechselstrom (Alternating Current) |
| ADR | Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Strasse (Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road) |
| BFE | Bundesamt für Energie |
| BLW | Bundesamt für Landwirtschaft |
| DC | Gleichstrom (Direct Current) |
| GVE | Grossvieheinheit – Einheit zur Bezifferung des Tierbestandes. Eine Kuh entspricht 1 GVE. Andere Tiere der Rindergattung, Pferde, Schafe und Ziegen haben Faktoren < 1, definiert in der Verordnung über landwirtschaftliche Begriffe und die Anerkennung von Betriebsformen (Landwirtschaftliche Begriffsverordnung, LBV, SR 910.91) |
| KWEA | Kleinwindenergieanlage (Nennleistung < 100 kW) |
| MPP | Maximum Power Point – Betriebspunkt eines PV-Moduls (oder einer Reihe von Modulen), an dem dieses bei gegebenen Bedingungen die höchstmögliche elektrische Leistung liefert. |
| NST | Normalstoss – Einheit zur Bezifferung der Intensität der Alpnutzung. 1 NST entspricht der Sömmerung einer raufutterverzehrenden Grossvieheinheit während 100 Tagen entspricht |
| PV | Photovoltaik d.h. Solarstrom |
| RPG | Raumplanungsgesetz (RPG, SR 700) |
| RPV | Raumplanungsverordnung (RPV, SR 700.1) |
| SAC | Schweizer Alpen-Club |
| SAV | Schweizerischer Alpwirtschaftlicher Verband |
| Wp, kWp | Watt-peak, bzw. Kilowatt-peak – Einheiten für die elektrische Nennleistung (auch Peakleistung genannt) von Photovoltaikanlagen, d. h. die Leistung bei einer solaren Einstrahlung von 1000 W/m ² und einer Modultemperatur von 25 °C. |

2 INSELSTANDORTE UND DEREN ENERGIEBEDARF

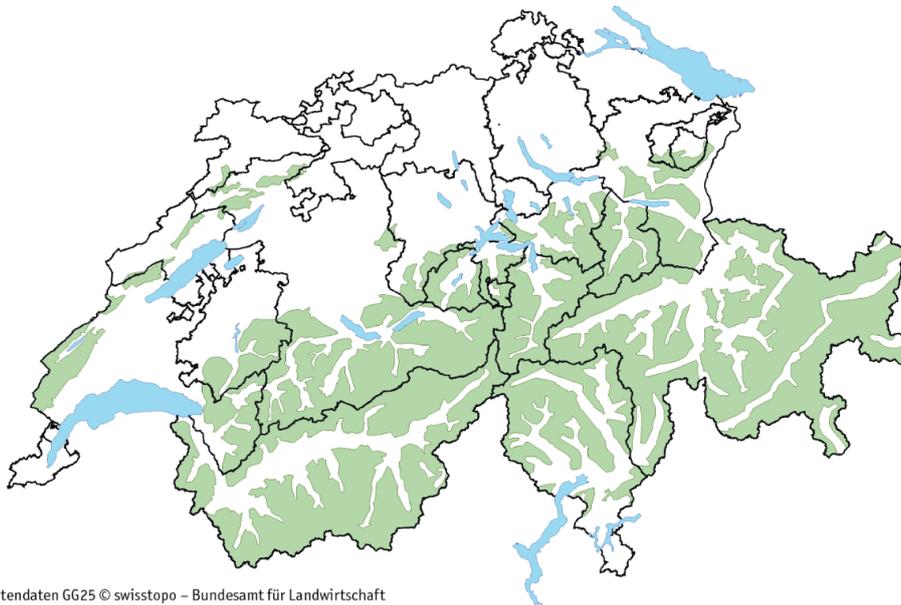
2.1 ALPBETRIEBE

2.1.1 Allgemeines

In der Schweiz gibt es rund 6'800 Sömmerungsbetriebe (6'779 Stand 2019) mit einem Tierbestand von insgesamt knapp 300'000 Normalstössen, was ca. 0,5 Millionen Tieren entspricht (Tabelle 1) (Hasler 2020). 30 % der Betriebe, also rund 2'000, produzieren Milch. Etwa 20 % der Betriebe, also rund 1'350, verarbeiten die Milch vor Ort. Als Hauptprodukt werden pro Alpsaison knapp 4'000 Tonnen Alpkäse produziert (SAV 2020). Die Sömmerungsgebiete der Schweiz sind in Abbildung 1 dargestellt.

Tabelle 1: Tierbestand (gemessen in Normalstössen) auf Sömmerungsbetrieben im Sommer 2019. Ein Normalstoss (NST) entspricht der Sömmerung einer raufutterverzehrenden Grossvieheinheit während 100 Tagen. Quelle: Agrarbericht 2020 des BLW (Hasler 2020)

| | Normalstösse (NST) |
|----------------------------|--------------------|
| Milchkühe | 103'319 |
| Mutterkühe und andere Kühe | 47'638 |
| Anderes Rindvieh | 113'846 |
| Pferde | 3'751 |
| Schafe | 22'613 |
| Ziegen | 6'181 |
| Andere | 1'295 |
| Total | 298'643 |



Kartendaten GG25 © swisstopo – Bundesamt für Landwirtschaft

Abbildung 1: Sömmerungsgebiete der Schweiz. Bild: Agrarbericht 2020 des Bundesamtes für Landwirtschaft.

2.1.2 Umfrage

Im Segment von Alpbetrieben mit und ohne angegliederter Gastwirtschaft wurde eine Umfrage zur Energieversorgungssituation über verschiedene Kanäle, insbesondere mit Hilfe der kantonalen Landwirtschaftsämter, möglichst breit gestreut. Es konnten so Informationen von 501 und damit 7,4 % der Schweizer Alpbetriebe erhoben werden. Bezogen auf die Anzahl Normalstösse (NST) repräsentieren die erfassten Betriebe mit rund 30'500 NST ca. 10 % der insgesamt knapp 300'000 NST auf Schweizer Alpbetrieben. Die gesamte von den Betrieben angegebene Alpkäseproduktion pro Saison beträgt 1031 Tonnen, was rund 25 % der gesamten Alpkäseproduktion entspricht.

Die Antworten stammen aus 13 Kantonen, mit der in Abbildung 2 dargestellten Verteilung. Abbildung 3 zeigt die Aufteilung auf die verschiedenen Betriebsarten.

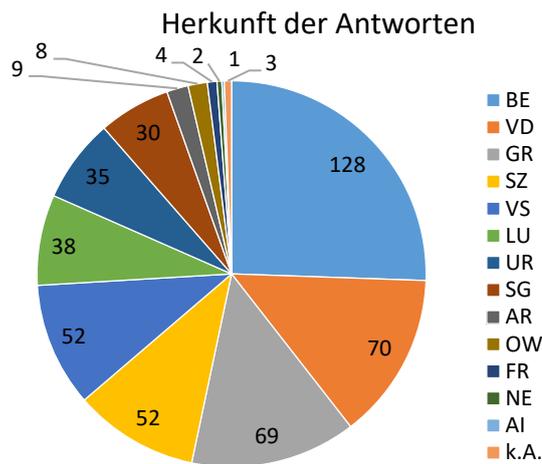


Abbildung 2: Herkunft der Umfrageantworten im Segment Alpbetriebe.

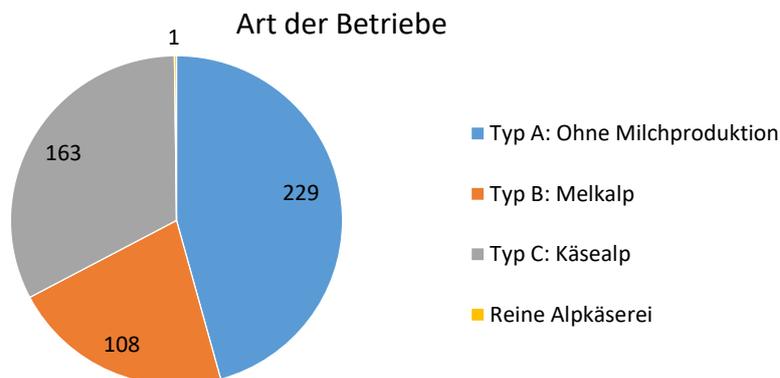


Abbildung 3: Aufteilung der Umfrageantworten auf die Art des Betriebs. Es sind dies nur grobe Kategorien. Milch- und Käsealpen sind teilweise auch "Mischalpen", d.h. es wird z.B. zusätzlich zu Milchkühen auch Jung- und Galtvieh gesömmert. Auch gibt es z.B. Käsealpen, die nur einen Teil der Milch selber verarbeiten und den Rest verkaufen oder andernorts verarbeiten lassen.

Von den 501 Betrieben gaben 307 an, über keinen Anschluss ans öffentliche Stromnetz zu verfügen, 120 Betriebe gaben an, ans Netz angeschlossen zu sein, 74 machten keine Angabe. Von den Betrieben mit entsprechender Angabe sind also 72 % Inselstandorte und 28 % ans öffentliche Stromnetz angeschlossen. Bei Betriebstyp A sind 78 % Inselstandorte, bei Typ B 63 % und bei Typ C 71 %.

Die Verteilung der Betriebsgrößen (alle Betriebe) ist in Abbildung 4 dargestellt. Separat betrachtete Verteilungen der Betriebsgrößen mit und ohne Netzanschluss sind sehr ähnlich.

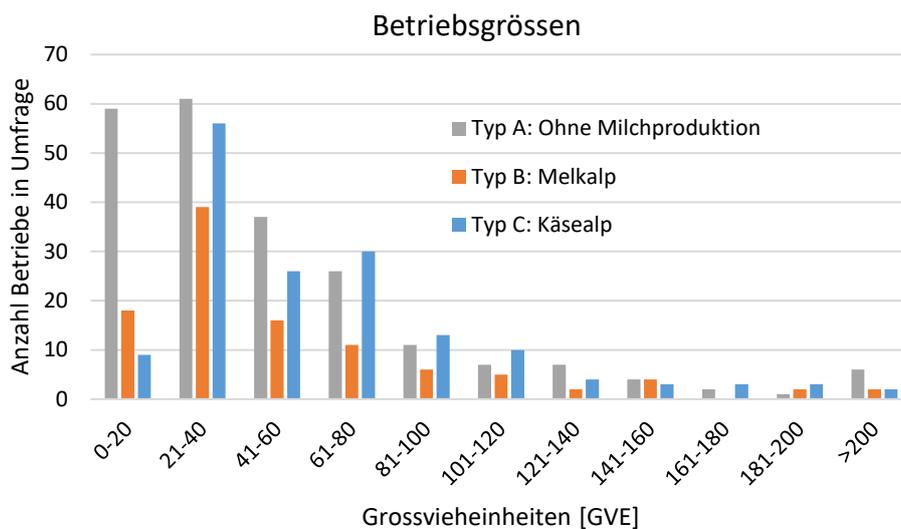


Abbildung 4: Häufigkeitsverteilung der Betriebsgrößen für die verschiedenen Betriebstypen.

Einige Alpen betreiben zusätzlich zur Viehwirtschaft eine Berggastwirtschaft. Von den eingegangenen Antworten betrifft dies bei den Alptypen A und B rund 10 % und bei Alptyp C knapp 20 %. Weiter bieten rund 6 % der Alpen des Typs A oder B die Beherbergung von Touristen an. Bei Alptyp C (Käsealp) sind dies rund 12 %.

Die Dauer der Alpsaison (Viehwirtschaft) ist standortabhängig. Die Betriebe sind zum Teil auch auf mehrere Alpstufen aufgeteilt, d.h. die Alpsaison wird an mehreren Standorten verbracht. Die Häufigkeitsverteilung der angegebenen Dauern der Alpsaison ist in Abbildung 5 dargestellt. Im Durchschnitt beträgt eine Alpsaison 112 Tage (Median 110 Tage). An Alpbetriebe gegliederte Gastwirtschaften werden teilweise deutlich länger als die eigentliche Alpsaison betrieben.

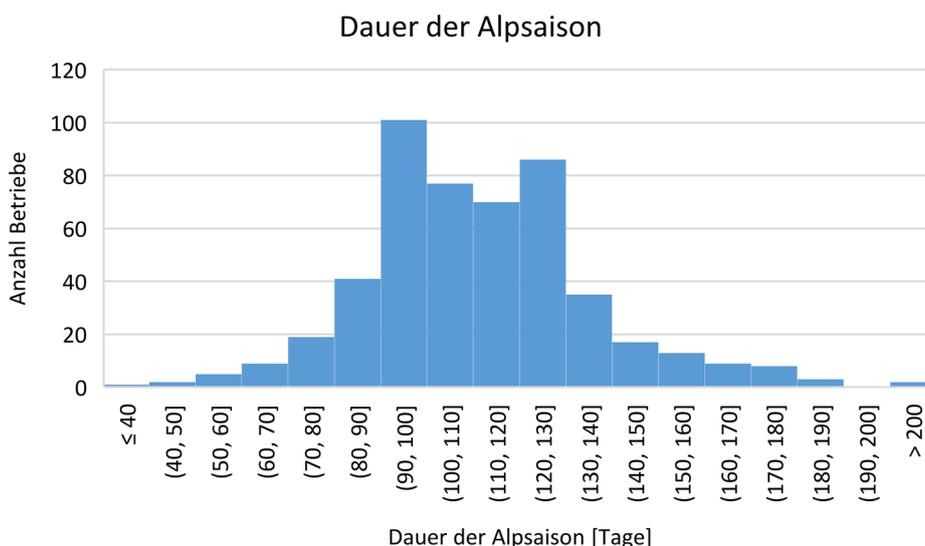


Abbildung 5: Häufigkeitsverteilung der Dauer der Alpsaison der erfassten Betriebe.

Antworten auf qualitative Fragen

Bei der Fragerubrik "Sind Sie zufrieden mit Ihrem Energieversorgungssystem? Gab/gibt es technische Schwierigkeiten? Was würden Sie gerne ändern?", ohne vorgegebene Antwortoptionen, haben 266 Betriebe einen Eintrag gemacht. 127 Betriebe gaben explizit an, mit dem vorhandenen

Energieversorgungssystem zufrieden zu sein, während 25 explizit angaben, mit ihrem System nicht zufrieden zu sein. Man ist also grundsätzlich recht zufrieden mit den vorhandenen Anlagen. Dennoch berichten 170 Betriebe (teilweise auch von denen, die sich als zufrieden bezeichnen) entweder von gewissen Problemen oder benötigen, wünschen oder planen Verbesserungen ihrer Energieversorgung. In 16 Fällen werden technische Probleme mit den Stromversorgungsanlagen genannt: Probleme mit Kleinwasserkraftanlagen (z.B. Stromschwankungen, Störungen, Wassermangel) 8, Probleme mit Solarstromanlagen 4, Probleme mit Stromaggregaten 2 und Probleme mit der Netzstromversorgung (Unterbrüche, Witterungsabhängigkeit) 2. Die Angaben zu Mängeln (Änderungsbedarf), Änderungswünschen und -plänen wurden in Kategorien zusammengefasst und sind in Abbildung 6 dargestellt.

Verbesserungsbedarf, -wünsche und -pläne

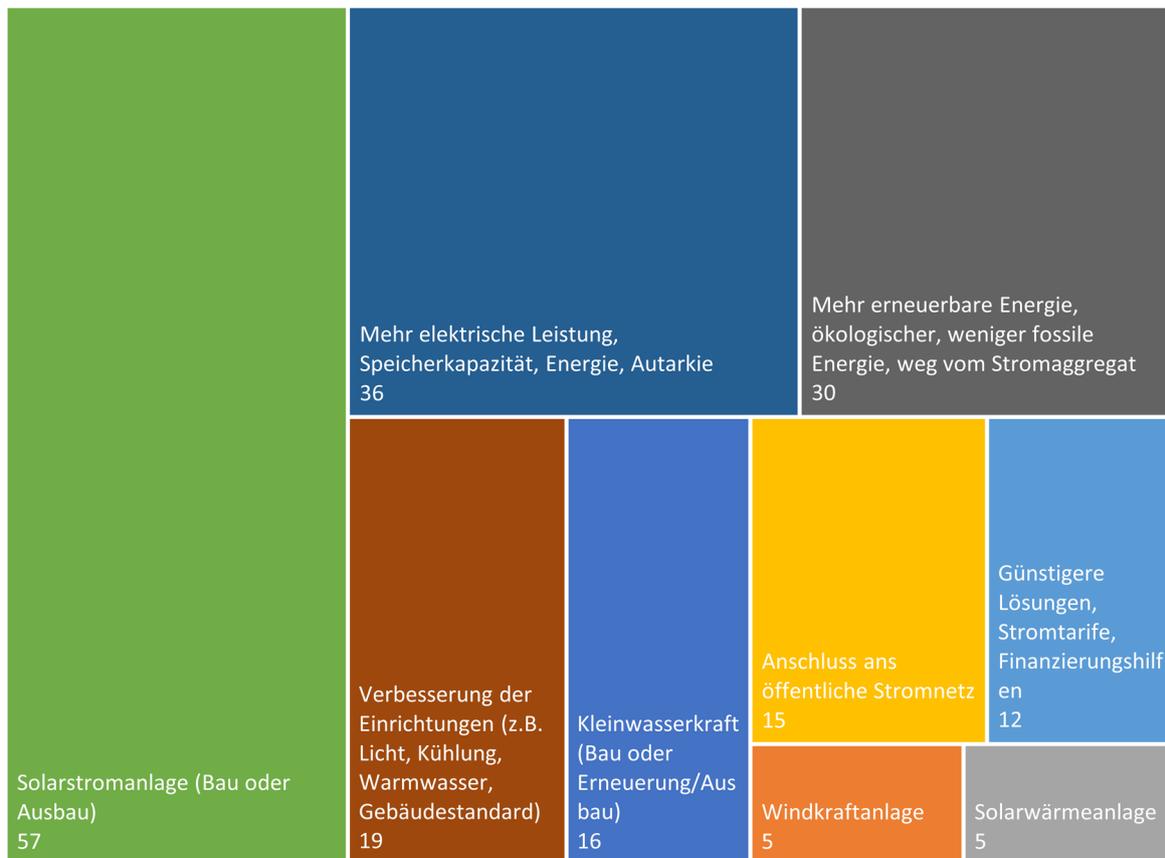


Abbildung 6: In Kategorien zusammengefasste Antworten auf die Frage nach Verbesserungswünschen. Die Zahlen entsprechen der Anzahl Nennungen einer Antwort der beschriebenen Art.

Aus den Antworten ist ersichtlich, dass viele Betriebe möglichst von einer fossil dominierten Stromversorgung wegkommen möchten und eine gute Sensibilisierung für die ökologischen Aspekte vorhanden ist. Viele Betriebe geben zudem an, dass bei ihnen mehr elektrische Energie oder auch andere Verbesserungen nötig oder wünschenswert wären. Sehr viele sehen als Option dafür die vermehrte Nutzung von Solarstromanlagen. Einige Betriebe sehen für sich in der Kleinwasserkraft (Neu- oder Ausbau/Erneuerung) eine interessante Variante. Ähnlich viele Betriebe streben einen Anschluss ans öffentliche Stromnetz an. Ein paar Betriebe interessieren sich für die Nutzung von Solarwärme für die Warmwasserbereitung und Kleinwindanlagen. Manche Betriebe wünschen sich kostengünstigere Lösungen oder auch Finanzierungshilfen für die Errichtung neuer Anlagen. Zwei

Betriebe erwähnen auch die durch den Betrieb von Stromaggregaten verursachte Lärmproblematik. Ein Betrieb erwähnt Schwierigkeiten damit, eine Bewilligung für eine Kleinwasserkraftanlage zu erhalten.

Auf die Frage "Falls Sie (noch) keine erneuerbaren Energien (Solar, Wind, Wasserkraft) einsetzen, wären Sie grundsätzlich daran interessiert?" lauten 76 % der Antworten "ja" und 24 % "nein". Auch dies zeigt klar das grundsätzlich vorhandene Interesse an der Nutzung erneuerbarer Energien.

2.1.3 Energieverbrauch und aktuelle Energieversorgungssysteme

Wofür auf einer Alp Energie benötigt wird, hängt von deren Nutzungsart und der entsprechenden Infrastruktur ab. Alpbetriebe können grob in folgende drei Kategorien eingeteilt werden:

Tabelle 2: Kategorien von Alpen mit jeweiligen typischen möglichen Strom- und Wärmeverbrauchern. Fett geschrieben sind Verbraucher, die praktisch immer vorhanden sind. Das Vorhandensein der weiteren Verbraucher ist unterschiedlich je nach Betrieb.

| | Elektrischer Strom benötigt für: | Wärme benötigt für: |
|---|--|---|
| Typ A: Alp ohne Milchproduktion Alpen mit Jungvieh und Galtvieh, Pferdealpen, etc., ohne Milch- und Käseproduktion. Energie wird benötigt für eine einfach eingerichtete Alphütte. | Licht Haushaltgeräte (Kühlschrank, evtl. Waschmaschine, etc.) Laptop, Mobiltelefon IP-Telefonie Viehhüter | Raumheizung Kochen Warmwasser für Haushalt |
| Typ B: Melkalp Alpen mit Milchproduktion ohne Milchverarbeitung vor Ort. Die Milch wird an einen Verarbeitungsbetrieb geliefert. Energie wird benötigt für die Alphütte, sowie für den Betrieb und die Reinigung der Melkanlage. | Wie Typ A plus zusätzlich: Melkmaschine (Vakuumpumpe) Milchkühlung Milchpumpe Entmistungsanlage Güllerührwerk Güllepumpe Ventilatoren | Wie A plus zusätzlich: Warmwasser für Reinigung der Melkanlage |
| Typ C: Käsealp Alpen mit Milchproduktion und Milchverarbeitung vor Ort (zu Käse, Butter, etc.). Energie wird benötigt für die Alphütte, sowie für den Betrieb und die Reinigung der Melkanlage und der Einrichtungen für die Milchverarbeitung. | Wie Typ B plus zusätzlich: Käserührwerk Zentrifuge Butterfass Käseschmiermaschine | Wie B plus zusätzlich: Beheizung des Käsekessels Warmwasser für Reinigung der Käseereinrichtungen |

Es kommen auch Mischformen der drei Alp-Typen vor, so beispielsweise Alpen, welche die Milch hauptsächlich an eine Käserei liefern, jedoch Käse für den Eigenverbrauch herstellen. Einige Alpen betreiben eine Buvette oder eine Berggastwirtschaft. In diesen Fällen wird zusätzlich Energie für die entsprechenden Einrichtungen benötigt (siehe dazu Abschnitt 2.2).

Der Strombedarf für Licht und Haushaltgeräte mit kleinem Energiebedarf (z.B. Kühlschrank, Laptop, Mobiltelefone) sowie auch für ein Käserührwerk wird häufig durch eine kleine Photovoltaikanlage (auch PV-Anlage oder Solarstromanlage genannt) in Kombination mit kleinen Batterien gedeckt. Typischerweise haben solche Anlagen eine elektrische Spitzenleistung (Peak-Leistung) im Bereich von wenigen Hundert Watt und Bleibatterien mit einer Nennkapazitäten im Bereich von 0,5 - 6 kWh. Die Versorgung grösserer Stromverbraucher (z.B. Waschmaschine, Melkmaschine, Milchkühlung) erfolgt sehr häufig mit Diesel-Stromaggregaten, teilweise mit Kleinwasserkraftanlagen und in einzelnen Fällen mit grösseren PV-Anlagen oder Kleinwindkraftanlagen.

Die Wärme für die Warmwasserbereitung wird meist mit Holz erzeugt, auf verschiedene Weise (z.B. mit einem Kochherd mit Warmwassereinsatz oder einer zentralen Holzheizung), teilweise auch mit einem Gas-Durchlauferhitzer oder einem Elektroboiler. Auch für die Raumheizung wird meist Holz eingesetzt, dies teilweise über den Holzherd, über dezentrale Zimmeröfen oder über einen zentralen Holzkessel. In einzelnen Fällen werden auch Holzpellets eingesetzt. Gekocht wird mit Holz, Gas oder elektrisch. Die Wärme für die Käseherstellung wird meist mit Holz generiert, teilweise mit einem offenen Holzfeuer, und teilweise über einen holzbeheizten Dampfkessel oder Warmwassererwärmer in Kombination mit einem entsprechenden mit Dampf oder Warmwasser beheizten Kessel.

Neben elektrisch angetriebenen Kühlgeräten, erfolgt die Kühlung der Milch und anderen Lebensmitteln teilweise auch mit kaltem Quellwasser. Teilweise werden auch Gas-betriebene Kühlschränke eingesetzt. Der Energiebedarf für die Milchkühlung ist bei Käsealpen in der Regel geringer als bei reinen Melkalpen.

Nutzung erneuerbarer Energien

Von den 120 Betrieben mit Netzanschluss verfügen 7 über eine PV-Anlage, mit Leistungen von 1,2 kWp – 32 kWp. 3 verfügen über ein Kleinwasserkraftwerk (mit Leistung im Bereich < 6 kW), jedoch nicht am Standort des Hauptbetriebs, sondern bei einem zweiten Stafel. 5 Betriebe verfügen über Solarwärmeanlagen. Die Kollektorflächen liegen im Bereich von 10 m², in einem Fall einer Gemeinschaftskäserei beträgt sie 72 m².

Von den 307 Betrieben ohne Netzanschluss verfügen 44 % (136) über eine PV-Anlage, jedoch nur 4 % (13) über eine Anlage mit einer Nennleistung > 1 kW, genauer mit Leistungen zwischen 1,2 und 10 kWp. Die Photovoltaik wird also breit genutzt, jedoch in aller Regel nur für Licht und teilweise Haushaltgeräte, aber kaum für Produktionsprozesse. 10 % (32) der Inselbetriebe verfügen über ein eigenes oder gemeinschaftliches Kleinwasserkraftwerk. Die angegebenen Nennleistungen reichen von 60 Watt bis 22 kW. 2 Betriebe verfügen über eine Kleinwindkraftanlage (0,15 bzw. 0,5 kW). Nur 4 Betriebe haben Solarwärmeanlagen für Warmwasser mit Kollektorfeldflächen von 2 – 8 m².

An Inselstandorten wo Wasserkraft genutzt wird, deckt diese in der Regel den Grossteil des Stromverbrauchs. Bei diesen Anlagen wird Strom teilweise auch für die Wärmeerzeugung mit einem Warmwasserboiler und zum Kochen eingesetzt. Bei Betrieben des Typs A (ohne Milchproduktion) können je nach Situation auch kleine PV-Anlagen (bis 1 kWp) den Grossteil des Strombedarfs decken. Bei Alpen mit Milch- und/oder Käseproduktion (Typen B und C) decken jedoch nur grössere PV-Anlagen einen relevanten Teil des Stromverbrauchs, schätzungsweise 10 – 85 %. Bei Käse- und Melkalpen an Inselstandorten wird also letztlich in rund 85 % der Fälle der Grossteil der elektrischen Energie mittels fossilen Brennstoffen und Stromaggregaten erzeugt.

Energieverbrauch

Der saisonale Verbrauch an fossilen Brennstoffen zur Stromerzeugung von Melk- und Käsealpen (Typen B und C) ohne Gastwirtschaft, und die weder über Wasserkraft noch über eine PV-Anlage > 1 kWp verfügen ist in Abbildung 7 dargestellt. Es zeigt sich erwartungsgemäss eine gewisse Abhängigkeit von der Anzahl NST. Die gestrichelte Linie zeigt den Median des Brennstoffverbrauchs bzw. des elektrischen Energieverbrauchs pro Normalstoss, d.h. die Hälfte der Betriebe haben mehr Brennstoff- oder Energiebedarf pro NST und die andere Hälfte weniger. Die Linie ist keine Trendli-

nie, sondern soll als Orientierungshilfe dienen. Typischerweise braucht also eine Melk- oder Käsealp pro Saison und Normalstoss 9,7 Liter Diesel zur Stromerzeugung bzw. etwa 14,3 kWh Strom.¹ Die Streuung der Werte um diesen Wert herum ist jedoch gross. Ein wichtiger Grund hierfür ist, dass es sich in vielen Fällen um Mischalpen handelt, d.h. dass häufig nicht ausschliesslich Milchkuhe gesömmert werden, sondern auch Jung- und Galtvieh, wodurch der Energiebedarf gegenüber einer Alp mit nur Milchkuhen geringer ausfällt. Einen grossen Einfluss haben auch die Unterschiede bei der Ausstattung mit elektrischen Geräten. Beim Stromverbrauch pro Tag ist die Streuung entsprechend auch sehr gross. Es gibt viele kleine Betriebe mit einem Tagesverbrauch von wenigen kWh, viele Betriebe mit Verbräuchen im Bereich von 10 – 20 kWh/Tag, aber auch Grossbetriebe mit Verbräuchen im Bereich über 100 kWh/Tag.

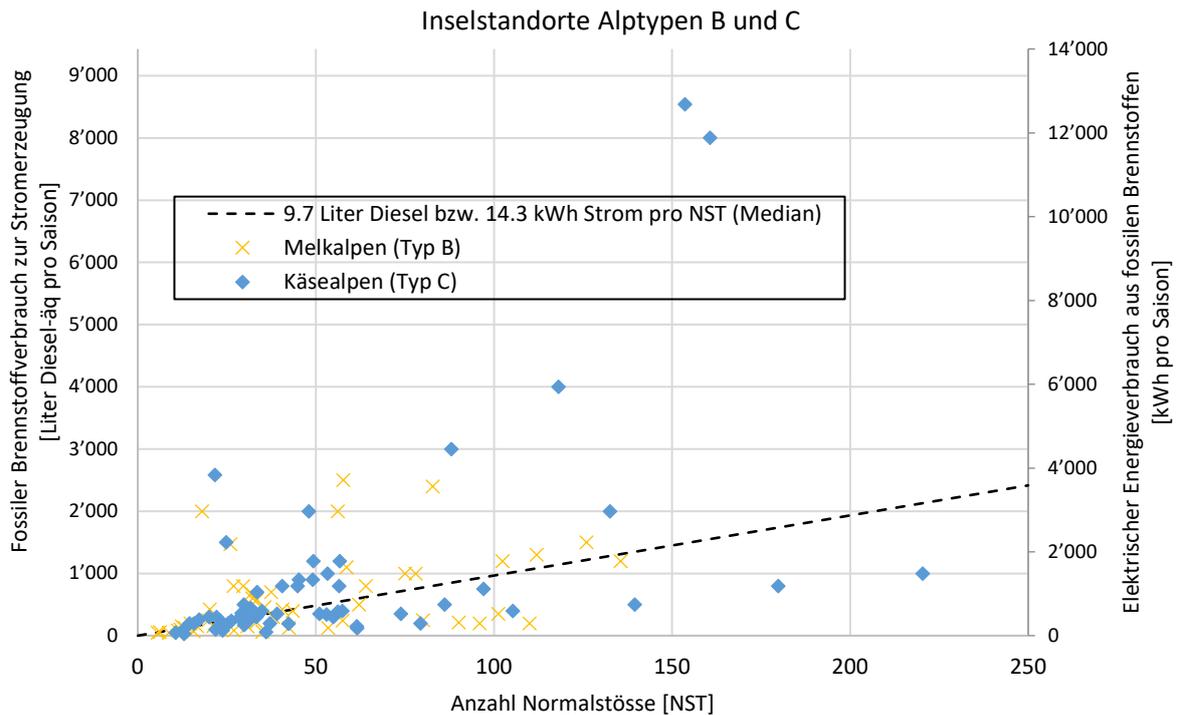


Abbildung 7: Fossiler Brennstoffverbrauch an Inselstandorten. Dargestellt sind Standorte ohne Wasserkraftnutzung und ohne PV-Anlage oder einer PV-Anlage mit Nennleistung ≤ 1 kWp. Nicht dargestellt sind Alpbetriebe mit angegliederter Berggastwirtschaft, da bei diesen der Energieverbrauch der Gastwirtschaft sehr unterschiedlich sein kann. Der Stromverbrauch wurde aus dem Brennstoffverbrauch mit einem angenommenen Verstromungswirkungsgrad bezogen auf den Heizwert von 15 % abgeschätzt. Wo anstatt Diesel Benzin zur Stromerzeugung eingesetzt wird, wurde der entsprechende Verbrauchswert auf eine äquivalente Menge Diesel umgerechnet.

Der Brennstoffverbrauch von Alpbetrieben ohne Milchproduktion (Typ A) ist in Abbildung 8 dargestellt, wiederum nur für Betriebe ohne nennenswerten Anteil von erneuerbarer Energie und ohne Gastwirtschaft. Bei diesen Betrieben besteht praktisch kein Zusammenhang zwischen der Anzahl Normalstösse und dem Stromverbrauch.

Abbildung 9 zeigt den elektrischen Stromverbrauch von Betrieben mit Anschluss ans öffentliche Stromnetz.

¹ Der Stromverbrauch wurde aus dem Brennstoffverbrauch mit einem angenommenen Verstromungswirkungsgrad bezogen auf den Heizwert von 15 % abgeschätzt. Dies ist eine grobe Schätzung unter der Annahme, dass die Aggregate oft im Teillastbereich laufen.

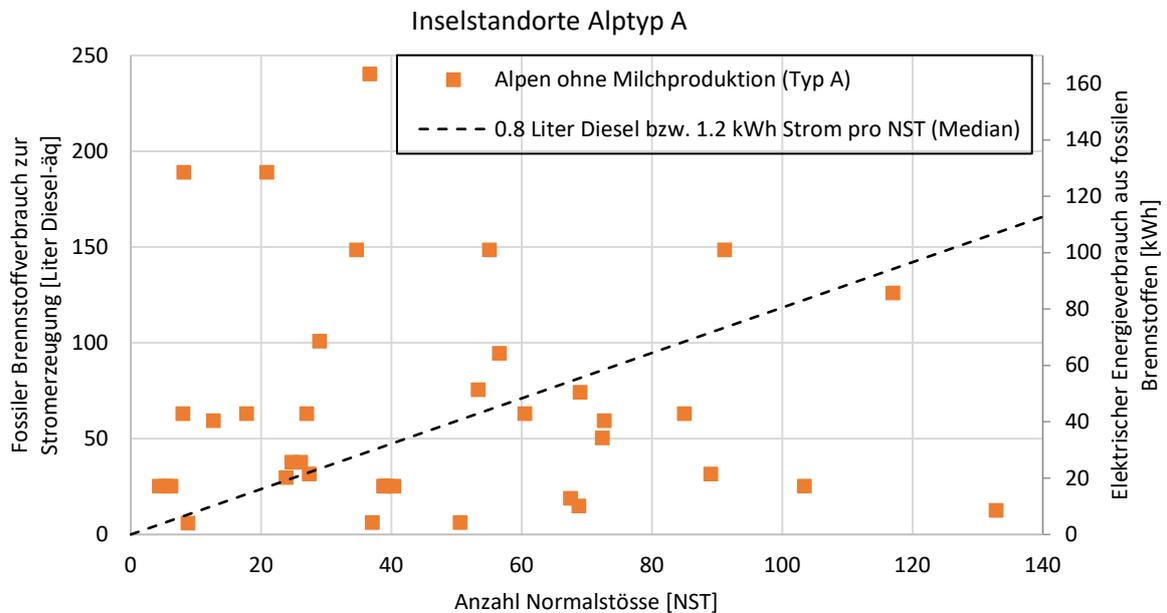


Abbildung 8: Fossiler Brennstoffverbrauch bzw. Strombedarf von Alpen ohne Milchproduktion an Inselstandorten. Dargestellt sind Standorte ohne Wasserkraftnutzung und ohne PV-Anlage oder einer PV-Anlage mit Nennleistung ≤ 1 kWp und ohne angegliederter Berggastwirtschaft.

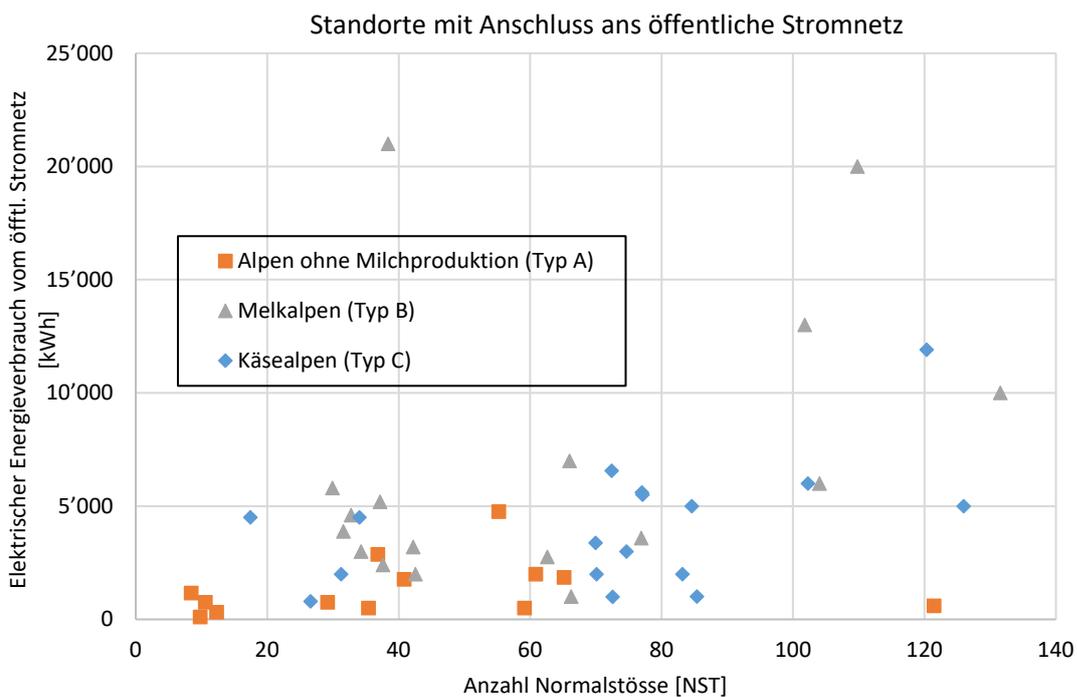


Abbildung 9: Elektrischer Stromverbrauch pro Saison in Funktion der Anzahl Normalstösse für Betriebe mit Anschluss ans öffentliche Elektrizitätsnetz. Dargestellt sind Standorte ohne Wasserkraftnutzung und ohne PV-Anlage oder einer PV-Anlage mit Nennleistung ≤ 1 kWp und ohne angegliederter Berggastwirtschaft.

Die statistischen Verteilungen des saisonalen Stromverbrauchs pro Normalstoss sind in Abbildung 10 dargestellt. Es ist zu beachten, dass die Stichprobe bei den Netzanlagen deutlich kleiner ist. Dennoch fällt auf, dass Netzanlagen im Allgemeinen einen deutlich höheren Stromverbrauch aufweisen. Einer der Gründe hierfür ist, dass diese Betriebe zum Teil sehr grosszügig mit elektrischen Geräten ausgerüstet sein. Es werden etwa Elektroboiler und teilweise auch elektrisch beheizte Käsekessel eingesetzt.

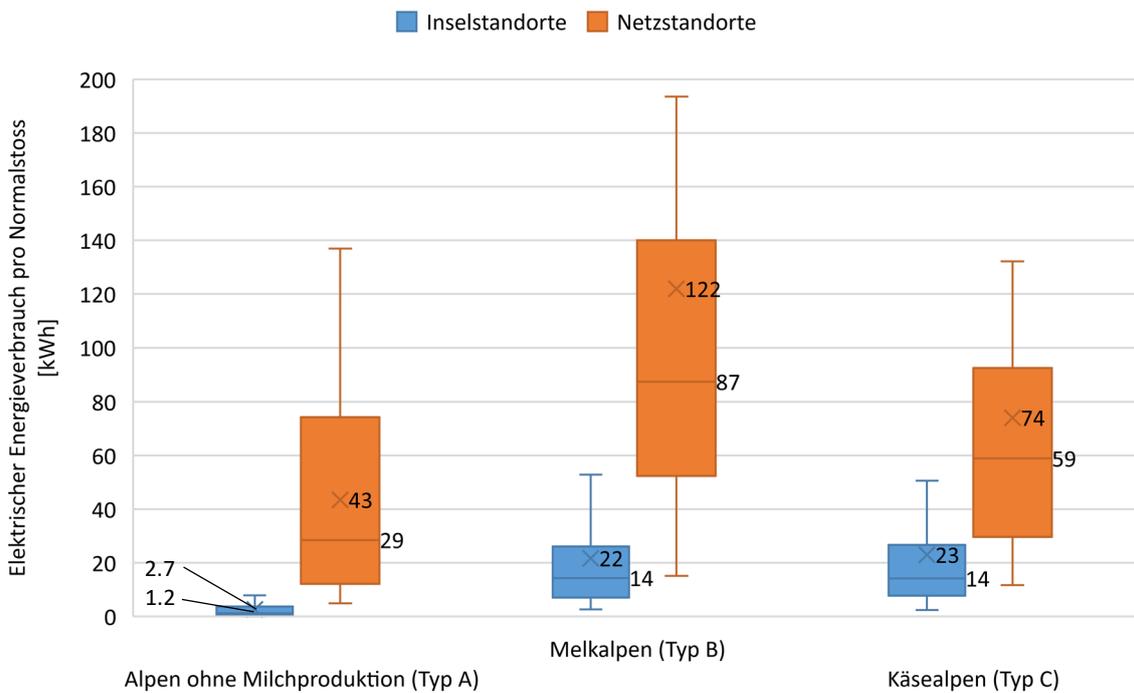


Abbildung 10: Statistische Verteilungen des saisonalen Stromverbrauchs pro Normalstoss für Inselstandorte (Stromverbrauch berechnet aus Brennstoffverbrauch und Verstromungswirkungsgrad von 15 %) und Netzstandorte. Die horizontalen Linien entsprechen dem Median, die Kreuze dem Durchschnitt der Werte. Die Balken enthalten 25 % der Werte unter dem Median und 25 % über dem Median. Die Whisker umfassen Werte 50 % unter und über dem Median (abgesehen von jeweils wenigen Ausreißern, die nicht dargestellt sind). Es wurden nur Betriebe ohne Gastwirtschaft und ohne relevanten lokal erzeugten erneuerbaren Energieanteil berücksichtigt.

Bei Käsealpen kann der Energieverbrauch auch der produzierten Käsemenge gegenübergestellt werden. Der elektrische Energiebedarf von Käsealpen in Funktion der Produktionsmenge ist in Abbildung 11 dargestellt.

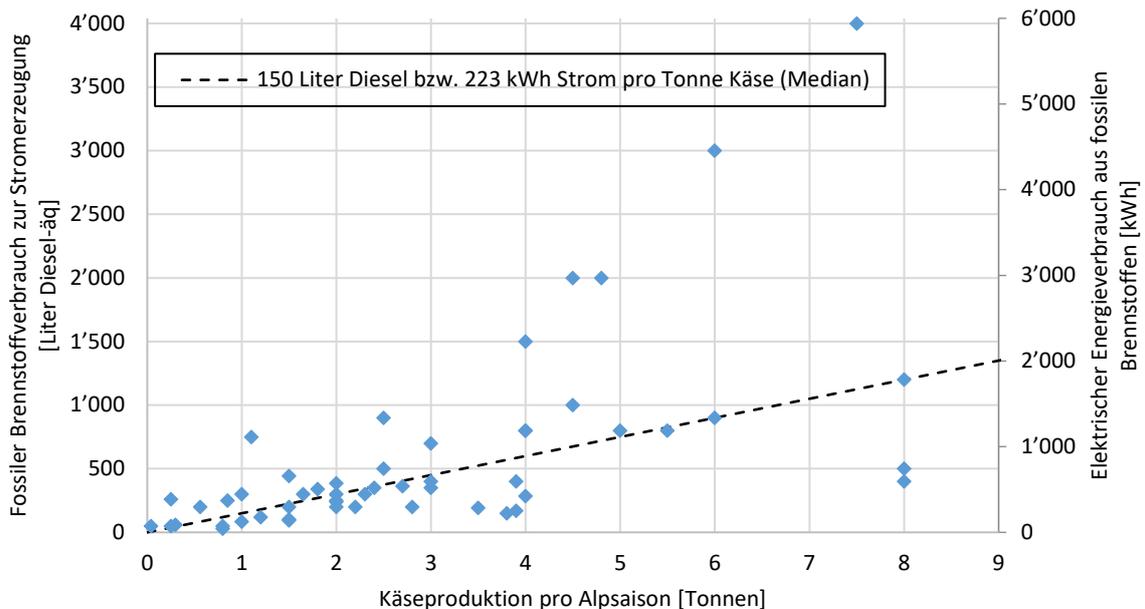


Abbildung 11: Fossiler Energiebedarf bzw. Strombedarf von Käsealpen in Abhängigkeit der Produktionsmenge. Die gestrichelte Linie entspricht dem Median des spezifischen Energiebedarfs. Punkte darüber entsprechen einem höheren, solche darunter einem geringeren spezifischen Energiebedarf pro Tonne Käse. Datenpunkte für drei weitere Alpen mit Produktionsmengen von 14, 16 und 22 Tonnen und Dieselverbräuchen von 1000, 8000 und 8500 Litern sind nicht dargestellt.

Viele der Betriebe haben einen Dieserverbrauch von mehreren Hundert, einige von mehreren Tausend Litern. Der spezifische Verbrauch liegt typischerweise (Median) bei 150 Liter Diesel-äquivalenten² bzw. 223 kWh Strom für eine Tonne produzierten Käse, die Durchschnittswerte des spezifischen Verbrauchs liegen höher, nämlich bei 231 Liter Diesel bzw. 343 kWh Strom pro Tonne. Die Streuung der Werte ist auch hier sehr gross. Höhere Verbräuche können z.B. dadurch zustande kommen, dass manche Alpen mehr strombetriebene Geräte einsetzen als andere, z.B. Elektroboiler, Kühlgeräte oder auch Haushaltgeräte. Teilweise wird auch zusätzliche Milch produziert, die nicht vor Ort verarbeitet wird. Deren Produktion erhöht den Stromverbrauch bei gleichbleibender Käseproduktionsmenge.

Neben dem elektrischen Energieverbrauch wurde auch die maximal benötigte elektrische Leistung abgefragt. Diese war bei vielen Betrieben nicht bekannt oder wurde nicht angegeben. Teilweise wurde die Leistung der Stromaggregate angegeben, welche jedoch auch überdimensioniert sein können. Die ermittelten Angaben für Inselbetriebe der verschiedenen Typen sind in Abbildung 12 dargestellt. Betriebe ohne Milchproduktion haben also typischerweise einen Leistungsbedarf von wenigen kW. Bei Milch- und Käsealpen ist der Leistungsbedarf deutlich höher, im Durchschnitt ist er von der Grössenordnung von 15 kW.

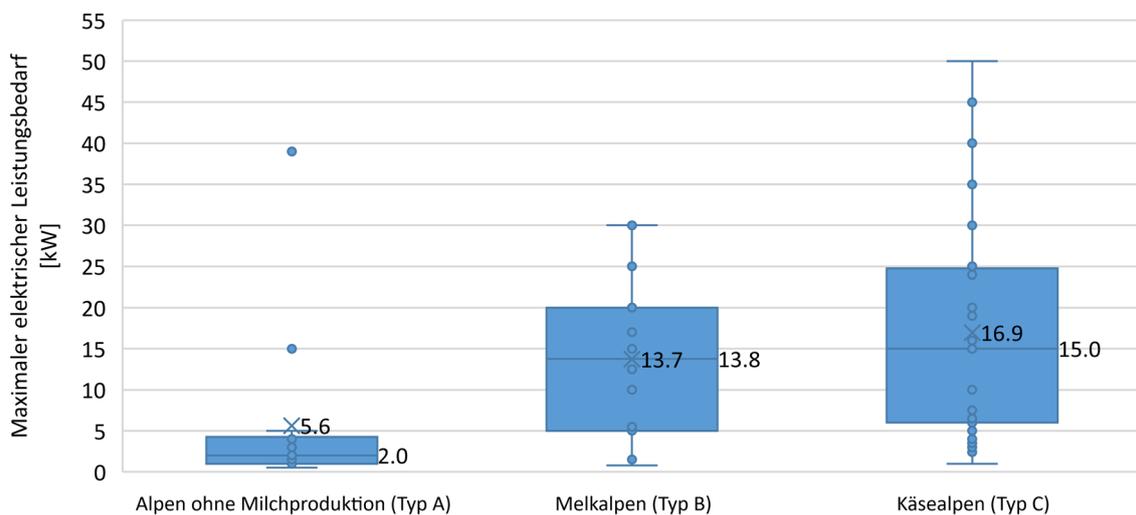


Abbildung 12: Maximaler elektrischer Leistungsbedarf der Inselstandorte (ohne Gastwirtschaft und ohne relevante erneuerbare Energieerzeugung). Es sind alle in der Umfrage angegebenen Werte dargestellt (Kreise). Die Zahlen entsprechen dem Median (Linie) bzw. dem Durchschnitt der Werte (Kreuz).

An praktisch allen Inselstandorten und auch an den meisten Netzstandorten wird Holz zur Wärmeerzeugung eingesetzt. Die Verteilung der erhobenen Werte zum Holzverbrauch ist in Abbildung 13 dargestellt. Alpen ohne Milchproduktion und Melkalpen haben einen ähnlichen Holzverbrauch, bei Inselstandorten liegt der Median bei rund 3 und der Durchschnitt bei 4 Ster. Die Werte von Netzstandorten sind leicht höher. Käsealpen weisen in der Regel einen deutlich höheren Holzverbrauch auf, was dem Holzverbrauch für die Käseproduktion geschuldet sein wird. Viele Käsealpen brauchen mehr als 10 Ster Holz. Auch hier sind die Verbräuche von Netzstandorten tendenziell etwas höher.

² In den Fällen wo Benzin eingesetzt wird, wurde die Benzinmenge in eine Dieselmenge mit gleichem Heizwert (Dieseläquivalente) umgerechnet.

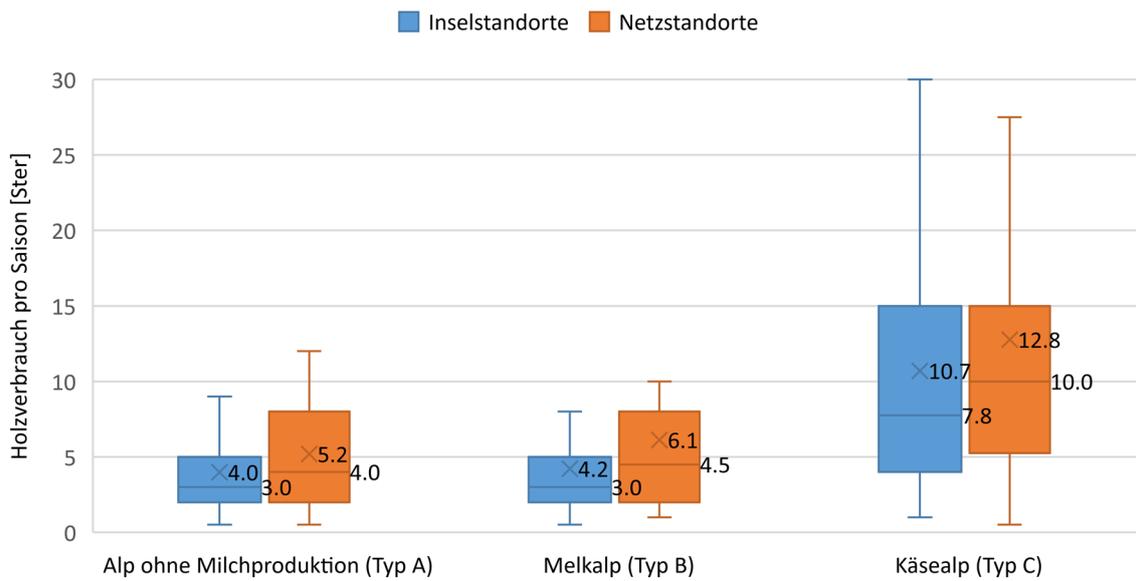


Abbildung 13: Statistische Verteilung des Holzbedarfs für die verschiedenen Arten von Alpstandorten. Es existieren jeweils wenige Ausreisser, die nicht dargestellt sind.

Während der Holzverbrauch bei den Alptypen A und B praktisch unabhängig von der Betriebsgrösse ist, er hängt vor allem ab vom Wärmeverbrauch des Alphaushalts, so hängt er bei Käsealpen erwartungsgemäss ein Stück weit von der Produktionsmenge ab (Abbildung 14). Die dargestellte Linie ist, anders als die Orientierungslinien in den vorangehenden Plots, eine lineare Regressionsgerade. Obwohl die Streuung der Werte gross ist, kann grob davon ausgegangen werden, dass der Holzbedarf, zusätzlich zu einem vom Produktionsvolumen unabhängigen Grundbedarf, um rund zwei Ster pro produzierter Tonne Käse ansteigt.

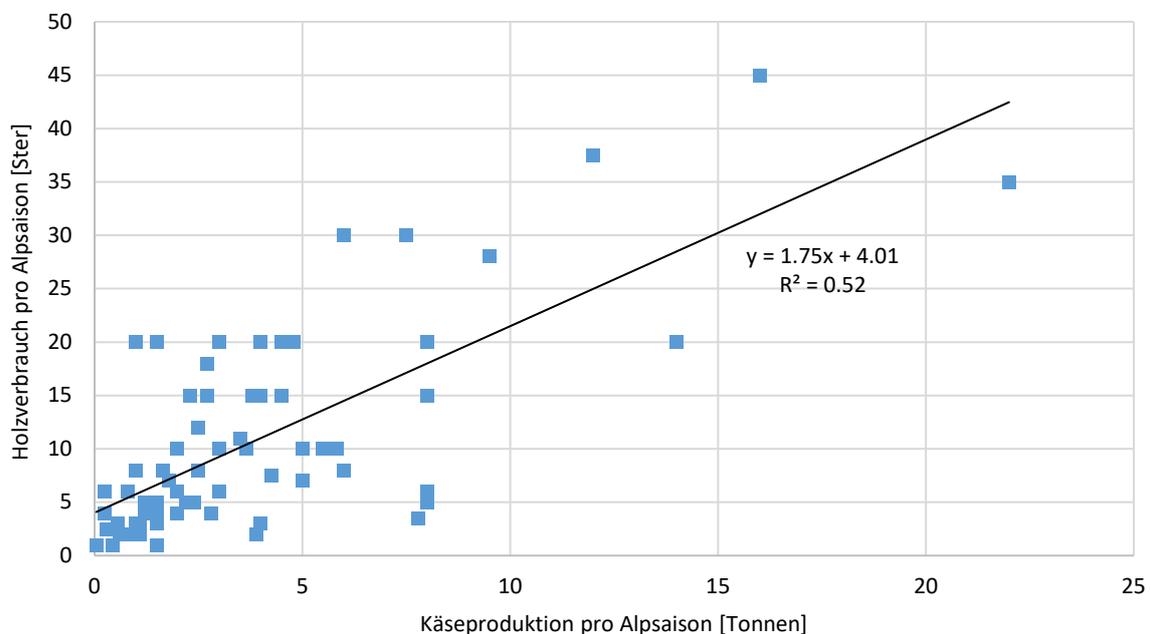


Abbildung 14: Holzverbrauch in Funktion der Produktionsmenge für Käsealpen an Inselstandorten. Ohne Betriebe mit angegliederter Gastwirtschaft. Die Linie ist ein linearer Fit an die Datenpunkte.

Gesamter fossiler Energieverbrauch aller Alpbetriebe an Inselstandorten

An Hand einer groben Hochrechnung kann die Grössenordnung des fossilen Energiebedarfs zur Stromerzeugung aller Inselstandorte ermittelt werden. Zu Grunde gelegt werden jeweils Durchschnitts- und Medianwerte des Brennstoffverbrauchs (Dieseläquivalente) aller erfassten Betriebe (ohne solche mit hauptsächlich erneuerbarer Energie und ohne solche mit Gastwirtschaft): Typ A: Durchschnitt 29,7 Liter / Median 46,7 Liter; Typ B: 325 Liter / 598 Liter; Typ C: 356 Liter / 915 Liter. Die Anzahl Inselbetriebe des entsprechenden Typs wird abgeschätzt mit den Inselanteilen aus der Umfrage: Typ A: 3744 Betriebe (78 % von insgesamt 4800); Typ B: 410 Betriebe (63 % von insgesamt 650); Typ C: 959 Betriebe (71 % von insgesamt 1350). Weiter wird basierend auf den Umfrageresultaten angenommen, dass 15 % der Betriebe hauptsächlich mit erneuerbarer Energie versorgt sind. Es bleiben also 3182 (Typ A), 348 (Typ B) und 815 (Typ C) Betriebe, welche ihren Strom hauptsächlich mit fossiler Energie erzeugen. Aus der Multiplikation dieser Anzahl von Betrieben mit den jeweiligen obigen Durchschnittswerten ergibt sich ein gesamter Dieserverbrauch von rund 1,1 Mio. Liter Dieseläquivalenten (gerechnet mit dem Median ergeben sich 0,5 Mio. Liter). Der gesamte Dieserverbrauch für die Stromerzeugung auf Schweizer Alpbetrieben, ohne Berücksichtigung des Energieverbrauchs für die Bewirtschaftung von Touristen, kann also in diesem Bereich vermutet werden.

2.2 BERGGASTWIRTSCHAFTEN

In der Schweiz gibt es viele Berggastwirtschaften, die aufgrund ihrer isolierten Lage nicht ans öffentliche Stromnetz angeschlossen sind. Der Begriff Berggastwirtschaft ist hier breit gefasst und reicht von der Buvette eines Alpbetriebs, die Getränke und kalte Speisen anbietet, bis zu Berggasthöfen mit breitem Speiseangebot und Übernachtungsmöglichkeit. So sind denn auch die Energiebedürfnisse sehr unterschiedlich.

2.2.1 Umfrage

Zusätzlich zu den 64 an Alpbetriebe angegliederten Gastwirtschaften (32 Inselstandorte, 19 Netzstandorte, 13 ohne Angabe) wurden im Rahmen der Umfrage und aus weiteren Informationsquellen 22 reine Berggastwirtschaften erfasst. Es ist zu beachten, dass die Erhebung im Segment der reinen Berggastwirtschaften nicht an alle in Frage kommenden Betriebe verteilt werden konnte, und somit nur eine kleine Stichprobe darstellt. Es ist auch nicht bekannt, wie viele Berggastwirtschaften, insbesondere solche ohne Anschluss ans öffentliche Stromnetz, insgesamt in der Schweiz existieren.

Im Segment reiner Berggastwirtschaften lagen Informationen von 22 Betrieben aus 8 Kantonen vor. Davon sind 13 Inselstandorte und 7 ans öffentliche Stromnetz angeschlossen (2 ohne Angabe). Es kommen sehr unterschiedliche Betriebe vor. Das Spektrum reicht von kleinen Buvetten bis zu Betrieben mit Platz für über 200 Tagesgäste und mit über 50 Gästebetten.

Im Unterschied zu Alpbetrieben mit typischerweise 3 Betriebsmonaten haben Berggastwirtschaften häufig längere jährliche Betriebsperioden. Reine Sommerbetriebe sind während 5 – 6 Monaten, typischerweise etwa von Mai bis Oktober geöffnet. Einige Berggastwirtschaften machen eine Sommer- und eine Wintersaison oder sind ganzjährig geöffnet. Dies ermöglicht dann auch entsprechend geringere Amortisationszeiten für erneuerbare Energieversorgungsanlagen oder eine Anbindung ans öffentliche Stromnetz.

Von den reinen Berggastwirtschaften geben 6 explizit an, mit ihrem Energieversorgungssystem zufrieden zu sein, 2 geben an, nicht zufrieden zu sein. Verbesserungsbedarf oder -wünsche betreffen insbesondere zusätzliche elektrische Leistung, Energie oder Autarkie. Auch netzgekoppelte Betriebe bekunden teilweise Stromknappheit.

2.2.2 Energieverbrauch und aktuelle Energieversorgungssysteme

Gegenüber reinen Alpbetrieben benötigen Berggastwirtschaften mehr bzw. grössere elektrische Geräte. In der Regel sind dies Kühlschränke, Tiefkühlgeräte, Geschirrspüler, Kaffeemaschine und zusätzliche Küchengeräte. Einzelne Betriebe verfügen über weitere relevante Stromverbraucher wie etwa Wärmeschränke zur Geschirrwarmhaltung, Dampfabzug, Infrarot-Deckenheizung, Elektroherd, Elektro-Warmwasserboiler, UV-Wasserentkeimungsanlage, Staubsauger und Wäschetrockner. Die Gästebewirtung ergibt auch einen höheren Wärmebedarf für Warmwasser, Kochen und Raumheizung.

Die benötigten elektrischen Maximalleistungen der erfassten Betriebe reichen von wenigen kW für kleine Buvetten bis zu Leistungen von mehr als 20 kW, auch an Inselstandorten, im Fall von Bergrestaurants.

Von den Inselstandorten (32 kombinierte Betriebe Alp & Gastwirtschaft, 13 reine Berggastwirtschaften) verfügen 8 respektive 2 über eine Kleinwasserkraftanlage, die grösste mit einer Leistung von 32 kW.³ Diese Anlagen decken jeweils praktisch den gesamten elektrischen Energiebedarf. 4 der kombinierten Betriebe und 3 der reinen Gastwirtschaften haben eine grössere PV-Anlage mit Nennleistung zwischen 1 kWp und 10 kWp. 1 Standort verfügt über eine Kleinwindanlage mit 0,5 kW Leistung. An gut einem Drittel der Inselstandorte, und damit deutlich mehr als im Segment der reinen Alpbetriebe, wird ein relevanter Teil des Stroms lokal aus erneuerbaren Quellen gewonnen.

Bei den restlichen teilweise auch grösseren Betrieben stützt sich die Stromversorgung hauptsächlich auf fossile Energie. Es werden Stromaggregate betrieben und pro Jahr in vielen Fällen mehrere Tausend Liter Diesel, im grössten Fall mehr als 15'000 Liter Diesel verbraucht.

Warmwassererwärmung und Raumheizung erfolgen in den meisten Fällen mit Holz, vereinzelt auch mit Heizöl oder Holzpellets. Gekocht wird mit Holz und/oder Gas (Flüssiggas). Wo Holz oder Gas verwendet wird, reicht der jährliche Holzbedarf von wenigen Ster bis zu 100 Ster (Ganzjahresbetrieb) und der Gasbedarf von 10 – 500 kg, in Einzelfällen auch > 1000 kg. Lediglich 5 der Betriebe verfügen über eine Solarwärmanlage, die grösste mit einer Fläche von 15 m².

³ Bei den kombinierten Betrieben handelt es sich um dieselben Betriebe, welche auch in Abschnitt 2.1 enthalten sind.

2.3 BERGHÜTTEN

In der Schweiz gibt es über 200 bewirtete Berghütten.⁴ Davon gehören 134 den Sektionen bzw. dem Zentralverband des Schweizer Alpen-Clubs (SAC 2020). Die SAC-Hütten verfügen jeweils über rund 20 – 160 Schlafplätze, im Mittel etwa 65. Zusätzlich zur Übernachtungsmöglichkeit, besteht das Angebot einer bewirteten Hütte in der Regel aus einer warmen Abendmahlzeit, einem Frühstück, sowie der Bewirtung von Tagesgästen.

Berghütten liegen meist an sehr isolierten Standorten und verfügen in den allermeisten Fällen über keinen Anschluss ans öffentliche Stromnetz. Die Standorte können sehr oft nur zu Fuss erreicht werden und die Versorgung mit Material und Nahrungsmitteln, sowie die Entsorgung von Abfällen und teilweise Trockenschlamm erfolgt sehr oft ausschliesslich per Helikopter. Dennoch müssen sie alle Funktionen zur Beherbergung und Bewirtung von Gästen erfüllen. Entsprechend komplex sind auch die nötigen Energieversorgungssysteme, wie es Abbildung 15 illustriert.

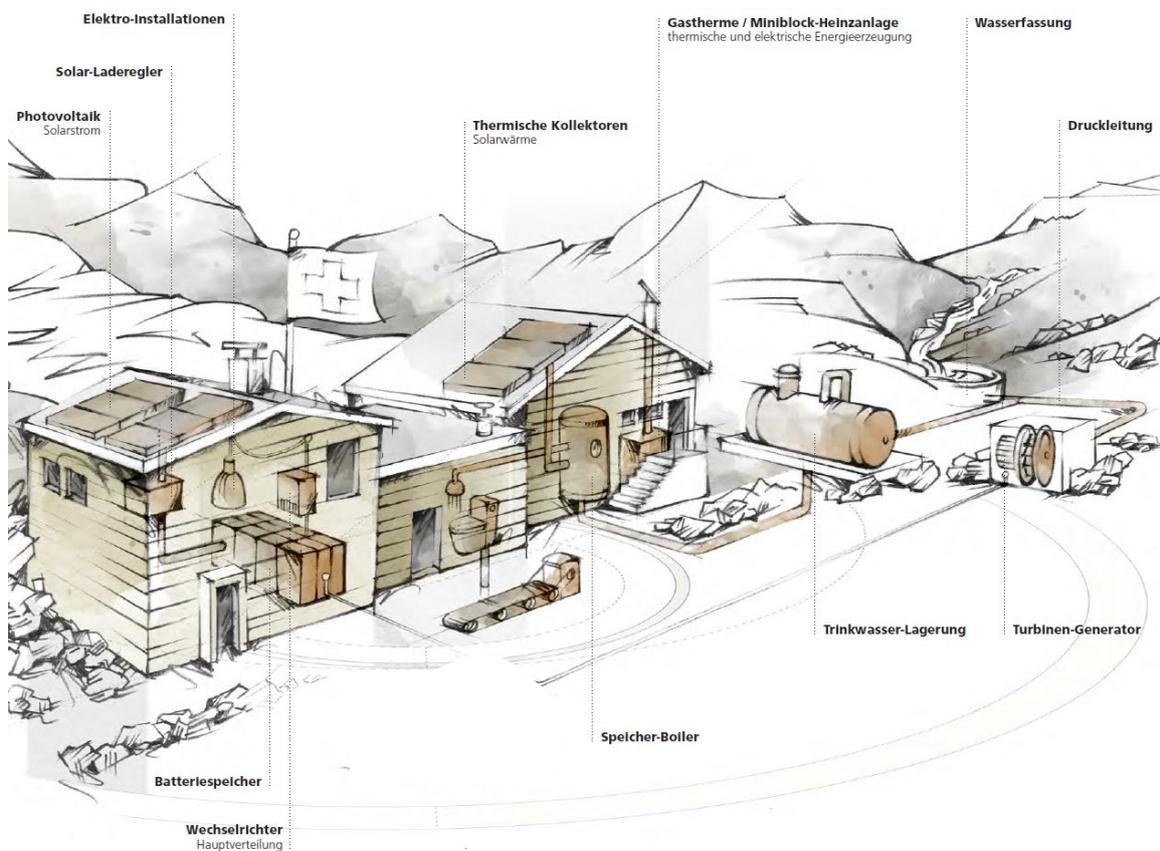


Abbildung 15: Illustration eines Wasser- und Energieversorgungssystems einer Berghütte in alpiner Lage. Bild: Esotec GmbH.

Elektrische Energie und Wärme werden prinzipiell für dieselben Zwecke benötigt wie im Fall eines Berggasthauses. Aufgrund der sehr schwierigen Versorgungslagen wird jedoch der Bedarf/Komfort oft noch stärker auf das Nötigste reduziert (z.B. kein warmes Wasser für die Gäste).

Mittelgrosse moderne Hütten mit 40 – 80 Übernachtungsplätzen haben einen täglichen elektrischen Energiebedarf von rund 10 – 20 kWh. Die Leistungsspitzen des elektrischen Verbrauchs sind von der Grössenordnung 2 – 4 kW. Ein Grossteil des Wärmebedarfs wird in der Regel mit Holz gedeckt, wobei der Heizbedarf sehr stark vom Gebäude abhängt. Der jährliche Holzverbrauch einer

⁴ <https://www.myswitzerland.com/de-ch/unterkuenfte/weitere-unterkuenfte/alpuetten/bewirtete-huetten-suche/>

modernen mittelgrossen Hütte mit Winter- und Sommerbetrieb bewegt sich im Bereich von 5 – 10 Ster. Gekocht wird mit Holz und Gas, letzteres insbesondere in Zeiten wo kein Heizwärmebedarf vorhanden ist. Typischerweise ist der Jahresverbrauch an Gas von der Grössenordnung 50 – 150 kg.⁵

Aufgrund der häufig sehr isolierten Standorte ist bei Berghütten die Nutzung lokal produzierter erneuerbarer Energie schon lange ein wichtiges Thema und die Besitzer und Betreiber sind in der Regel stark für das Thema sensibilisiert. So enthält etwa die "Wegleitung Hüttenbau" des SAC Leit-sätze für Energiekonzepte (SAC 2007). Neben der Aufforderung, den Energiebedarf möglichst gering zu halten, wird darin z.B. auch gefordert: *"Zur Versorgung von Hütten mit Energie [...] sind primär sämtliche erneuerbaren Energiequellen vor Ort, welche mit vernünftigem Aufwand verfügbar gemacht werden können, zu nutzen. Der danach verbleibende Energiebedarf wird sekundär mit erneuerbaren Energieträgern aus dem Tal gedeckt."* Die Hütten werden zudem fortlaufend modernisiert und teilweise neu gebaut. So wurde in den vergangenen zwanzig Jahren bei rund 60 SAC-Hütten ein Bauprojekt realisiert. Energieversorgungssysteme moderner SAC-Hütten sind oft ausgezeichnet optimiert, weshalb sie teilweise auch als Vorbilder für andere Standorte, wie etwa Berg-gastwirtschaften dienen können.

Die Stromversorgungssysteme der netzunabhängigen Hütten sind meist Hybridsysteme, d.h. sie basieren auf mehreren Stromerzeugungsarten. Die meisten Hütten nutzen hauptsächlich Solarstrom. Von den bewirteten SAC-Hütten verfügen 25 über Wasserkraftanlagen, typischerweise mit Leistungen von ein paar Hundert Watt. Die meisten Hütten decken zudem einen (oft kleinen) Teil des Stromverbrauchs mit einem fossil betriebenen Stromaggregat. 5 SAC-Hütten verfügen über ein Blockheizkraftwerk. Einzelne Hütten setzen kleine Windkraftanlagen ein.

Neben Holz und Gas setzen einige Hütten auch Solarwärmekollektoren ein, um einen Teil der Wärme für das Warmwasser zu generieren, teilweise wird Solarwärme auch zur Unterstützung der Raumheizung eingesetzt.

Speziell an der Situation von Berghütten ist, dass bei Brennstoffen sowohl die Kosten als auch die Umweltauswirkungen (CO₂-Emissionen) des Transports relativ stark ins Gewicht fallen, da dieser in der Regel per Helikopter erfolgt. So kann es hier aus ökologischer Sicht ein grosser Vorteil sein, Holz und auf jeden Fall Gas durch Solarwärme zu substituieren. Einige neue Hütten setzen bereits stark auf Solarwärme. Es besteht aber in diesem Bereich noch viel Potenzial.

⁵ Die hier für "mittelgrosse" Hütten angegebenen Werte sind als Grössenordnungen zu verstehen und basieren auf Zahlen der Es-Cha-Hütte, der Jenatschhütte, der Voralphütte und der Lötschenpasshütte.

2.4 MAIENSÄSSE

Eine weitere Art von Inselstandorten bilden Gebäude auf Maiensässen, welche vor allem in den Bergkantonen verbreitet sind. Ursprünglich waren dies Wohn- und Stallgebäude, welche im Rahmen der landwirtschaftlichen Dreistufenwirtschaft genutzt wurden. Sie liegen typischerweise auf Höhen von 1'200 – 1'600 Meter über Meer.⁶ Ausführliche Dokumentationen der Geschichte und der aktuellen Situation von Maiensässen sind zu finden unter folgenden Referenzen (Boesch 1992; Giovanoli 2003; Capaul 2019).

Genauere Zahlen liegen nicht vor, jedoch gibt es beispielsweise allein im Kanton Graubünden rund 40'000 Bauten ausserhalb der Bauzonen. 35'000 davon sind landwirtschaftlichen Ursprungs (Maiensässe, Vorwinterungen, Stallbauten, etc.). 3'500 befinden sich in Gruppen von mehr als 5 Bauten (vor allem Maiensässe).⁷

Viele Maiensässgebäude und weitere Gebäude landwirtschaftlichen Ursprungs ausserhalb der Bauzone werden heute touristisch oder auch weiterhin im Zusammenhang mit der Landwirtschaft genutzt. Sie ermöglichen in der Regel das Wohnen auf einem einfachen Komfortlevel. Der elektrische Energiebedarf entspricht also demjenigen eines einfachen Haushalts, vergleichbar mit dem Haushaltsstrombedarf eines Alpgebäudes. Bei nur im Sommer genutzten Standorten ist der Heizwärmebedarf im Vergleich mit höher gelegenen Alpgebäuden geringer. Zu Ferienwohnungen umgebaute Gebäude sind teilweise auch für die Winternutzung ausgestattet, und haben einen entsprechend höheren Heizwärmebedarf.

Sehr häufig verfügen Maiensässgebäude über kleine Solarstromanlagen (mit Spitzenleistungen von ein paar Hundert Wp) für den Haushaltsstrombedarf. Der Wärmebedarf wird meist mit Holz und/oder Gas gedeckt. Zur Warmwasserbereitung werden teilweise Solarwärmeanlagen eingesetzt.

⁶ <https://de.wikipedia.org/wiki/Maiensäss>

⁷ Quelle: Amt für Raumplanung des Kantons Graubünden

3 SCHRITTE ZU EINEM NEUEN ENERGIEVERSORGUNGSKONZEPT

3.1 ALLGEMEINES VORGEHEN

Beim Vorhaben, ein neues Energieversorgungskonzept zu realisieren, kann im Allgemeinen grob nach den in Tabelle 3 beschriebenen Projektphasen vorgegangen werden. Je nach Art und Grösse des Vorhabens ist es wichtig, die Energieversorgung im Kontext der gesamten Ver- und Entsorgungssituation des Standorts (d.h. inkl. Wasserversorgung, Nahrungsmittelversorgung, Abfall- und Abwasserentsorgung) zu betrachten. Bau- und Erneuerungsprojekte können dann mehrere dieser Bereiche betreffen, und es können Synergien genutzt und Trade-Offs berücksichtigt werden. Weiter wird empfohlen, bei grösseren Vorhaben möglichst früh im Projekt Kontakt mit den zuständigen Behörden und allenfalls Umweltverbänden aufzunehmen, insbesondere um Fragen zur Bewilligungsfähigkeit und finanzielle Fördermöglichkeiten abzuklären.

Tabelle 3: Typischer Ablauf eines (grösseren) Projekts zur Errichtung oder Erneuerung eines Energieversorgungssystems Basierend auf (Steinbacher, G., et al. 2010), mit Ergänzungen aus (Lauber, Büchel, und Beisig 2012) und mit eigenen Ergänzungen und Anpassungen.

| Projektphase | Inhalt |
|---|--|
| 1 Projektdefinition | <ul style="list-style-type: none"> - Festlegung der Ziele, des Zeithorizonts und des ungefähren Budgets - Bestimmung der für die Durchführung verantwortlichen Personen |
| 2 Grundlagenermittlung | <ul style="list-style-type: none"> - Erfassung des Ist-Zustandes: <ul style="list-style-type: none"> o Analyse des aktuellen Energieversorgungssystems o Ermittlung des aktuellen Energiebedarfs in Form von Wärme (Heizung, Warmwasser, Kochen) und Strom (Haushaltgeräte, Maschinen, ...) - Ermittlung von Energiesparpotenzialen (Effizienz- und Suffizienzmassnahmen) - Überlegungen zur zukünftigen Entwicklung des Standorts und dessen Energiebedarfs - Definieren der in der Planung anzuwendenden Energiebedarfsprofile - Abklärung rechtlicher Rahmenbedingungen (Bewilligungspflichten etc.) - Ermittlung finanzieller Fördermöglichkeiten |
| 3 Vorplanung (Entwurf) | <ul style="list-style-type: none"> - Entwicklung und Dimensionierung des neuen Energieversorgungskonzepts - Variantenvergleich und -bewertung anhand energetischer und ökologischer Kennzahlen und anhand von Kostenschätzungen |
| 4 Detailplanung | <ul style="list-style-type: none"> - Detaillierte Ausarbeitung der ausgewählten Systemvariante - Eingabe des Baugesuchs (falls nötig) - Einarbeitung allfälliger behördlicher Auflagen (Projektanpassung) |
| 5 Auftragsvergabe | <ul style="list-style-type: none"> - Erarbeitung der Bauausschreibung für die ausgewählte (und bewilligte) Variante - Einholen und bewerten von Offerten - Auftragsvergabe |
| 6 Ausführung und Inbetriebnahme | <ul style="list-style-type: none"> - Realisierung der geplanten Systeme und Massnahmen - Überwachung der Ausführung - Inbetriebnahme und Übergabe/Abnahme der Anlagen |
| 7 Betrieb, Betreuung und Betriebsoptimierung der Anlagen | <ul style="list-style-type: none"> - Betrieb der Anlagen durch den Nutzer/Bewirtschafter - Betreuung des Betriebs und Betriebsoptimierung der Anlagen durch eine Fachperson über einen vereinbarten Zeitraum - Feststellung und Behebung von Mängeln |

Für weiterführende und spezifischere Informationen zum Ablauf von Energie- bzw. Infrastrukturprojekten im Zusammenhang mit Alpbetrieben sei verwiesen auf die Publikationen (Lauber, Büchel, und Beisig 2012; Sautier 2009; Gmür 1992) und im Zusammenhang mit Berghütten auf (Steinbacher, G., et al. 2010; SAC 2007; Bopp, Kiefer, und Sauer 2002).

Die Informationen im vorliegenden Bericht sollen insbesondere die Phasen 2 (Grundlagenermittlung) und 3 (Vorplanung) unterstützen. Die beiden folgenden Abschnitte betreffen dabei die Ermittlung des Energiebedarfs und die Identifikation von Energiesparpotenzialen.

3.2 ERMITTLUNG DES ENERGIEBEDARFS

Vor dem Bau oder der Erneuerung eines Energieversorgungssystems muss der Bedarf für den spezifischen Fall möglichst genau ermittelt werden, auch unter Berücksichtigung erwarteter oder geplanter zukünftiger Entwicklungen und unter Berücksichtigung möglicher Massnahmen (siehe Abschnitt 3.3) zur Senkung des Bedarfs.

3.2.1 Strombedarf

Zur Ermittlung des Strombedarfs werden zunächst alle Verbraucher mit deren Spezifikationen und deren Nutzungsprofil erfasst. Dies erfolgt typischerweise mit Hilfe einer Tabelle wie in Tabelle 4 dargestellt. Der darauf basierende tägliche Lastgang ist in Abbildung 16 dargestellt.

Tabelle 4: Erfassung der Stromverbraucher, deren Eigenschaften, sowie deren Nutzungsprofile für das Beispiel einer fiktiven Käsealp mit 40 Milchkühen. Das Beispiel gilt für eine Alp auf der einmal pro Tag gekäst wird. Die Milch vom Abend wird gekühlt und am nächsten Morgen verarbeitet. Gemolken wird mit einer Eimermelkanlage mit 4 Melkzeugen. Auf der Alp sind 3 Personen beschäftigt. Der tägliche Strombedarf beträgt knapp 21 kWh und die maximal benötigte Leistung 3,2 kW. Die Zusammenstellung ist angelehnt an ein Beispiel aus (Gmür 1992). Die Verbräuche für Licht, Kühlschrank und Laptop wurden neu abgeschätzt.

| Gerät | Nennspannung [Volt] | Nennleistung [Watt] | Nutzungsdauer [Stunden/Tag] | Nutzungszeitraum | Energieverbrauch [kWh/Tag] |
|--------------------|---------------------|---------------------|-----------------------------|--------------------------|----------------------------|
| Licht Wohnräume | 220 | 100 | 6 | 4:30-8:00 & 18:30-21:00 | 0.6 |
| Licht Arbeitsräume | 220 | 50 | 9 | 4:30-11:00 & 18:30-21:00 | 0.4 |
| Kühlschrank | 220 | 80 | 4 | periodisch | 0.3 |
| Laptop | 220 | 100 | 2 | 19:00-21:00 | 0.2 |
| Melkmaschine | 400 | 1600 | 5 | 5:00-7:30 & 16:30-19:00 | 8 |
| Milchkühlung | 220 | 1600 | 6 | 18:00-24:00 | 9 |
| Käserührwerk | 220 | 300 | 5 | 5:00-10:00 | 1.5 |
| Milchpumpe | 220 | 330 | 1.5 | 6:00-7:00 & 10:30-11:00 | 0.5 |
| Zentrifuge | 220 | 300 | 1 | 6:00-7:00 | 0.3 |
| | | | | Summe | 20.8 |

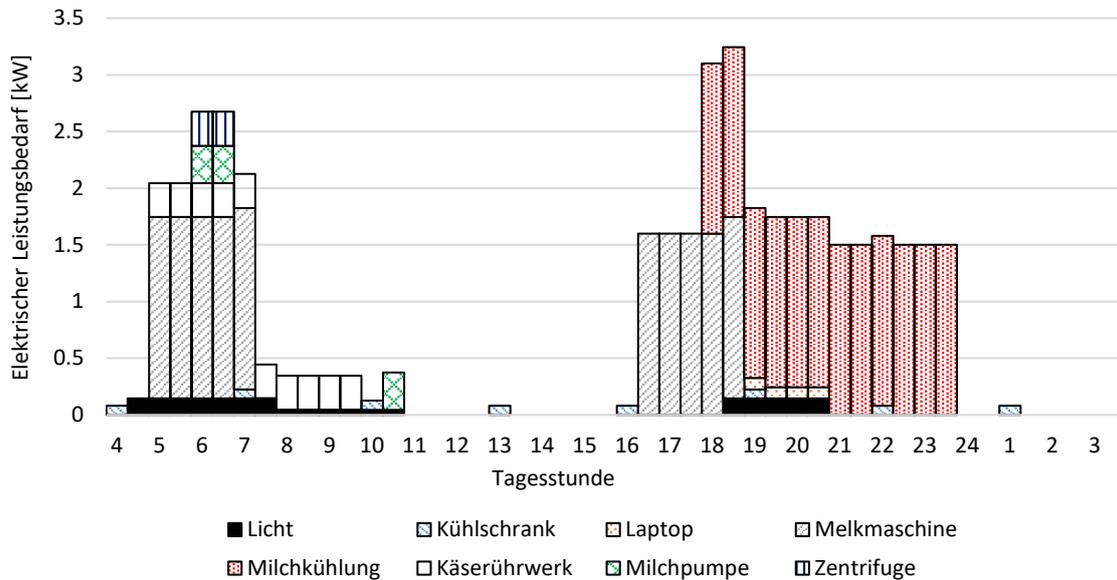


Abbildung 16: Mögliches Strombedarfsprofil für eine Käsealp mit 40 Milchkühen, entsprechend dem Beispiel von Tabelle 4.

Je nach Standort und Betriebsweise gibt es nicht den einen typischen Tagesverlauf. Es ist dann sinnvoll, Tageslastgänge für mehrere typische Tage zu erstellen, im Fall einer Berghütte beispielsweise separat für die Sommer- und die Wintersaison oder beispielsweise im Fall eines Bergrestaurants für Wochentage und Wochenendtage. Ist ein Stromzähler vorhanden, so kann mit Hilfe von diesem die Plausibilität des Tageslastgangs überprüft und dieser falls nötig angepasst werden. Zur genaueren Bestimmung des Energie- und Leistungsbedarfs einzelner Wechselstrom-Verbraucher können einfache Energiemessgeräte eingesetzt werden, die zwischen die Steckdose und das Gerät geschaltet werden.

Als Grundlage für die Planung ist es wichtig, den maximalen elektrischen Leistungsbedarf zu bestimmen. Es ist dabei zu beachten, dass dieser eventuell höher ist als die Leistungsspitze eines angenommenen typischen Tages, so etwa, wenn sporadisch zusätzliche Verbraucher eingesetzt werden sollen. Bei einer Anlage mit Motorgenerator kann der maximale Leistungsbedarf über die Strom- oder Leistungsanzeige des Generators bestimmt werden, in einer Situation wo alle Verbraucher, die gleichzeitig laufen müssen, in Betrieb sind.

Weiter ist für die Planung der jährliche Strombedarf von Interesse. Im Idealfall kann dieser über einen Stromzähler ermittelt werden. Bei Anlagen, welche ausschliesslich von einem Motorgenerator versorgt werden, kann er mit Hilfe des jährlichen Diesel- oder Benzinverbrauchs abgeschätzt werden. Dabei kann typischerweise ein Verstromungsgrad (Verhältnis zwischen gelieferter elektrischer Energie und Heizwert des Treibstoffs) von rund 15 % angesetzt werden (siehe Tabelle 6, Seite 30). Je nach Situation kann der jährliche Strombedarf auch direkt basierend auf den typischen Tagesverbräuchen abgeschätzt werden.

Planungszahlen für den konventionellen Hochbau können entsprechend den SIA Normen 387/4 und SIA 2056 zu "Elektrizität in Gebäuden" ermittelt werden. Planungszahlen für den Fall von Alpbetrieben können unter anderem den Referenzen (Gmür 1992) und (KTBL 2018) entnommen werden.

3.2.2 Wärmebedarf

Heizung

In der Regel kann der Wärmebedarf für die Gebäudeheizung anhand des Brennstoffverbrauchs und des ungefähren Wirkungsgrads der Heizung ermittelt werden. Typische Werte für die Heizwerte von Brennstoffen und die Wirkungsgrade von Verbrennungsheizungen können Tabelle 5, Seite 29 bzw. Tabelle 6, Seite 30 entnommen werden. Wird beispielsweise mit geschlossenen Holzöfen geheizt und beträgt der jährliche Holzverbrauch 5 Ster gemischtes Holz so entspricht dies einem Wärmebedarf von $5 \text{ Ster} * 1800 \text{ kWh/Ster} * 65 \% = 5850 \text{ kWh}$. Da der Heizbedarf deutlichen Schwankungen unterworfen ist, sollte der Brennstoffbedarf idealerweise über mehrere Jahre ermittelt werden. Es ist weiter zu berücksichtigen, dass auch Abwärme vom Kochen und von Prozessen (z.B. Käseherstellung über dem Feuer) zur Raumheizung beiträgt.

Bei umfangreichen Gebäudesanierungen oder für neu zu bauende Standorte werden Planungswerte für den Heizwärmebedarf mit den im Hochbau gebräuchlichen Methoden und Normen ermittelt (siehe insbesondere SIA Norm 380/1 "Thermische Energie im Hochbau").

Warmwasser

Durch Messungen oder Schätzungen wird der tägliche Warmwasserverbrauch ermittelt. Ähnlich wie beim Stromverbrauch für einen oder mehrere typische Tage. Dabei ist auch die Temperatur des Warmwassers festzuhalten. Darauf basierend, und unter Einbezug der Kaltwassertemperatur und der Wärmekapazität von Wasser, kann dann der entsprechende Wärmeenergiebedarf berechnet werden.

Als Beispiel braucht die SAC-Hütte Es-Cha im Kanton Graubünden an einem typischen Sommertag 150 Liter Warmwasser bei 40 °C und 600 Liter bei 65 °C. Die Kaltwassertemperatur beträgt ca. 5 °C. Der tägliche Wärmebedarf für Warmwasser beträgt damit $150 \text{ l} * (40 \text{ °C} - 5 \text{ °C}) * 1.16 \text{ Wh/(l °C)} + 600 \text{ l} * (65 \text{ °C} - 5 \text{ °C}) * 1.16 \text{ Wh/(l °C)} = 48 \text{ kWh}$. Wenn berücksichtigt wird, dass der Bedarf an einem Wintertag 30 kWh beträgt, und dass die Sommersaison 130 Tage und die Wintersaison 60 Tage dauert, ergibt sich ein jährlicher Wärmebedarf von rund 8000 kWh.

Alternativ, bzw. zur Überprüfung der über den Verbrauch ermittelten Werte, kann der Wärmebedarf für das Warmwasser gleich wie der Heizbedarf anhand des Brennstoffverbrauchs abgeschätzt werden.

Planungswerte für typische Haushalte und Gastwirtschaften können mit Hilfe der SIA Normen 380/1 und 385/2 bestimmt werden. An Standorten wie Berghütten, Alpbäuden und Maiensässen wird der Warmwasserbedarf jedoch oftmals bewusst tief gehalten. Somit ist es oft zielführender, sich auf Erfahrungswerte von vergleichbaren Standorten zu stützen. Richtwerte für Alpbetriebe (Warmwasserbedarf zur Reinigung von Melkanlagen etc.) sind z.B. in (Gmür 1992) und (KTBL 2018) zu finden.

Kochen und Prozesse

Zur Bestimmung des Wärmebedarfs (welcher nicht aus elektrischem Strom generiert wird) fürs Kochen und für Prozesse wie etwa der Milchverarbeitung auf einer Alp, werden alle Verbraucher und deren Brennstofftyp und -verbrauch ermittelt. Mit Hilfe der Heizwerte der Brennstoffe und der Wirkungsgrade der Wärmeerzeuger kann dann auf den Wärmebedarf geschlossen werden.

Für Planungswerte im Fall von Alpbetrieben sei auch hier auf (Gmür 1992) und (KTBL 2018) verwiesen.

3.3 ENERGIEEFFIZIENZMASSNAHMEN

Vor der Konzeptionierung eines neuen Energieversorgungssystems sollte überprüft werden, ob der Energiebedarf (Strom und Wärme) und der elektrische Spitzenleistungsbedarf mit Effizienz- und Suffizienzmassnahmen reduziert werden kann. Beispiele von prüfenswerten Massnahmen sind im Folgenden aufgelistet:

Strom

- Einsatz energieeffizienter Geräte im Haushalt, evtl. Ersatz alter Geräte (z.B. Kühl- Gefrierschrank, Licht, Laptop, ...). Der Stromverbrauch von effizienten Geräten ist auf www.topten.ch zu finden.
- Keine Wärmebereitstellung mit Strom, d.h. kein Elektroboiler, Elektroheizung, Elektroherd, Mikrowelle, Wasserkocher, elektrischer Warmhaltebehälter, etc. Anstatt dessen, Einsatz von Holz, Solarwärme und Gas. Eine Ausnahme bildet die Wärmeerzeugung mit Strom aus Wasserkraft oder Überschussstrom von PV- und Windanlagen.
- Geräte mit niedriger Anschlussleistung einsetzen bzw. Verzicht auf Geräte mit hohen Anschlussleistungen (z.B. Industriegeschirrspüler, Wasserkocher, Kaffeeautomaten, Haartrockner, Speisenwarmhalter, ...)
- Gutes Lastmanagement bzw. Priorisierung der Verbraucher zur Reduktion der Leistungsspitze.
- Warmwasseranschluss für Spülmaschine und Waschmaschine

Für Alpbetriebe:

- Einsatz/Nachrüstung der Melkmaschine mit Frequenzumformer → Energiebedarf kann um zwei Drittel reduziert werden (Harsch 2017)
- Reduktion der Anzahl Melkungen

Warmwasser

- Reduktion des Warmwasserverbrauchs durch den Einsatz von Wasserspararmaturen und Mischbatterien
- Konsequente Wärmedämmung von Warmwasserleitungen in unbeheizten Räumen

Für Alpbetriebe:

- Optimierung der Reinigungsprozesse
- Wärmerückgewinnung bei Milchkühanlagen zur Warmwassererzeugung nutzen
- Wärmerückgewinnung bei Käseherstellung zur Warmwassererzeugung nutzen
- Reduktion der Anzahl Melkungen

Heizung

Der Wärmebedarf für die Heizung kann insbesondere durch die Verbesserung der Luftdichtigkeit der beheizten Räume, durch den Einsatz von Isolierverglasungen (Doppel- oder Dreifachverglasung), die Verbesserung der Wärmedämmung und den Einsatz von Wärmerückgewinnungseinrichtungen bei Lüftungsanlagen reduziert werden. Teilweise kann mit einfachen Massnahmen, wie etwa einer besseren Trennung zwischen beheizten und unbeheizten Räumen, viel Wärme eingespart werden. Für die Kosten-/Nutzenabwägung grösserer baulicher Massnahmen sollte ein Fachplaner herbeigezogen werden.

Käseherstellung

Wo dies möglich ist, Käsen nicht auf offenem Feuer, sondern mit einem Kessel über geschlossenem Feuer oder mit einem Wasser- oder Dampf-beheizten Kessel.

4 ENERGIEGEWINNUNG UND SPEICHERUNG

4.1 KONVENTIONELLE BRENNSTOFFE

An praktisch allen Inselstandorten werden zur Erzeugung von Wärme und Strom zumindest teilweise konventionelle Brenn- und Treibstoffe eingesetzt. In diesem Abschnitt werden die damit zusammenhängenden Brenn- und Treibstoffkosten sowie die verursachten CO₂-Emissionen betrachtet. Diese Werte bilden einerseits eine Grundlage für den Vergleich der Energieträger untereinander, insbesondere aber auch für eine Abschätzung der Kosten und Emissionen, die durch die Nutzung von Solar-, Wind- und Wasserkraft eingespart werden können. In Tabelle 5 sind typische Stoffwerte, Preise und Treibhausgasemissionen von Energieträgern aufgeführt. Anhand dieser Werte, sowie typischer Werte für die Wirkungsgrade für die Energieumwandlung, können die Brennstoffkosten und CO₂-Emissionen für die Bereitstellung von Nutzwärme und elektrischem Strom berechnet werden (siehe Abbildung 17 und Zahlenwerte in Tabelle 6).

Tabelle 5: Stoffwerte, Preise und Treibhausgasemissionen verschiedener Brenn- und Treibstoffe. Stoffwerte von Holz gemäss www.energie.ch, Stoffwerte und CO₂-Emissionen von Brennstoffen gemäss SIA 380:2015, Stoffwerte und CO₂-Emissionen von Treibstoffen gemäss www.energie.ch und KBOB Ökobilanzdaten im Baubereich. Kosten sind Schätzungen angelehnt an verschiedene vorliegende Offerten, mit * gekennzeichnete Werte beinhalten auch die Anlieferung.

| Brenn- bzw. Treibstoff | Bezugsgrösse | Gewicht [kg] | Heizwert [kWh] | Spez. Heizwert [kWh/kg] | Preis [CHF] | Preis pro Heizwert [Rp./kWh] | Treibhausgasemission pro Heizwert [kg CO ₂ -eq / kWh] |
|--------------------------|--------------|--------------|----------------|-------------------------|-------------|------------------------------|--|
| Buchenholz (lufttrocken) | 1 Ster | 500 | 2'100 | 4.2 | 180* | 8.6* | 0.012 |
| Tannenholz (lufttrocken) | 1 Ster | 340 | 1'500 | 4.4 | 150* | 10* | 0.012 |
| Holz durchschnitt | 1 Ster | 420 | 1800 | 4.3 | 165* | 9.3* | 0.012 |
| Holzbriketts | 1 kg | 1 | 4.6 | 4.6 | 0.4 | 8.7 | 0.012 |
| Propan flüssig | 1 kg | 1 | 12.9 | 12.9 | 3.3 | 25.8 | 0.304 |
| Erdgas | 1 kg | 1 | 13.1 | 13.1 | 1.2 | 9.3 | 0.253 |
| Biogas | 1 kg | 1 | 4.6 | 4.6 | 0.6 | 14 | 0.144 |
| Heizöl | 1 Liter | 0.84 | 9.9 | 11.8 | 0.85* | 8.6* | 0.317 |
| Diesel | 1 Liter | 0.84 | 9.9 | 11.8 | 1.5 | 15.2 | 0.323 |
| Benzin | 1 Liter | 0.74 | 8.4 | 11.4 | 1.4 | 16.7 | 0.344 |

Bei den angegebenen Preisen handelt es sich um typische Händlerpreise. Insbesondere beim Holz können die Kosten im konkreten Fall deutlich anders sein. Alpbetriebe beispielsweise beziehen ihr Holz häufig direkt vom lokalen Forst oder aus dem eigenen Wald. Das kann bedeuten, dass sie effektiv praktisch kein Geld für Holz ausgeben müssen. Jedoch ist die Beschaffung von Holz in solchen Fällen mit viel Eigenarbeit und Transportaufwand verbunden. Eine Reduktion des Holzbedarfs, etwa durch den Einsatz einer Solarwärmanlage, kann also auch hier Vorteile bringen.

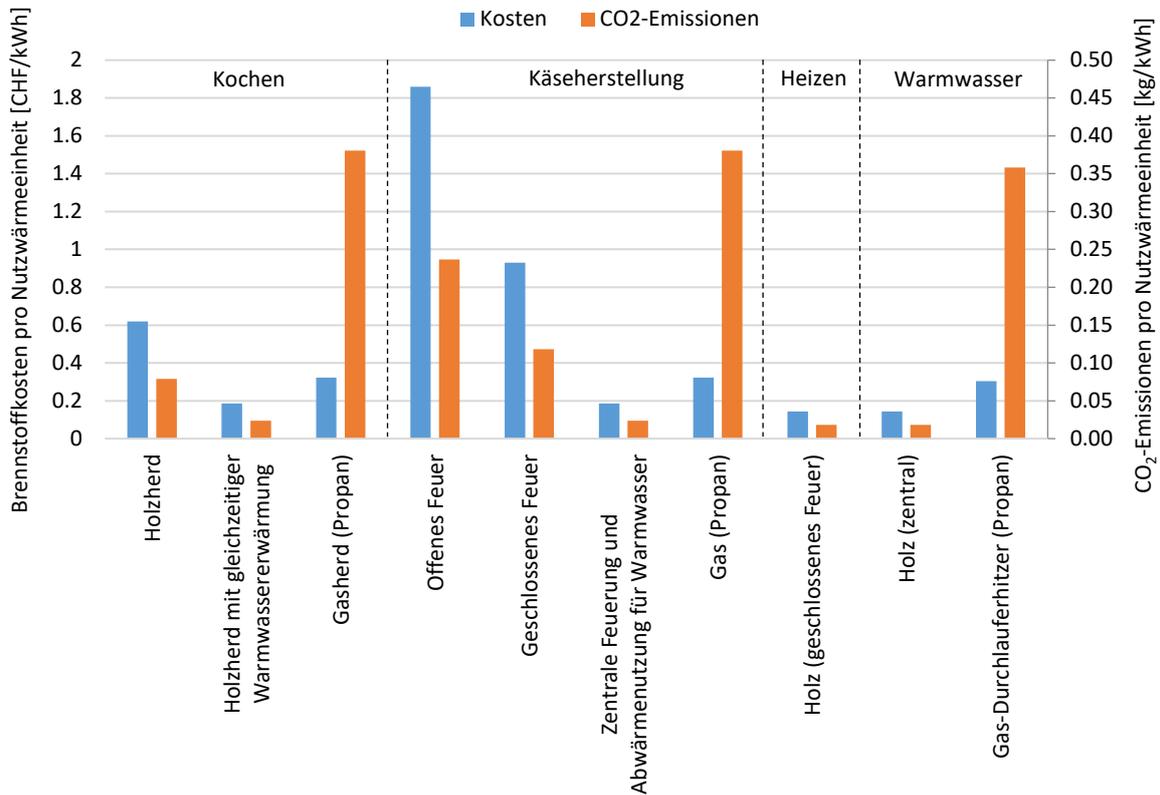


Abbildung 17: Brennstoffkosten zur Erzeugung von Nutzwärme für verschiedene Anwendungen.

Tabelle 6: Wirkungsgrade, Brennstoffkosten und CO₂ für die Erzeugung von Nutzenergie mit verschiedenen Wärme- und Stromerzeugungseinrichtungen. Die Wirkungsgrade sind als grobe Richtwerte zu verstehen. Es handelt sich um Schätzungen, für Kochen und mit Holz und Gas sowie für Warmwasser mit Gas angelehnt an Werte in (Bopp, Kiefer, und Sauer 2002), für Käsen und Stromerzeugung angelehnt an (Gmür 1992), für Heizen und Warmwasser mit Holz angelehnt an (Hartmann u. a. 2013).

| | | Wirkungsgrad bezogen auf Heizwert | Brennstoffkosten pro kWh Nutzenergie [CHF/kWh] | CO ₂ -Emissionen pro kWh Nutzenergie [kg CO ₂ -eq/kWh] |
|------------|---|-----------------------------------|--|--|
| Kochen | Holzherd | 15 % | 0.62 | 0.08 |
| | Holzherd mit gleichzeitiger Raumheizung oder Warmwassererwärmung | 50 % | 0.19 | 0.02 |
| | Gashernd (Propan) | 80 % | 0.32 | 0.38 |
| Käsen | Offenes Feuer | 5 % | 1.86 | 0.24 |
| | Geschlossenes Feuer | 10 % | 0.93 | 0.12 |
| | Zentrale Feuerung und Nutzung der Wärme für Warmwasser (Rekuperation) | 50 % | 0.19 | 0.02 |
| | Gas (Propan) | 80 % | 0.32 | 0.38 |
| Heizen | Holz (geschlossenes Feuer) | 65 % | 0.14 | 0.02 |
| Warmwasser | Holz (zentral) | 65 % | 0.14 | 0.02 |
| | Gas-Durchlauferhitzer (Propan) | 85 % | 0.30 | 0.36 |
| Strom | Diesel-Aggregat | 15 % | 1.01 | 2.16 |
| | Heizöl-Aggregat | 15 % | 0.57 | 2.11 |
| | Benzin-Aggregat | 15 % | 1.11 | 2.29 |

Holz ist prinzipiell ein erneuerbarer Energieträger und in der Schweiz ausreichend vorhanden. Die angegebenen CO₂-Emissionen beziehen sich auf die Prozesse (Waldarbeit, Transporte, Konfektionierung), welche für die Bereitstellung nötig sind. Die Kosten (basierend auf Händlerpreisen) pro kWh aus Holz gewonnener Nutzenergie sind bei effizienter Nutzung (z.B. Heizung oder zentrale Warmwasserbereitung, bzw. Käsen mit Wasser- oder Dampf-beheiztem Käsekessel geringer als die Kosten für Nutzwärme aus Flüssiggas. Bei besonders ineffizienter Nutzung (z.B. Kochen am Holzherd ohne gleichzeitigen Raumwärme- oder Warmwasserbedarf oder Käsen am offenen Feuer) sind die Kosten für Holz deutlich höher. Die CO₂-Emissionen fallen bei Verwendung von Holz immer geringer aus, bei effizienter Nutzung deutlich geringer als beim Einsatz von Flüssiggas. In Fällen wo Erdgas oder Biogas eingesetzt werden kann, sind die Brennstoffpreise 65 % bzw. 45 % geringer und die CO₂-Emissionen rund 15 % bzw. rund 50 % geringer als beim Einsatz von Propan.

Teilweise wird Wärme aus Strom generiert, etwa in einem Elektroboiler oder einem Elektroherd. Der Umwandlungswirkungsgrad beträgt dabei etwa 95 %. Wenn Wärme durch Strom erzeugt wird, welcher mit fossilem Treibstoff erzeugt wurde, so entspricht der Preis bzw. die CO₂-Emission pro kWh Nutzwärme 1.05-mal dem entsprechenden Wert der kWh Strom. Die entsprechenden Wärmekosten sind dann relativ hoch, und die CO₂-Emissionen sind um ein vielfaches höher als für alle anderen Varianten der Wärmeerzeugung, weshalb von diesen Varianten wo immer möglich abzu-sehen ist.

Die Kosten von mit fossilen Energieträgern erzeugtem elektrischen Strom sind mit 0.6 CHF/kWh beim Einsatz von steuerbegünstigtem Heizöl und mit 1 CHF/kWh bzw. 1.1 CHF/kWh beim Einsatz von Diesel oder Benzin deutlich höher als typische Preise für Strom vom öffentlichen Netz, welche im Bereich von 0.2 CHF/kWh liegen.

Spezialfall Berghütten mit Versorgung per Helikopter

Wenn eine Berghütte oder auch eine abgelegene Alp per Helikopter versorgt werden muss, so wird ein Grossteil der Kosten und Emissionen durch den Flugtransport verursacht. Eine Flugminute mit einer typischen Maschine kostet rund 40 CHF und verursacht bei einem Treibstoffverbrauch von ca. 2.8 Litern rund 9 kg CO₂-Emissionen.⁸ Auf einem Flug werden typischerweise 700 kg Last transportiert. Bei einem Versorgungsflug von 10 Minuten Dauer (5 Minuten Hinflug, 5 Minuten Rückflug) ergeben sich also pro kg geliefertem Brennstoff (oder Material) Transportkosten von knapp 0.6 CHF und CO₂-Emissionen von rund 0.13 kg. Unter der Annahme, dass die Brennstoffe mit einem solchen Flug geliefert werden, ergeben sich die in Abbildung 18 dargestellten Kosten und Emissionen für die Bereitstellung von Nutzwärme. An solchen Standorten lassen sich, im Vergleich mit gut zugänglichen Standorten, durch die Reduktion des Brennstoffverbrauchs noch deutlich mehr Kosten sparen und Emissionen verhindern. Dies erhöht beispielsweise die Wirtschaftlichkeit von Solarwärmanlagen deutlich. Das Kochen mit Holz, wenn kein gleichzeitiger Wärmebedarf für Heizung oder Warmwasser vorliegt, ist zudem in diesem Szenario teurer als das Kochen mit Gas. Wenn Holz herbeigeflogen werden muss, ist es auch nicht mehr gleich ökologisch, wobei die CO₂-Emissionen (auch beim Kochen) immer noch geringer sind als beim Einsatz von Gas.

⁸ Angaben der Helibernina AG.

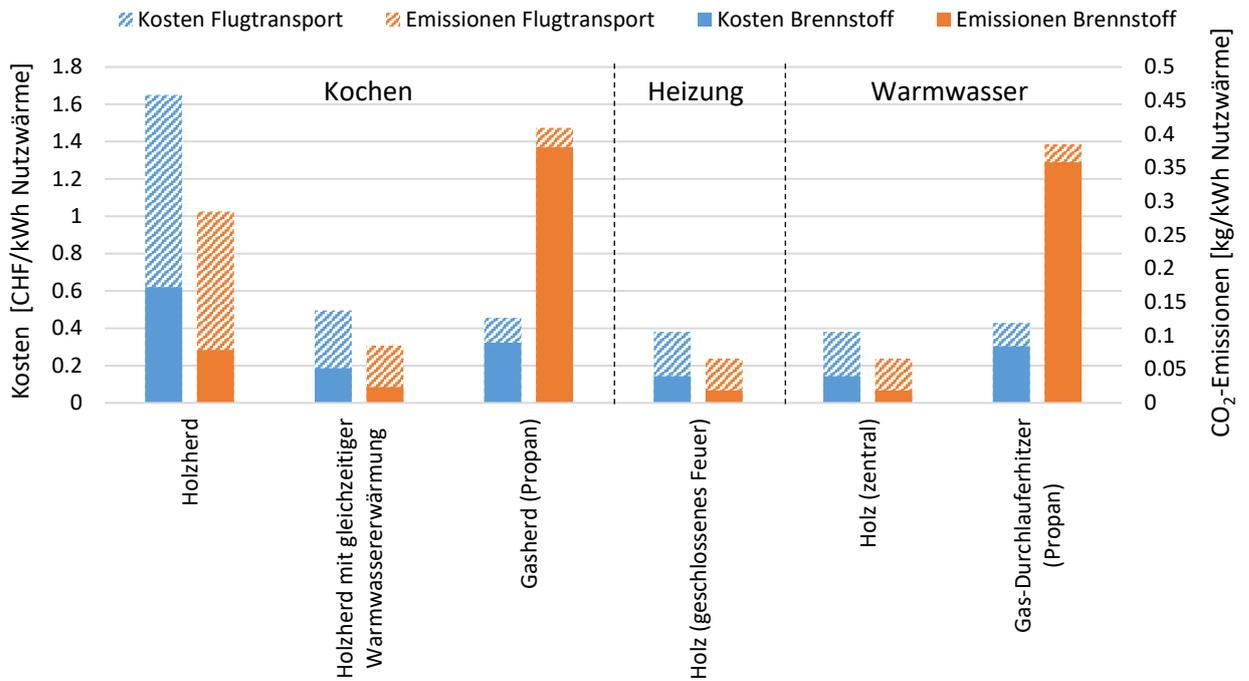


Abbildung 18: Kosten und CO₂-Emissionen für Brennstoffe die per Helikopter geliefert werden pro kWh resultierender Nutzwärme. Beim Propan wurde das Gewicht der Druckflaschen miteinbezogen.

Der Preis der kWh Strom erzeugt aus fossilem Brennstoff erhöht sich durch den Flugtransport um 30 % im Fall von Diesel und Benzin und um 60 % im Fall von Heizöl. Die durch den Flug verursachten zusätzlichen CO₂-Emissionen (3 % mehr) fallen hier nicht ins Gewicht.

4.2 SOLARENERGIE

4.2.1 Solarstrahlungsangebot

Die Möglichkeit, mit Solarenergie Strom oder Wärme zu erzeugen, hängt zu allererst vom Solarstrahlungsangebot ab. Die durchschnittliche jährliche solare Einstrahlung für die verschiedenen Regionen der Schweiz ist in Abbildung 19 dargestellt. Die Werte gelten für die Einstrahlung auf eine horizontale Fläche. Insbesondere in den Bergregionen, wo sich viele der Inselstandorte befinden, ist das Solarstrahlungsangebot überdurchschnittlich hoch.

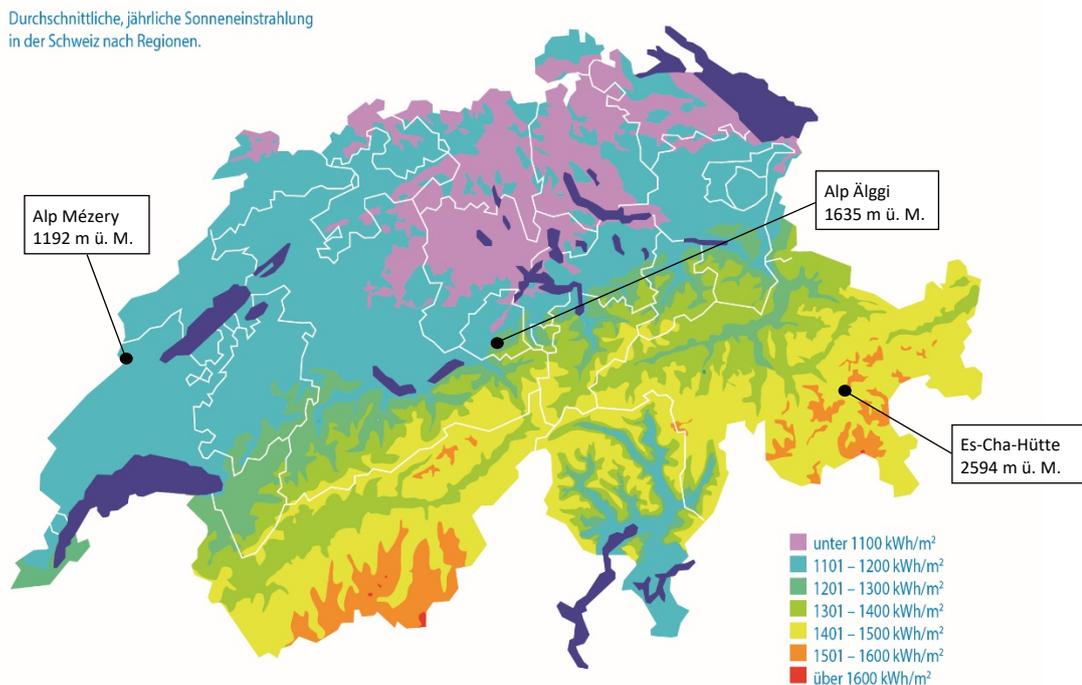


Abbildung 19: Durchschnittliche jährliche solare Einstrahlung in der Schweiz nach Regionen. Bild: © Meteotest.

Die saisonale Variation der solaren Einstrahlung ist in Abbildung 20 für drei unterschiedliche Standorte (siehe Markierungen in Abbildung 19) dargestellt. Es wurde die Einstrahlung auf Solarkollektoren bzw. PV-Module berechnet, welche nach Süden ausgerichtet sind und mit 45° bzw. 20° geneigt sind. Mit einem Neigungswinkel im Bereich von 45° kann über das gesamte Jahr gesehen am meisten Solarstrahlung geerntet werden. Bei Ausrichtung nach Südosten oder Südwesten reduziert sich die Jahresstrahlungssumme um rund 7 % und bei einer Ausrichtung nach Westen oder nach Osten um ca. 25 %. Wenn, wie etwa bei Alpbetrieben, nur in der Sommerperiode von Juni bis September Solarenergie erzeugt werden soll, so ist ein Neigungswinkel von ca. 20° ideal. In diesem Fall hat die Ausrichtung einen geringeren Einfluss. Die Einstrahlungssumme für die Sommerperiode reduziert sich bei Südost- oder Südwestausrichtung lediglich um ca. 2 % und bei West- oder Ostausrichtung um ca. 8 %. In alpinen Regionen, wo mit längeren Schneeperioden und grossen Schneebelastungen zu rechnen ist, kann es sinnvoll sein, PV-Module und/oder Kollektoren mit grossem Neigungswinkel > 60° zu montieren, so dass Schnee einfacher abrutschen kann. Die saisonale Verteilung zeigt, dass das Solarstrahlungsangebot insbesondere in alpinen Lagen auch im Winter sehr gut ist, dass also die Sonne für Standorte mit Winterbetrieb, wie etwa Berghütten, eine wertvolle Ressource sein kann.

Die angegebenen Strahlungsmengen können als Richtwerte für ähnliche Standorte angesehen werden und gelten für ein typisches Jahr. Die zu erwartende Solarstrahlung auf eine Dachfläche eines existierenden Gebäudes in der Schweiz kann sehr einfach auf sonnendach.ch bestimmt werden.⁹ Einstrahlungswerte für einen gegebenen Standort können z.B. auch mit Hilfe des Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) ermittelt werden.¹⁰ Zusätzlich zum geographischen Horizont, welcher in den so ermittelten Werten berücksichtigt wird, sollten je nach Standort auch mögliche lokale Verschattungen, etwa durch Bäume oder benachbarte Gebäude, geprüft werden.

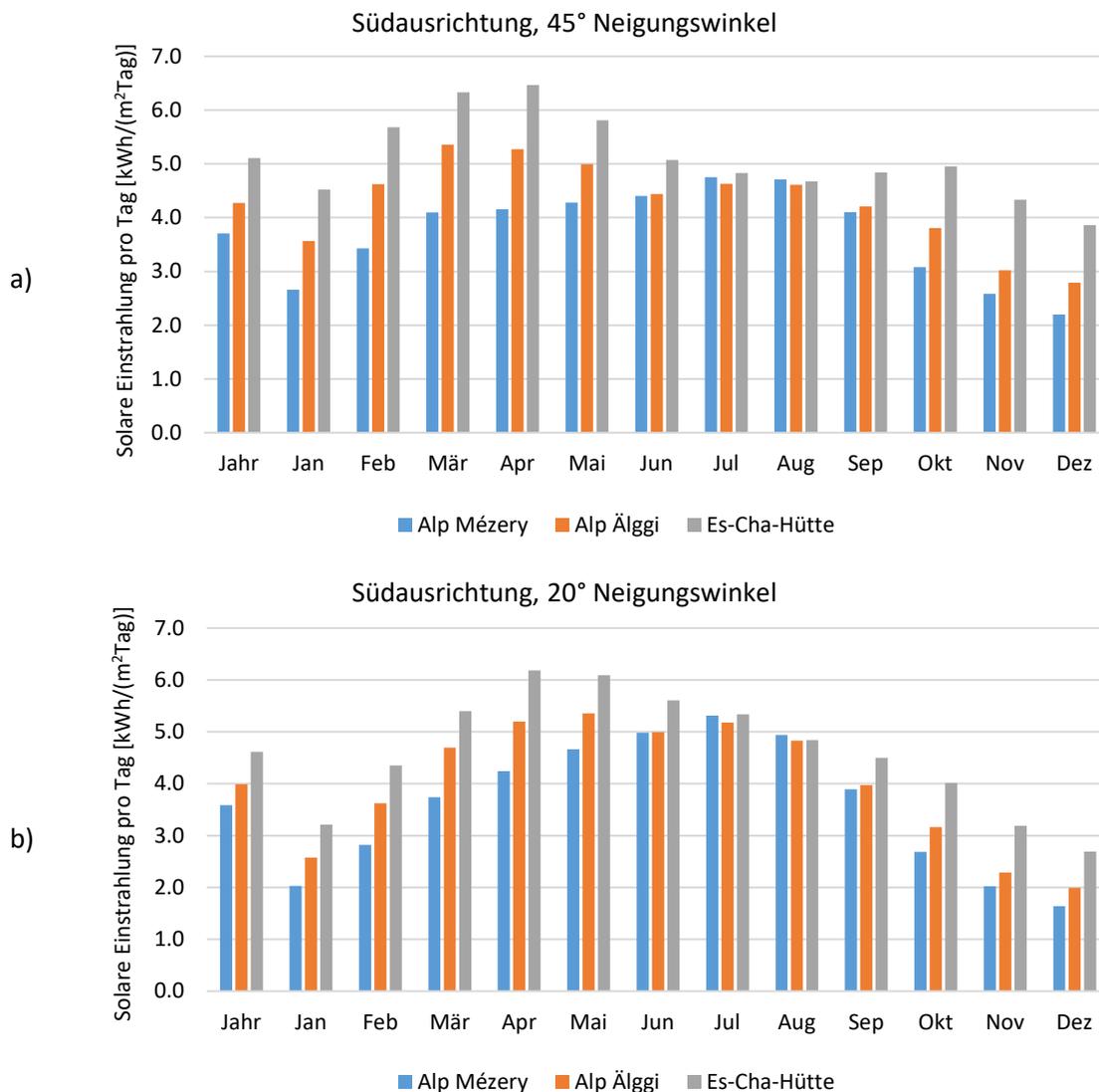


Abbildung 20: Durchschnittliche Einstrahlungssummen auf nach Süden ausgerichtete PV-Module oder Solarwärmekollektoren pro Tag für die verschiedenen Monate an drei unterschiedlichen Standorten. a) für einen für die Jahressumme optimierten Neigungswinkel von 45° und b) für einen für die Sommermonate optimierten Neigungswinkel von 20°. Die Werte wurden mit der Software Polysun¹¹ basierend auf Wetterdaten von Meteonorm¹² berechnet.

⁹ Sonnendach.ch ist eine Dienstleistung des Bundesamtes für Energie, von Swisstopo, MeteoSchweiz, und von Meteotest.

¹⁰ <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>

¹¹ www.velasolaris.com

¹² www.meteonorm.com

4.2.2 Solarstrom

Die Erzeugung von Solarstrom ist praktisch überall möglich und erfolgt bereits auch an vielen Inselstandorten. Die Kosten für Photovoltaik-Module (PV-Module) sind in den vergangenen Jahren stark gesunken. Aufgrund der fluktuierenden Leistung, werden PV-Module an Inselstandorten in aller Regel in Kombination mit einem Batteriespeicher installiert. Auf die verschiedenen Batterietypen und Varianten der Systemintegration wird in den Abschnitten 4.5 bzw. 4.6 eingegangen. Da PV-Module in der Regel auf Gebäuden montiert werden, bedeuten sie kaum einen Eingriff in die Landschaft.

Technologie

Zur Gewinnung von Solarstrom werden meist PV-Module basierend auf kristallinen Siliziumzellen eingesetzt. Diese Module sind hoch standardisiert und haben dadurch in den vergangenen Jahren eine deutliche Kostenreduktion erfahren. Typische Module haben Masse von ca. 1 m x 1,7 m, enthalten 60 Zellen und weisen bei Standard-Testbedingungen (STC: Einstrahlung von 1000 W/m² und Modultemperatur von 25 °C) eine DC-Leistung um 300 Watt auf, was einem Modulwirkungsgrad von 17,5 % entspricht. Es sind jedoch auch andere Modulgrößen erhältlich, sowie Hochleistungsmodule mit Wirkungsgraden bis 22 %. Die DC-Leistung eines Moduls oder einer Anlage bei Standardbedingungen wird auch Peak-Leistung genannt und in der Einheit Watt-peak (Wp) bzw. Kilowatt-peak (kWp) angegeben.

Bei der Wahl der Module und des Montagesystems ist darauf zu achten, dass diese für die örtlich zu erwartenden Wind- und Schneelasten geeignet sind. Die Belastungen sind in höheren Lagen teilweise deutlich grösser. Weiter ist an schneereichen Orten darauf zu achten, dass Schnee gut abrutschen kann, ohne eine Gefährdung zu verursachen. Andernfalls muss das Abrutschen durch den Einbau von Schneefängern oder -stoppnern verhindert werden, was jedoch grössere Ertragsausfälle zur Folge haben kann.



Abbildung 21: Typisches gerahmtes Photovoltaik-Modul mit 60 monokristallinen Siliziumzellen. Bild: Heckert Solar

Energieerträge

Die täglichen Stromerträge, welche typische Module an den drei Beispielstandorten erzielen können, sind in Abbildung 22 dargestellt. Dies sind maximal erzielbare Werte. In einem Inselfsystem mit begrenzter Batteriekapazität fallen die Erträge tiefer aus, da in gewissen Zeiträumen kein Strombedarf besteht und der Batteriespeicher voll ist.

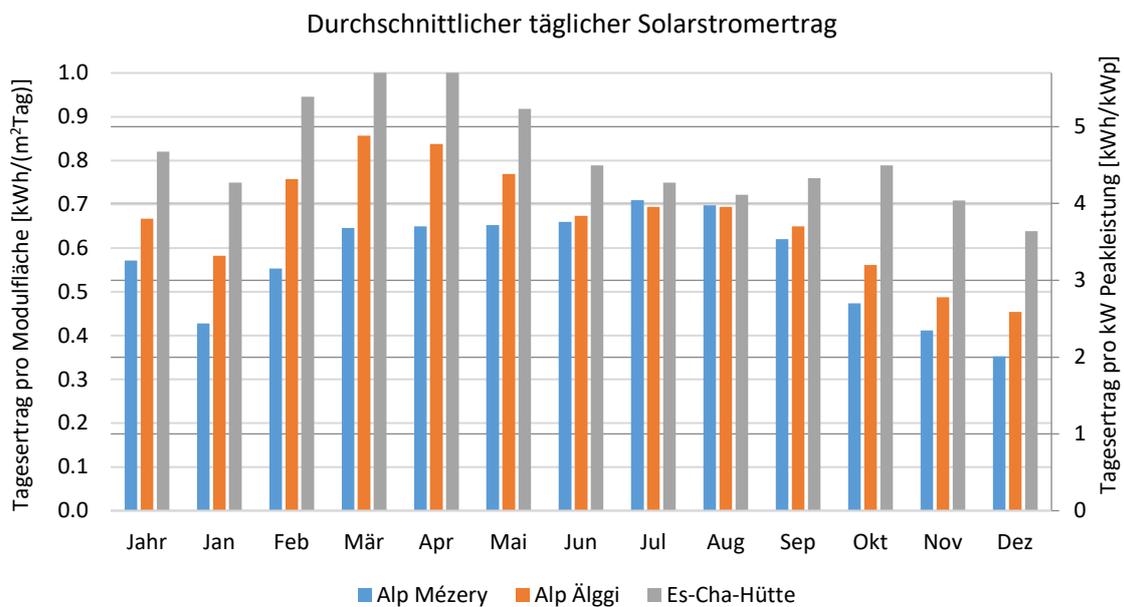


Abbildung 22: Solarstromerträge DC pro m² und Tag für typische PV-Module mit Ausrichtung Süd und 45° Neigungswinkel an drei verschiedenen Standorten, bezogen auf die Modulfläche (linke y-Achse) und bezogen auf die Peakleistung (rechte y-Achse).

Der elektrische Wirkungsgrad, das heisst das Verhältnis zwischen der produzierten elektrischen Energie und der solaren Einstrahlung, liegt im Bereich von 15 %. Er hängt von verschiedenen Faktoren ab. So etwa von der Betriebstemperatur der Module. Je tiefer diese ist, desto höher ist die Effizienz der Module. In der Praxis ist deshalb eine möglichst gute Hinterlüftung der Module von Vorteil. An höher gelegenen Standorten sind die Modultemperaturen und damit deren Wirkungsgrad aufgrund der tieferen Aussentemperaturen etwas höher. Die angegebenen Solarstromerträge gelten für den Idealfall. In der Praxis können sich z.B. lokale Verschattungseffekte negativ auf den Systemwirkungsgrad auswirken. Solche Effekte können durch eine angepasste Verschaltung der Module und allenfalls den Einsatz mehrerer Maximum-Power-Point (MPP) - Tracker (auch Optimierer genannt) minimiert werden. Besonders in alpinen Lagen ist zudem in den Wintermonaten mit zeitweiser Schneebedeckung der Module und entsprechenden Ertragsausfällen zu rechnen.

Auslegung PV - Batteriesystem

Die Komponentengrößen eines PV-Batteriesystems richten sich nach dem Energiebedarf und dem maximalen Leistungsbedarf (siehe Abschnitt 3.2). Grob sollte die Anlagengröße mindestens so gewählt werden, dass der mittlere Tagesertrag 120 % des täglichen Energiebedarfs entspricht. So wird der Energiebedarf gedeckt und werden diverse Verluste (Speicherung, AC/DC-Wandlung, Kabelverluste) kompensiert. Tagesertragswerte für typische Standorte können Abbildung 22 entnommen werden. Er entspricht ca. der mittleren täglichen Einstrahlung multipliziert mit einem Wirkungsgrad von 15 % und kann auf diese Weise auch für andere Standorte mit Hilfe der Einstrahlungswerte berechnet werden (siehe Abschnitt 4.2.1). Die Grösse der Anlage muss für den Monat mit dem schlechtesten Verhältnis zwischen Solarertrag und Energiebedarf ausgelegt werden. Bei einem Alpbetrieb z.B. ist das typischerweise der Monat Juli, da im ersten Alpmonat die Milchproduktion und damit der Energieverbrauch am höchsten ist. Für den Standort Älgi mit einem täglichen Ertrag von 4 kWh/kWp ergibt sich somit eine Dimensionierung von 0,3 kWp (1,2 kWh / (4 kWh/kWp)) bzw. ca. 1,6 m² Modulfläche pro kWh Tagesverbrauch

Eine gängige Faustregel für die Dimensionierung des Batteriespeichers ist, diesen für eine Autonomiezeit im Bereich von drei Tagen auszulegen. Je nach eingesetztem Batterietyp entspricht dies

einer unterschiedlichen Nennkapazität (siehe Abschnitt 4.5.5). Wenn kein Backupsystem, typischerweise ein Notstromaggregat, zur Verfügung steht, so kann die Dimensionierung der Batterien um eine noch höhere Versorgungssicherheit zu erreichen etwas grösser gewählt werden. Sie kann aber auch kleiner gewählt werden, wenn die Versorgungssicherheit nicht höchste Priorität hat, bzw. wo der Stromverbrauch wenn nötig reduziert werden kann, so beispielsweise durch Verschieben der Nutzungszeit von Haushaltgeräten. Je nach Situation kann es auch ökonomisch sinnvoll sein, eine Anlage kleiner zu dimensionieren und für die Abdeckung von Bedarfsspitzen ein Stromaggregat einzusetzen. Der Wechselrichter wird entsprechend der maximal nötigen Leistung dimensioniert.

Neben der Dimensionierung anhand von Faustregeln kann es insbesondere bei komplexeren Systemen mit mehreren Energiequellen sinnvoll sein, unterschiedliche Varianten mit Hilfe von Simulationsrechnungen zu vergleichen, beispielweise mit den Programmen Polysun, PVsyst oder PV*Sol.¹³ Für einfache Systeme finden sich im Internet verschiedene kostenlose Berechnungstools, so z.B. RETScreen oder PVGIS.¹⁴

Beispielhaft zeigt Abbildung 23 Simulationsresultate für eine fiktive Käsealp am Standort Älggialp mit einem täglichen Strombedarf von 21,5 kWh (Verbrauchsprofil aus Abbildung 16). Eine Dimensionierung entsprechend den oben erwähnten Faustregeln (Batteriekapazität für 3 Autonomietage und 6,5 kWp PV-Leistung, also 0,3 kWp pro kWh Verbrauch) ergibt diesen Simulationsresultaten zufolge einen solaren Deckungsgrad von rund 90 %. Ein ähnlich hoher Deckungsgrad kann mit einem etwas kleineren Batteriespeicher erreicht werden. Für einen noch höheren Deckungsgrad wäre hier eine etwas grössere PV-Anlage nötig. Aus wirtschaftlicher Sicht kann es je nach Situation auch sinnvoll sein, einen geringeren solaren Deckungsgrad zu akzeptieren, und einen Teil des Stroms beispielsweise mit einem Brennstoffaggregat zu erzeugen.

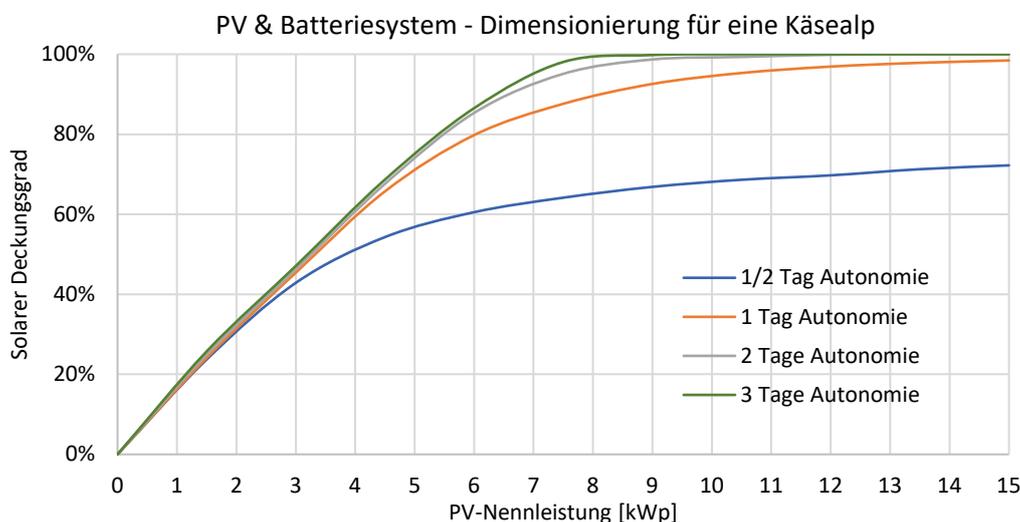


Abbildung 23: Solarer Deckungsgrad (Anteil des elektrischen Energiebedarfs, der durch das PV&Batterie-System gedeckt wird) in Abhängigkeit der installierten PV-Leistung und für unterschiedlich dimensionierte Batteriespeicher. Betrachtet wurde eine Alp mit dem Stromverbrauchsprofil wie in Abbildung 16 dargestellt, mit einem Tagesverbrauch von 21,5 kWh Strom und mit 100 Tagen Alpzeit von Mitte Juni bis Mitte September. Als Standort wurde die Älggialp angenommen (siehe dazu Abbildung 20 und Abbildung 21). Die Ausrichtung der Module ist nach Süden und der Anstellwinkel mit 20° für den Sommer optimiert.

¹³ Polysun (www.velasolaris.com), PV*Sol (www.valentin-software.ch), PVsyst (www.pvsyst.com).

¹⁴ RETScreen (<https://www.nrcan.gc.ca/maps-tools-publications/tools/data-analysis-software-modelling/retscreen/7465>), PVGIS (https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html).

4.2.3 Solarwärme

An einem Standort wo Wärme zur Erwärmung von Wasser für den Haushalt oder die Reinigung von Geräten, zur Beheizung von Räumen und Gebäuden, oder auch für Produktionsprozesse benötigt wird, kann ein Teil dieser Wärme mit Solarwärmekollektoren generiert werden.

Technologie

Am häufigsten werden hierzulande sogenannte Flachkollektoren (Abbildung 24) eingesetzt. Eine weitere Option bilden Vakuumröhren-Kollektoren (Abbildung 25), welche etwas höhere Temperaturen erreichen können. In höheren Lagen mit grossen Schneelasten sind diese für die Dachmontage weniger geeignet. Sie werden dann teilweise mit steilen Neigungswinkeln an Brüstungen oder Fassaden montiert.

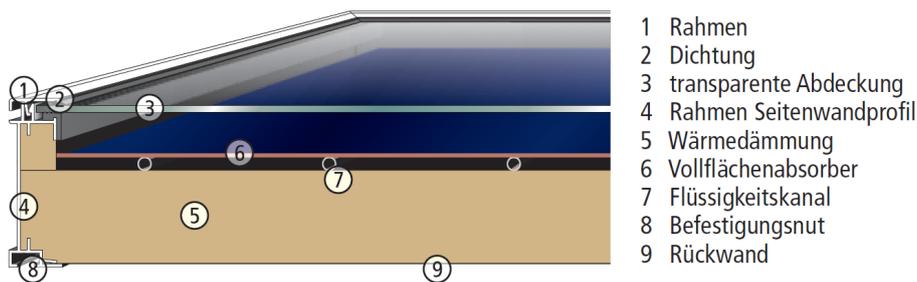


Abbildung 24: Schnitt durch einen thermischen Flachkollektor, Bild: Deutsche Gesellschaft für Solarenergie



Abbildung 25: Beispiel eines Vakuumröhren-Solarwärmekollektors des Heatpipe-Typs. Er besteht aus evakuierten Glasröhren, in denen jeweils ein Absorberstreifen platziert ist, welcher die Solarstrahlung in Wärme umwandelt und über ein Wärmeträgerfluid an den Sammelkanal oben am Kollektor abgibt. Bild: Viessmann AG.

Weiter existieren sogenannte Solar-Luft-Kollektoren. Bei diesen wird, anstatt einer Wärmeträgerflüssigkeit, einströmende Umgebungsluft erwärmt, welche dann in das Gebäude geführt wird. Oft werden diese Kollektoren an der Aussenwand des Gebäudes montiert und wird die erwärmte Aussenluft direkt in den dahinterliegenden Raum eingebracht (Abbildung 26). Die Kollektoren verfügen über einen Ventilator, welcher durch ein kleines ebenfalls in den Kollektor integriertes PV-Modul angetrieben wird. Diese Art der Solarwärmenutzung stellt eine einfache Lösung dar, um Gebäude permanent zu belüften und zu temperieren. Insbesondere können auf diese Weise auch Feuchtigkeitsprobleme ausserhalb der Betriebsperioden vermieden werden. Im Rest dieses Berichts wird auf Solar-Luft-Kollektoren nicht weiter eingegangen, und die Begriffe "Solarkollektor" und "Solarwärme" beziehen sich auf die oben beschriebenen Flüssigkeits-durchströmten Kollektoren.



Abbildung 26: Maiensäss mit Solar-Luftkollektoren montiert an der Aussenwand eines Anbaus. Bildquelle: Vassella Energie GmbH

Energieerträge

Neben der solaren Einstrahlung hängt der Wärmeertrag von Solarkollektoren stark von deren Betriebstemperatur ab, d.h. bei welcher Temperatur sie Wärme liefern. Je höher die Betriebstemperatur ist, desto grösser sind die Wärmeverluste der Kollektoren an die Umgebung und desto geringer ist der Wärmeertrag. Auf welcher Temperatur die Kollektoren betrieben werden, hängt wiederum davon ab, für welche Anwendung die Wärme benötigt wird. Die Betriebstemperatur der Kollektoren ist typischerweise etwa 5 – 10 Grad höher als die Temperatur der Wärmesenke, also in der Regel des Wärmespeichers. Dabei ist zu beachten, dass die Temperatur eines Warmwasserspeichers zeitlich stark variiert. Durchschnittliche tägliche Wärmeerträge für verschiedene Wärmeabgabtemperaturen und Standorte sind in Abbildung 28 dargestellt. Wenn die benötigte Betriebstemperatur (Wärmeabgabtemperatur) bekannt ist, so können aus diesen Werten die erzielbaren Erträge abgeschätzt werden.

Systemvarianten

Solarwärmekollektoren werden immer in Kombination mit einem oder mehreren Wärmespeichern installiert. Prinzipiell wird unterschieden zwischen Anlagen, welche nur der Erzeugung von Warmwasser dienen, und Anlagen, welche zusätzlich die Gebäudeheizung unterstützen. Die beiden Arten von Anlagen sind schematisch in Abbildung 27 dargestellt.

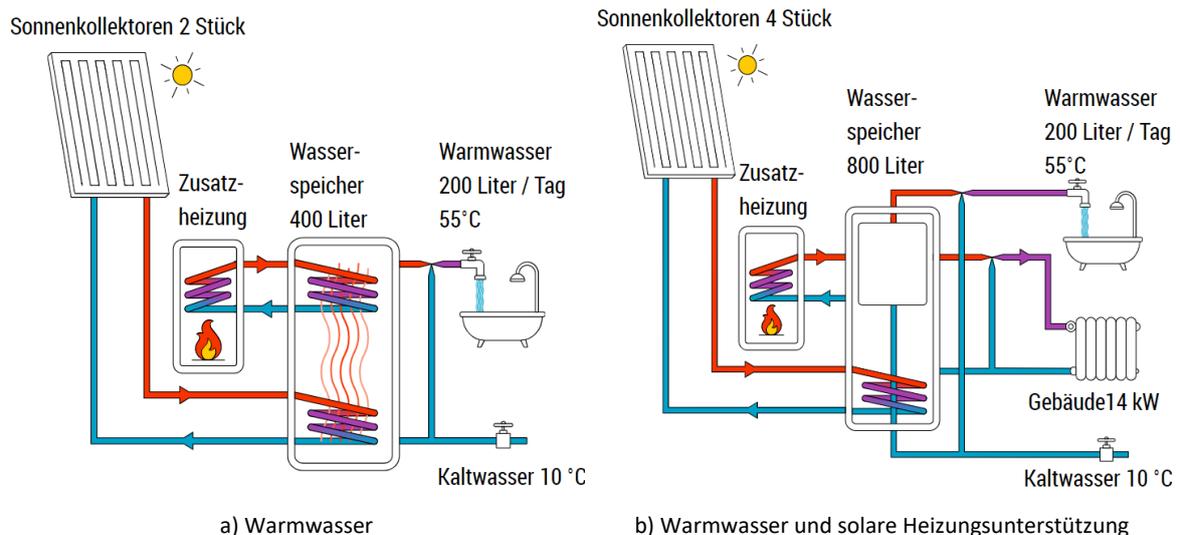


Abbildung 27: Vereinfachte Darstellung der Systemeinbindung von Solarwärmekollektoren zur Warmwasseraufbereitung (a) und zur Warmwasseraufbereitung & Heizungsunterstützung (b). Bilder: EnergieSchweiz Solarrechner.

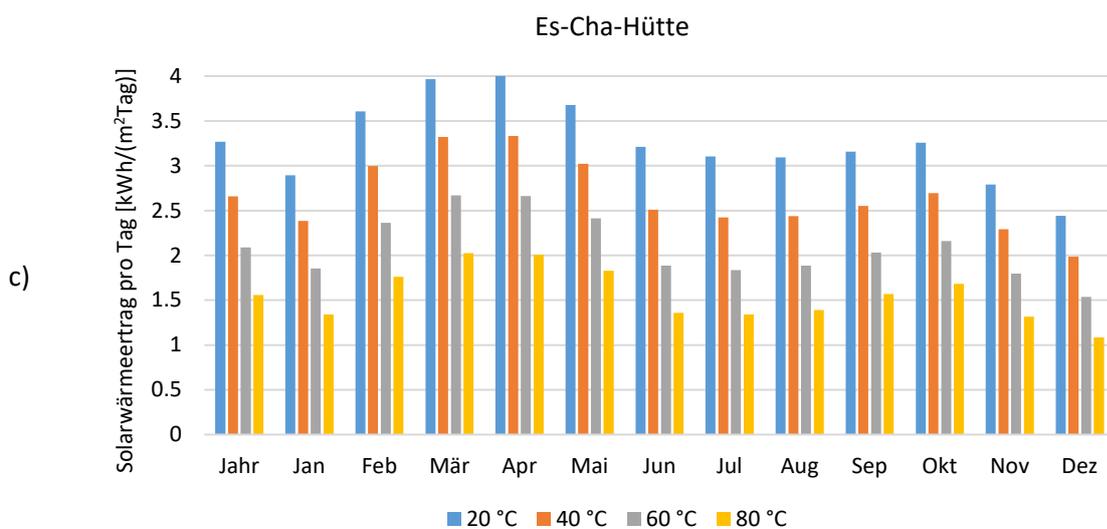
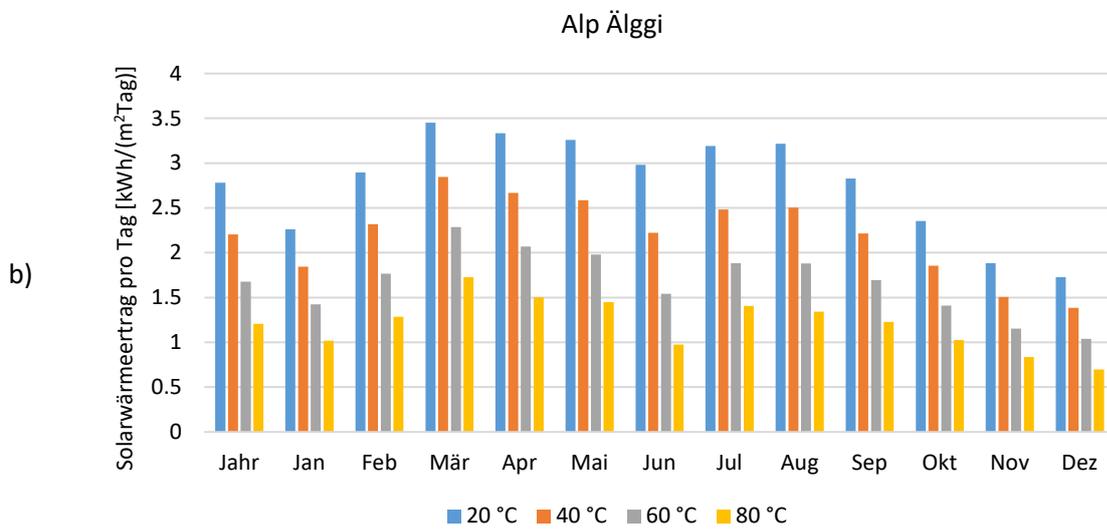
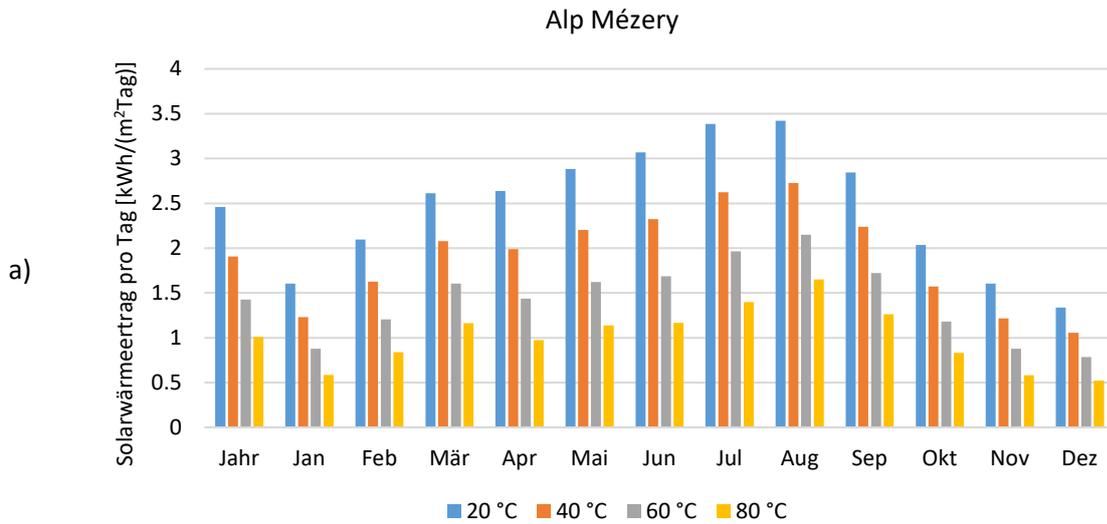


Abbildung 28: Durchschnittliche tägliche Solarwärmeerträge (Bruttowärmeerträge) für das gesamte Jahr und für die einzelnen Monate, für unterschiedliche Betriebstemperaturen eines Kollektors, für die drei Standorte a) Alp Mézery, b) Alp Älgi und c) Es-Cha-Hütte. Kollektorausrichtung Süd und Anstellwinkel 45°.

Die Zusatzheizung erfolgt an Inselstandorten typischerweise über einen Stückholzkessel, oder via ein im Holzherd eingebautes Wärmeregister, wobei je nach Situation auch andere Wärmeerzeuger geeignet sein können. Bei einem reinen Warmwassersystem ist anstatt der Nachbeheizung des Speichers auch ein dem Speicher nachgeschalteter Gas-Durchlauferhitzer möglich.

Eine Alternative zu den oben dargestellten Varianten bilden Thermosiphon-Kompaktsysteme (Abbildung 29). Es handelt sich dabei um fertige Einheiten bestehend aus einem Flach- oder Vakuumröhrenkollektor und einem höher platzierten Warmwasserspeicher. Sie werden zur Warmwassererwärmung eingesetzt. Sie können als Ein- oder Zweikreisssystem ausgeführt sein. Bei ersterer Variante wird der Kollektor direkt vom Trinkwasser durchflossen. Kaltes Wasser fließt unten in den Kollektor. Das erwärmte Wasser steigt dann durch den Thermosiphon-Effekt angetrieben hoch in den Speicher. Diese Art von System ist nicht frostsicher. Bei einem Zweikreisssystem wird der Kollektor von einem frostsicheren Wärmeträgerfluid durchflossen. Dieses gibt die Wärme über einen Mantelwärmetauscher an das Trinkwasser im Wärmespeicher ab. Thermosiphon-Systeme funktionieren passiv, d.h. ohne Pumpe, und benötigen somit keinen Strom. Thermosiphon-Kompaktanlagen sind kostengünstig und können auch einfach transportiert werden. Sie können also beispielsweise für kleinere Alpbetriebe eine interessante Lösung darstellen.



Abbildung 29: Beispiel eines Thermosiphon-Kompaktsystems. Bildquelle: KBB Kollektorbau Berlin GmbH.

Solarwärme für die Warmwasseraufbereitung

Bei einem Warmwassersystem wie in Abbildung 27 a) wird, wenn nicht genügend Solarwärme zur Verfügung steht, jeweils nur der obere Teil des Speichers durch die Zusatzheizung beheizt. Dieses sogenannte Bereitschaftsvolumen wird in etwa so gross wie die täglich benötigte Warmwassermenge dimensioniert. Zusätzlich werden in der Regel mindestens 50 Liter Speichervolumen pro m² Kollektorfläche vorgesehen. Bei grösseren Systemen können zwei Speicher, ein Vorwärmespeicher, welcher solar beheizt wird, und ein Bereitschaftsspeicher, der von der Zusatzheizung beheizt wird, eingesetzt werden.

Neben Warmwasser für den Haushalt, welches zirka bei 50 °C bereitgestellt wird, kann mit Solarwärme z.B. auch Wasser für Reinigungszwecke, etwa in einer Alpkäserei, bereitgestellt werden. Hierfür wird 80 °C warmes Wasser benötigt. Während Zeiten, in denen die Solaranlage diese Temperatur nicht erreicht, kann das solar vorgewärmte Wasser mit der Zusatzheizung im Speicher, oder, je nach Situation, beispielsweise in einem Kessel auf einem Holzherd auf die nötige Temperatur gebracht werden.

Geschirrspüler und Kleiderwaschmaschinen brauchen den Grossteil ihres Stromverbrauchs für die Aufheizung des Wassers. Deshalb ist es, wo immer technisch möglich, sinnvoll, diese Geräte an einen Warmwasseranschluss zu schliessen. So kann auch bei diesen Geräten Solarwärme verwendet werden.

Der Energiebedarf zur Bereitstellung von Warmwasser hängt von der Kaltwassertemperatur am Standort ab, beträgt jedoch ca. 0.05 kWh pro Liter Warmwasser bei 50 °C und ca. 0.08 kWh pro Liter Warmwasser bei 80 °C.

Der Anteil des Energieverbrauchs zur Bereitstellung von 50 °C bzw. 80 °C warmem Wasser, der mit Solarkollektoren abgedeckt (eingespart) werden kann, ist in Abbildung 30 dargestellt, für unterschiedlich viel Kollektorfläche pro 50 Liter Wasserverbrauch. Dargestellt sind Werte für den Standort Alp Älggi. Für die unterschiedlichen Standorte, Kollektorausrichtungen und Anstellwinkel unterscheiden sich die Deckungsgrade annäherungsweise im selben Mass wie die solare Einstrahlung (siehe Abbildung 20).

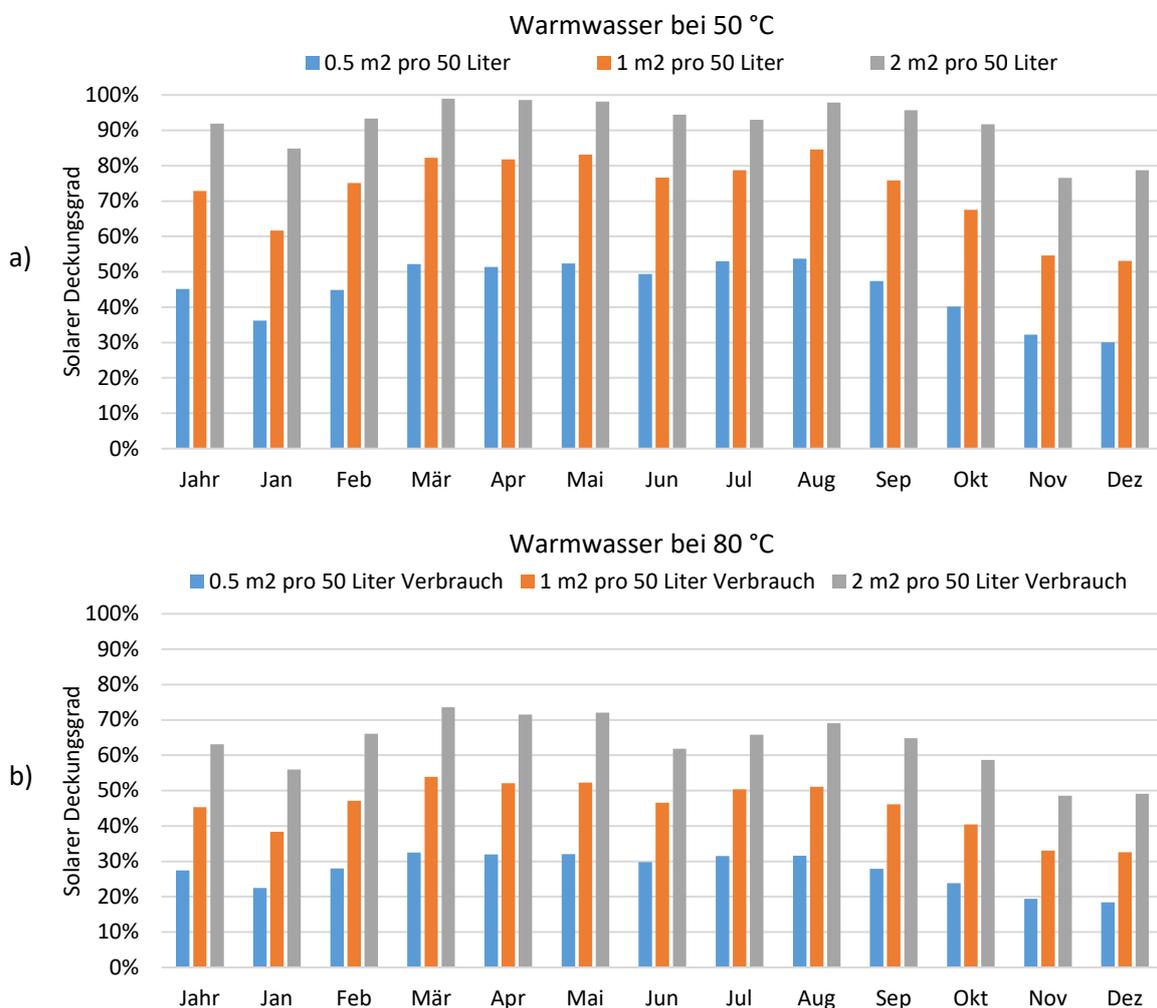


Abbildung 30: Solarer Anteil an der Energie für die Bereitstellung von Warmwasser bei 50 °C (a) und bei 80 °C (b), der mit unterschiedlich dimensionierten Kollektoranlagen erreicht werden kann. Pro m² Kollektorfläche wurde jeweils ein Speichervolumen (nur solar beheizt) von 50 Liter angenommen. Die Werte gelten für den Standort Alp Älggi.

Auslegungsbeispiel Alpbetrieb

Auf einem kleinen Alpbetrieb am Standort Äggi werden für den Haushaltsbedarf täglich 100 Liter Warmwasser bei 50 °C benötigt. Zusätzlich werden zur Reinigung des Melkgeschirrs und des Materials der Kleinkäserei täglich 200 Liter Warmwasser bei 80 °C benötigt. Die Alpzeit dauert von Mitte Juni bis Mitte September, also rund 100 Tage. Der Energiebedarf für das 50-gradige Warmwasser über die gesamte Alpzeit beträgt $100 \text{ Tage} * 100 \text{ Liter/Tag} * 0.05 \text{ kWh/Liter} = 500 \text{ kWh}$, derjenige für das 80-gradige Warmwasser $100 \text{ Tage} * 200 \text{ Liter/Tag} * 0.08 \text{ kWh/Liter} = 1'600 \text{ kWh}$. Insgesamt sind dies 2'100 kWh pro Saison.

Eine Solarwärmanlage mit einer Kollektorfläche von 6 m², d.h. 1 m² pro 50 Liter Warmwasserbedarf kann an diesem Standort zwischen Mitte Juni und Mitte September rund 85 % des Energiebedarfs für 50-gradiges Warmwasser (d. h. 420 kWh) und rund 55 % des Energiebedarfs für 80-gradiges Warmwasser (d. h. 880 kWh) liefern. Über die Saison liefert die Solarwärmanlage also 1'300 kWh Wärme (215 kWh pro m² Kollektorfläche) und damit rund 60 % des Energiebedarfs für Warmwasser. Angenommen, diese Energie würde andernfalls von einer Holzheizung mit 65 % Wirkungsgrad bereitgestellt, so ergibt dies eine Holzeinsparung von 1,1 Ster.

Auslegungsbeispiel Berggastwirtschaft

Eine typische Berggastwirtschaft mit Sommer- und Wintersaison ist von Juni bis Oktober und von Dezember bis März geöffnet. Benötigt wird Warmwasser mit 50 °C. Eine Kollektoranlage mit ebenfalls 1 m² pro 50 Liter Warmwasserbedarf liefert über diese neuen Monate im Durchschnitt 75 % der Energie für das Warmwasser, ebenfalls gerechnet für den Standort Alp Äggi. Das entspricht einem Solarwärmeertrag von rund 500 kWh pro m² Kollektorfläche.

Angenommen, die Gastwirtschaft hat einen täglichen Warmwasserverbrauch von 1'000 Litern, so können mit 20 m² Solarkollektoren 10'000 kWh von den insgesamt benötigten 13'000 kWh bereitgestellt werden, was einer Holzeinsparung von 8,5 Ster pro Jahr entspricht.

Solarwärme für die Raumheizung

Die Einbindung der Solarwärme zur Unterstützung der Raumheizung erfolgt in der Regel als Zusatz zur solaren Warmwasserbereitung. Abbildung 27 b) zeigt eine typische Systemintegration, wie sie etwa in einem Einfamilienhaus realisiert würde. Dargestellt ist eine Variante mit einem sogenannten Kombispeicher. Ebenso gut möglich sind Lösungen mit getrennten Speichern für Heizung und Warmwasser. Die Eignung von Solarkollektoren für die Unterstützung der Raumheizung, hängt insbesondere davon ab, welche Vorlauftemperaturen die Heizung benötigt, und über welche Monate sich die Heizsaison erstreckt. Grundsätzlich gilt, je tiefer die benötigten Vorlauftemperaturen und je länger die Heizsaison, desto mehr Heizenergie können Solarkollektoren im Jahr liefern. Abschätzungen können mit Hilfe der Bruttowärmeerträge (Abbildung 28) gemacht werden. Es werden in der Regel auch bei heizungsunterstützenden Anlagen rund 50 Liter zusätzliches Speichervolumen pro m² Kollektorfläche veranschlagt. Für eine grobe Dimensionierung und Kostenabschätzung einer Kombianlage für ein übliches Wohngebäude eignet sich der Solarrechner von Energieschweiz.¹⁵

¹⁵ www.energieschweiz.ch/Solarrechner

Die Situation an Inselstandorten wie Berghütten oder Alpgebäuden unterscheidet sich jedoch oft stark von derjenigen eines üblichen Wohngebäudes. Diese Standorte verfügen meist nicht über ein zentrales Heizungssystem, sondern es werden nur einzelne Räume dezentral mit Holzöfen beheizt. Ein grosser Unterschied ist auch, dass an solchen höher gelegenen Standorten oft auch in den Sommermonaten ein Heizbedarf besteht. Weiter sind in der Regel auch die Komfortansprüche geringer, und es wird keine fixe Komforttemperatur gefordert.

Wenn also an einem solchen Standort eine Solarwärmanlage für die Warmwasserbereitung gebaut wird, so können oft mit wenig Zusatzaufwand ein paar Heizkörper ans System angeschlossen werden. Diese können die dezentrale Heizung unterstützen, oder Räume beheizen, die über keine andere Heizmöglichkeit verfügen. Die Vorlauftemperatur in einem solchen System ist nicht durch die Heizung vorgegeben, sondern entspricht derjenigen im Solarspeicher. Sobald die Temperatur einige Grad über der Raumtemperatur liegt, kann Solarwärme an die Räume abgegeben werden. Heizkörper ins System zu integrieren bringt auch den Vorteil, dass es diese praktisch immer ermöglichen, für das Warmwasser überschüssige Solarwärme ans Gebäude anzugeben. So kann die Stagnation der Anlage (also eine Überhitzung und damit starke Belastung der Anlagekomponenten in Phasen wo keine Wärme benötigt wird) verhindert werden, dies insbesondere auch während Phasen, in denen der Standort nicht in Betrieb ist. Im gleichen Zug kann so während dieser Zeit eine minimale Beheizung des Gebäudes aufrechterhalten werden, was wiederum beispielsweise Frostschäden vorbeugen kann.

4.2.4 Rechtliches

Auf Dächern in Bau- und Landwirtschaftszonen bedürfen genügend angepasste Solaranlagen keiner Baubewilligung. Solche Vorhaben sind lediglich, vor Baubeginn, der zuständigen Baubehörde zu melden. Dies ist im eidgenössischen Raumplanungsgesetz (RPG) in Artikel 18a festgehalten. Solaranlagen gelten gemäss Art. 32a der Raumplanungsverordnung (RPV) als auf einem Dach genügend angepasst, wenn sie:

- die Dachfläche im rechten Winkel um höchstens 20 cm überragen
- von vorne und von oben gesehen nicht über die Dachfläche hinausragen
- nach dem Stand der Technik reflexionsarm ausgeführt werden
- als kompakte Fläche zusammenhängen

Solaranlagen auf Kultur- und Naturdenkmälern von kantonaler oder nationaler Bedeutung bedürfen jedoch stets einer Baubewilligung. Sie dürfen solche Denkmäler nicht wesentlich beeinträchtigen. Ansonsten, ebenfalls gemäss Art. 18a des RPG, würden jedoch die Interessen an der Nutzung der Solarenergie auf bestehenden oder neuen Bauten den ästhetischen Anliegen grundsätzlich vorgehen. Auch Fassadenanlagen sind in der Regel bewilligungspflichtig, sofern diese Pflicht nicht durch kantonales Recht aufgehoben ist.

Die Errichtung einer Solaranlage auf dem Dach einer Berghütte, eines Berggasthauses, eines Maisässes oder eines Wohn- oder Bewirtschaftungsgebäudes von einem Sömmerungsbetrieb ist deshalb, wenn sich das Gebäude in der Bau- oder Landwirtschaftszone befindet, das Gebäude nicht geschützt ist, und die Anlage gut angepasst ist, nicht bewilligungspflichtig. Falls es um ein geschütztes Gebäude, eine Fassadenanlage, oder beispielsweise eine hoch aufgeständerte Anlage geht, so ist in der Regel eine Baubewilligung erforderlich. Ebenso bedürfen Solaranlagen ausserhalb von Bau- und Landwirtschaftszonen oder in Schutzzonen einer Baubewilligung.

Grössere fest installierte Anlagen auf Freiflächen sind aktuell nur in Ausnahmefällen bewilligungsfähig (Lezzi u. a. 2012). Kleine Anlagen, im Sinne von Anbauten, können teilweise bewilligungsfrei realisiert werden, so etwa im Kanton Bern Anlagen mit einer Bruttofläche kleiner als 10 m² und einer Höhe von maximal 2,5 m ab Boden. Mobile Anlagen gelten als sogenannte Fahrnisbauten. Als mobile Anlagen ausgeführt können auch grössere Anlagen bewilligungsfähig sein. Die Bewilligungspraxis hängt dabei vom Kanton ab.

Weitere nützliche Informationen liefert der "Leitfaden zum Melde- und Bewilligungsverfahren für Solaranlagen" (Stickelberger und Moll 2021), der vom Solarenergie-Fachverband Swissolar im Auftrag von EnergieSchweiz erarbeitet wurde. Zudem haben viele kantonale Behörden entsprechende Informationsdokumente erarbeitet.

4.3 WASSERKRAFT

Dank der permanenten Stromerzeugung (24/7) ohne Schadstoffemissionen, geringen Betriebskosten, einer hohen Lebensdauer von deutlich über 30 Jahren und ihrer Einfachheit und Robustheit sind kleine Wasserkraftanlagen eine sehr interessante Option für die dezentrale Stromproduktion, insbesondere auch an Inselstandorten. Auch Wasserkraftwerke mit sehr kleinen Leistungen können häufig einen wesentlichen Teil des täglichen Strombedarfs abdecken. So ist oft auch deren Einsatz in einem Hybridsystem sinnvoll (bspw. Kombination mit PV-Anlage). Bei der Einrichtung von Kleinwasserkraftwerken können häufig auch Synergien mit der Wasserversorgung (gemeinsame Fassung oder sogar Ausführung als Trinkwasserkraftwerk) genutzt werden.

4.3.1 Technologie

Die Wasserkraftnutzung ist eine ausgereifte Technik. So waren etwa im vergangenen Jahrhundert in der Schweiz mehr als 10'000 Kleinwasserkraftwerke im Betrieb, die meisten davon im Leistungsbereich unter 300 kW. Obwohl im Zuge der Zentralisierung der Stromerzeugung (Grosskraftwerke und Netzerweiterungen) viele dieser Anlagen ausser Betrieb genommen wurden, gibt es in der Schweiz immer noch geschätzt rund 900 aktive Anlagen im Bereich < 300 kW, mit einer gesamten Leistung von ca. 65 MW und einer jährlichen Produktion von ca. 300 GWh (Bölli 2018).

Anlagen für Inselsysteme haben in der Regel eine elektrische Nennleistung im Bereich von 50 W bis etwa 50 kW. Anlagen in diesem Leistungsbereich werden oft auch Picokraftwerke genannt. Der typische Aufbau einer Kleinanlage ist in Abbildung 31 dargestellt. Wasser wird in einer Wasserfassung oder mit einem Wehr von seinem natürlichen Lauf abgeleitet. Durch einen Entsander und eventuell einen Rechen werden Sand und anderes Schwemmmaterial abgetrennt. Ein der Druckleitung vorgeschaltetes Wasserschloss kann Druckstösse aus der Druckleitung auffangen, welche in Folge kurzfristiger Schwankungen der Wassermenge entstehen können. Es kann an dessen Stelle auch ein grösseres Wasserreservoir sinnvoll sein, in Fällen wo die konstant verfügbare Wassermenge für die gewünschte Spitzenleistung zu gering ist. Nach der Turbinierung des Wassers wird dieses wieder in seinen natürlichen Lauf zurückgeführt.

Als Turbinentypen für den hier betrachteten Leistungsbereich kommen hauptsächlich Pelton- oder Durchströmturbinen (letztere werden auch Ossberger- oder Bankiturbinen genannt) in Frage (Abbildung 32). Die Wahl ist abhängig von der verfügbaren Fallhöhe und der Durchflussmenge des Wassers. Peltonturbinen sind geeignet für grössere Fallhöhen (ab ca. 20 m) und bereits mit sehr geringen Durchflussmengen (< 1 Liter/Sekunde) einsetzbar. Durchströmturbinen sind bereits mit sehr geringen Fallhöhen (ab ca. 1 m) einsetzbar, erfordern jedoch grössere Durchflussmengen (ab ca. 20 Liter/Sekunde).

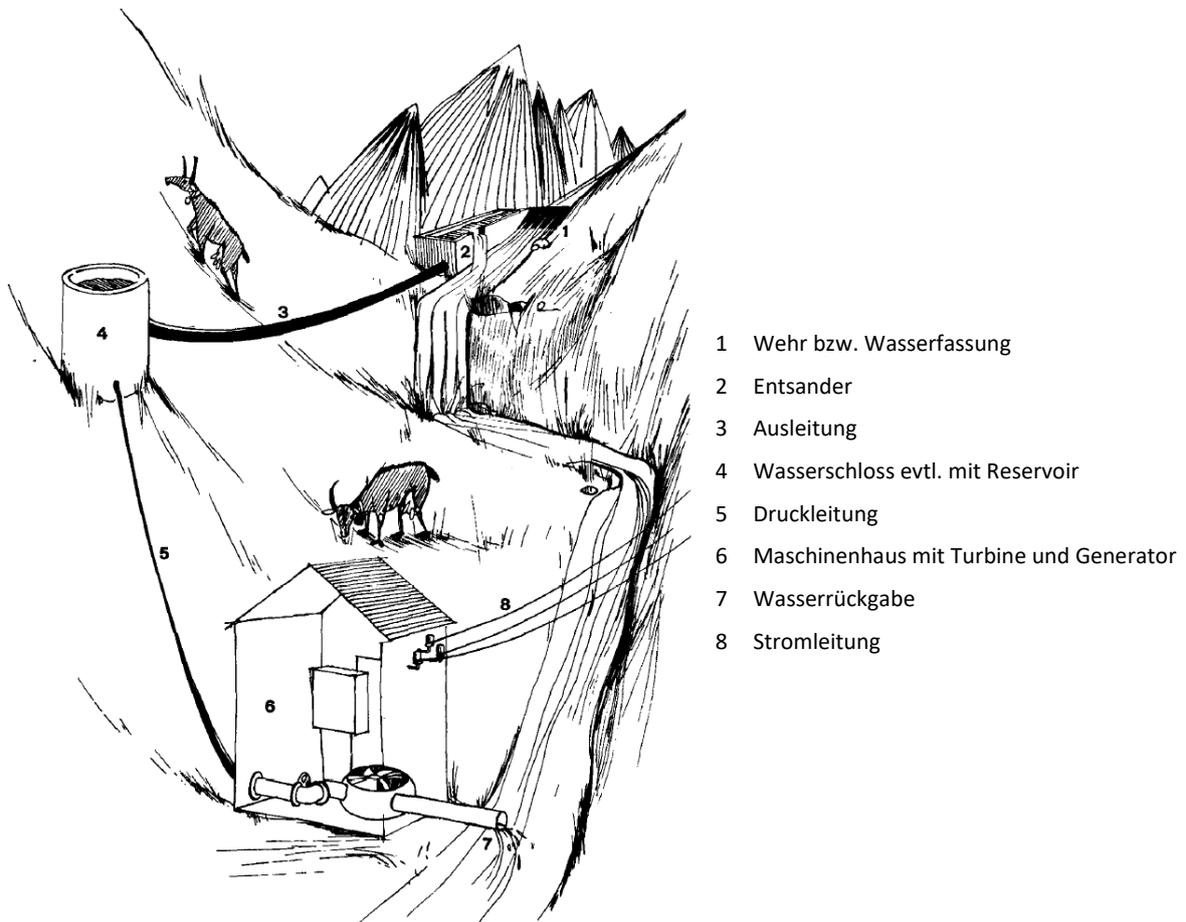


Abbildung 31: Komponenten einer typischen Kleinwasserkraftanlage (Baserga, Nydegger, und Renaud 1991).

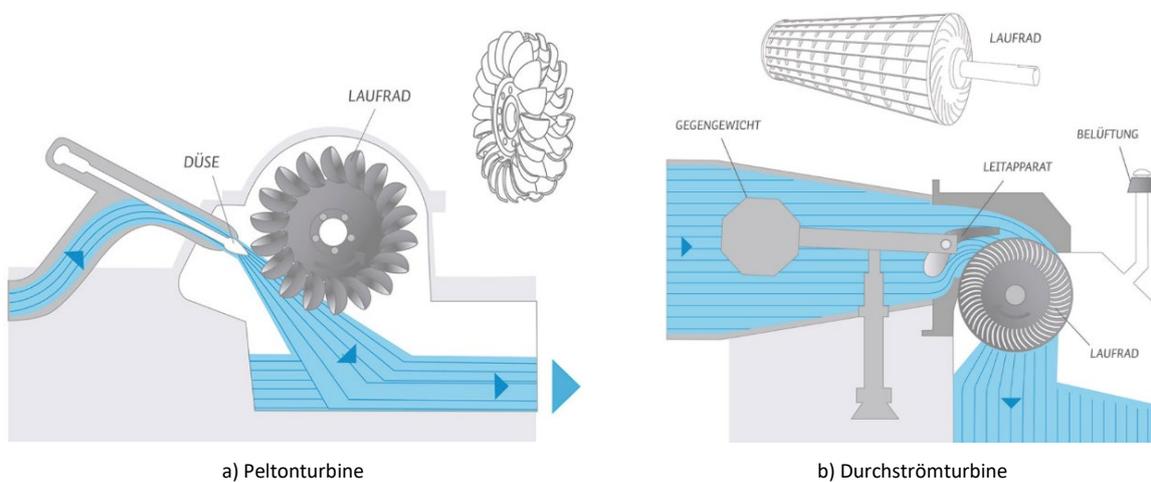


Abbildung 32: Schematische Darstellungen der zwei für Picokraftwerke am häufigsten verwendeten Turbinentypen. Bildquelle: Bayerische Landeskraftwerke.

Für weitere technische Details zu diesen sowie weiteren Turbinentypen mit deren Vor- und Nachteilen und Anwendungsbereichen wird auf (Gross 2020; PACER 1995) verwiesen. Anstatt einer Turbine kann bei kleinen Fallhöhen weiterhin auch ein Wasserrad eine valable Option sein (siehe dazu und zu weiteren Konzepten für kleine Wassermengen und Fallhöhen (Heimerl und Kohler 2014)).

Für die Umwandlung der mechanischen in elektrische Energie kommen im Inselbetrieb ohne Netzanschluss in aller Regel permanentangeregte Synchrongeneratoren zum Einsatz.

4.3.2 Energieerträge und Auslegung

Die elektrische Leistung einer Wasserkraftanlage hängt hauptsächlich von der Wassermenge und der nutzbaren Fallhöhe ab und kann überschlagsmässig mit der nachfolgenden Formel bestimmt werden (siehe z.B. (Gross 2020)). Entsprechende Leistungen für verschiedene Fallhöhen und Wassermengen können aus dem Diagramm in Abbildung 33 abgelesen werden.

$$P_{el} = \dot{V} \cdot H \cdot \rho \cdot g \cdot \eta \approx 0.007 \cdot \dot{V} \cdot H,$$

wobei

P_{el} Elektrische Leistung des Kraftwerks in kW

\dot{V} Verfügbare Wassermenge in l/s

H Nutzbare Fallhöhe (d.h. Höhendifferenz zwischen Wasserspiegel des zugeleiteten und des abgeleiteten Wassers) in m

ρ Dichte von Wasser (1 kg/l)

g Erdbeschleunigung (9,81 m/s²)

η Koeffizient für den Wirkungsgrad (Druckverlust der Leitung, Effizienz von Turbine und Generator, etc.)

Für eine erste Abschätzung kann $\rho \cdot g \cdot \eta = 0,007 \left[\frac{\text{kg} \cdot \text{m}}{\text{l} \cdot \text{s}^2} \right]$ angenommen werden.

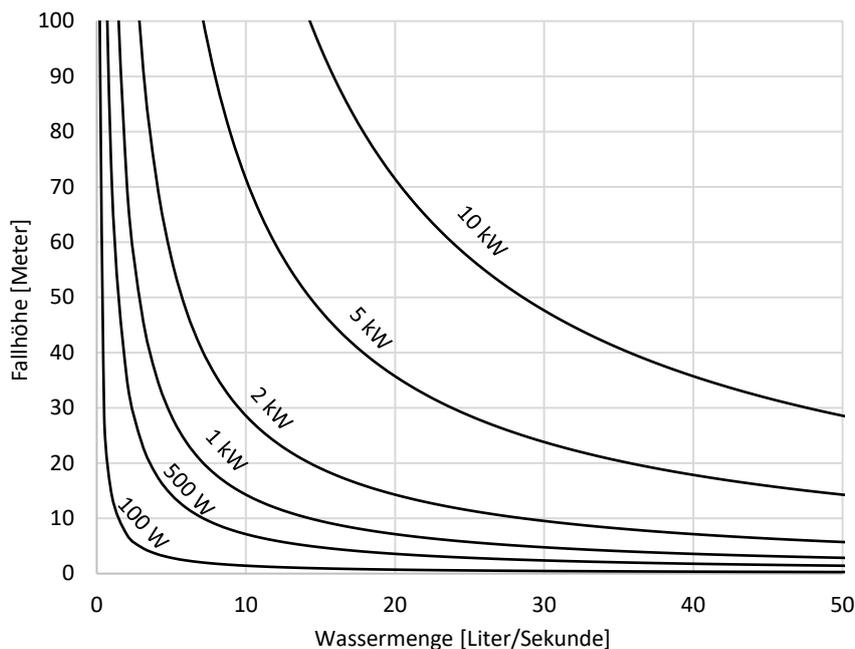


Abbildung 33: Ungefähre elektrische Leistung eines Kleinwasserkraftwerks in Abhängigkeit von Wassermenge und Fallhöhe.

In der Regel liefert eine Wasserkraftanlage eine konstante Leistung. Der erzielbare Energieertrag in kWh entspricht also direkt dem Produkt von elektrischer Leistung in kW und Anzahl Betriebsstunden. So liefert beispielsweise eine Anlage mit 0,5 kW Leistung einen täglichen Energieertrag von 12 kWh.

Je nach Situation kann eine Anlage auf den maximalen elektrischen Leistungsbedarf des Standorts ausgelegt werden. In diesem Fall ergeben sich in Zeiten geringeren Stromverbrauchs Überschüsse, welche entweder abgeregelt werden müssen, oder wenn möglich anders genutzt werden können, beispielsweise zur Beheizung von Warmwasser. Anstelle der Auslegung auf die Maximalleistung kann die Anlage auch entsprechend dem erforderlichen elektrischen Energieertrag oder auch nur

einem Teil davon, etwa in Kombination mit einer PV-Anlage, ausgelegt werden. In diesem Fall wird zur Energiespeicherung typischerweise ein Stromspeicher (Batterie) oder auch ein Wasserreservoir am Anfang der Druckleitung eingesetzt. Die erforderliche Wassermenge bzw. Fallhöhe ist bei diesen Varianten deutlich geringer.

4.3.3 Rechtliches und Umweltverträglichkeit

Der Bau von Wasserkraftwerken, der damit verbundene technische Eingriff in Gewässer und die Erteilung einer Wasserrechtskonzession und Baubewilligung sind Gegenstand gesetzlicher Bestimmungen auf eidgenössischer und kantonaler Ebene. Eine Wasserrechtskonzession ist die Verleihung eines befristeten Nutzungsrechts für eine bestimmte Wassermenge und einen gewissen Abschnitt eines Gewässers für typischerweise 80 Jahre. Die Rechte des Konzessionärs umfassen bspw. die zur Nutzung notwendigen Bauten und Anlagen auf öffentlichem Gewässergebiet zu errichten. Dem Konzessionär können Verpflichtungen auferlegt werden, so unter anderem die Anpassung von Strassen, Uferwegen und Bächen an das Kraftwerk, Einrichtungen zum Schutz der Fischerei (z.B. Fischtreppe), den Unterhalt der Uferpartien, die Beseitigung der Geschiebeablagerungen und die Entsorgung des angesammelten Treibgutes.

Je nach Kanton und Grösse des Wasserkraftwerks werden Wasserrechtskonzessionen und Baubewilligungen in einem einzigen kombinierten Verfahren erteilt, oder es findet ein zweistufiges Verfahren statt. Die kantonalen Wasserrechtsbehörden erteilen weitere Auskünfte. Siehe zu den einzelnen kantonalen Verfahren Kapitel 2.1 in der Gesamtdokumentation Kleinwasserkraft des BFE (Kohli u. a. 2020).

Ein einstufiges, kombiniertes Verfahren bietet vor allem bei einfachen und im Wesentlichen unbestrittenen Kleinwasserkraftprojekten die Möglichkeit, Zeit und Kosten zu sparen. Hinweise auf das einstufige Verfahren enthalten auch (Tannò u. a. 2016) und (Von Moos u. a. 2012).

Bei Wasserkraftwerken an kantonalen Gewässerstrecken und grösseren Anlagen sieht das kantonale Recht häufig ein zweistufiges Verfahren vor. Schwerpunkte der ersten Verfahrensetappe bilden die Erteilung der Wasserrechtskonzession und Auflagen, welche zum Schutz der Umwelt und der Natur erforderlich sind. Grundlage der zweiten Verfahrensstufe bildet das Detailprojekt, welches gestützt auf die erteilte Konzession ausgearbeitet worden ist. Die zweite Verfahrensetappe umfasst insbesondere die Erteilung der Baubewilligung und sämtliche Nebenbewilligungen.

Bei einem Picokraftwerk ist der Eingriff in die Umwelt überschaubar und gut beherrschbar. Zu beachten ist insbesondere die Restmenge an Wasser (Restwassermenge), die im natürlichen Fließgewässer stets vorhanden sein muss. Angemessene Restwassermengen werden unter Berücksichtigung weiterer Nutzungsformen (neben der Wasserkraftnutzung) im Rahmen des Gewässerschutzes gefordert. Die vier wichtigsten Schutzinteressen sind:

- Fließgewässer sind Lebensräume für Tiere und Pflanzen
- Grundwasservorkommen werden oft von Fließgewässern gespeist
- Fließgewässer sind Erholungsräume und Landschaftselemente
- Fließgewässer reinigen Wasser

Weiter sind Belange der Fischerei, der Schwallbetrieb (unnatürliche Schwankungen der Wasserführung) und die Integration der Anlage in die Landschaft zu berücksichtigen.

4.4 WINDENERGIE

Kleinwindenergieanlagen (KWEA) haben elektrische Nennleistungen kleiner als 100 kW. Anlagen mit einer Leistung < 5 kW werden teilweise auch Mikrowindanlagen und solche mit einer Leistung von 5 – 30 kW Miniwindanlagen genannt. An Inselstandorten können Kleinwindenergieanlagen insbesondere als Ergänzung zu einer PV-Anlage sinnvoll sein, da Windenergie oft in Zeiten von schwacher Solarstrahlung vorhanden ist. Eine Grundvoraussetzung für den effizienten Betrieb einer Windanlage ist das Windangebot am Aufstellungsort, wobei eine durchschnittliche Windgeschwindigkeit auf der Nabenhöhe des Windrades von 4 m/s in der Regel als Minimalvoraussetzung gilt. Die Errichtung einer Windanlage bedeutet einen gewissen Eingriff ins Landschaftsbild und teilweise Lärmimmissionen, weshalb die Bewilligungsfähigkeit sowie die Akzeptanz weitere wichtige Grundvoraussetzungen sind.

4.4.1 Technologie

Das zentrale Element einer Windanlage ist der Rotor, welcher die Bewegungsenergie des Windes in eine Drehbewegung umwandelt. Es existieren viele unterschiedliche Bauarten. Im Wesentlichen wird unterschieden zwischen Rotoren mit vertikaler und solchen mit horizontaler Drehachse. Zudem wird unterschieden zwischen Schnellläufern (auch Auftriebsläufer genannt), bei denen die Antriebskraft durch den aerodynamischen Auftrieb an einem Flügelprofil erzeugt wird und Langsamläufern (auch Widerstandsläufer genannt), bei denen die Antriebskraft durch das Ablenken der Luft oder den Luftwiderstand erzeugt wird. Die bekanntesten Varianten sind in Abbildung 34 dargestellt. Weitaus am gängigsten und am häufigsten erprobt sind Anlagen mit horizontaler Drehachse und drei Rotorblättern (Schnellläufer).

Anlagen mit horizontaler Drehachse sind in der Regel effizienter. Deren Ausrichtung muss der Windrichtung nachgeführt werden. Dies erfolgt entweder aktiv über einen entsprechend gesteuerten Elektromotor oder, bei kleinen Anlagen häufiger, passiv mit einer Steuerfahne. Bei Anlagen mit vertikaler Drehachse ist die Nachführung nicht nötig, was tendenziell ein Vorteil ist. Zudem sind sie toleranter gegenüber schräg (nicht horizontal) eintreffender Windströmung.

Schnellläufer erreichen höhere Drehzahlen als Langsamläufer, was für die Stromerzeugung prinzipiell von Vorteil ist. Nachteilig ist das gegenüber Langsamläufern geringere Drehmoment, weshalb Schnellläufer lastfrei anlaufen müssen. Das höhere Drehmoment von Langsamläufern ist beispielsweise dann ein Vorteil, wenn damit direkt eine Wasserpumpe angetrieben werden muss.

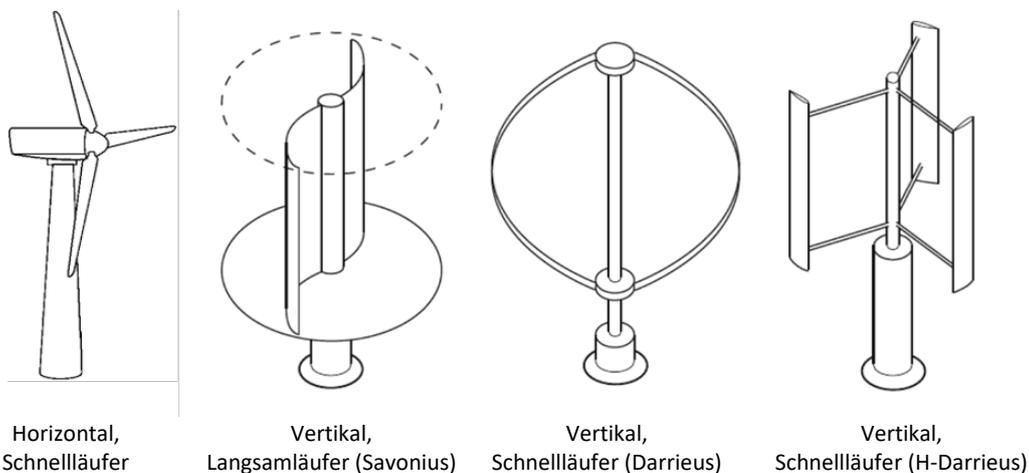


Abbildung 34: Unterschiedliche Bauformen von Windanlagen. Bildquellen: Horizontalachsige Bauform (IZP u. a. 2009), Vertikalachsige Bauformen (Hau 2016).

Die Drehzahl von Windanlagen muss begrenzt werden, um Schäden zu vermeiden. Dies geschieht entweder durch Abbremsen des Rotors (über den Generator oder eine mechanische Bremse), durch Ausschwenken des Rotors aus dem Wind, oder durch Verstellung der Rotorblätter (bei Kleinanlagen selten).

Der Mast hält den Rotor auf der erforderlichen Höhe. Er ist typischerweise als Rohr oder Gittermast ausgeführt, je nach Anlage mit oder ohne Abspannseilen. Getragen wird er je nach Situation von einem dafür errichteten Fundament, vom felsigen Untergrund, oder kann auch an einem Gebäude befestigt sein. Insbesondere an alpinen Standorten können die Anforderungen an die Robustheit des Materials und die Verankerung sehr hoch sein. Kippbare Masten können die Wartung erleichtern. Bei saisonal genutzten Anlagen kann die Möglichkeit der (teilweisen) temporären Demontage in Betracht gezogen werden.

Über einen Generator wird aus der Drehbewegung des Rotors elektrischer Wechselstrom erzeugt. Via einen Gleichrichter kann dann damit ein Batteriespeicher beladen werden.

Da Windkraftanlagen bewegte und hohen Kräften ausgesetzten Komponenten haben, ist die Qualität des Produkts massgebend für die Lebensdauer. Grosswindenergieanlagen haben üblicherweise eine Laufzeit von 20 Jahren. KWEA sind tendenziell anfälliger als Grossanlagen. In der Vergangenheit hat sich immer wieder gezeigt, dass es KWEA-Modelle auf dem Markt gab, die eine geringe Lebensdauer aufwiesen bzw. anfällig für Störungen waren. Es lohnt sich deshalb, Referenzen einzuholen.

4.4.2 Energieerträge und Auslegung

Die Leistung einer Windkraftanlage hängt insbesondere von der Windgeschwindigkeit, der dem Wind ausgesetzten Rotorfläche und der Güte der Anlage ab. Sie kann mit der folgenden Formel ermittelt werden (siehe z.B. (KTBL 2018)).

$$P = \frac{1}{2} \cdot c_P \cdot \rho \cdot v_W^3 \cdot A_R$$

wobei

P Leistung [W]

c_P Leistungsbeiwert [-]

Der Leistungsbeiwert beschreibt das Verhältnis mit dem die Anlage die Windleistung in mechanische Leistung umwandeln kann. Er hängt von der Windgeschwindigkeit ab. Der theoretische Maximalwert beträgt 0,59. In der Praxis sind die Werte deutlich tiefer. Sehr gute Anlagen erreichen bei optimaler Windgeschwindigkeit Werte im Bereich von 0,5. Maximalwerte von Kleinwindanlagen liegen eher im Bereich 0,35 – 0,4.

ρ Luftdichte [kg/m^3]

Mit sinkender Temperatur nimmt die Luftdichte zu. Mit zunehmender Höhenlage nimmt die Luftdichte ab. Für erste Berechnungen kann ein Wert von $1,1 \text{ kg}/\text{m}^3$ verwendet werden, welcher etwa für einen Standort auf 1'200 m ü. M gilt.

v_W Windgeschwindigkeit [m/s]

Die Windgeschwindigkeit hat den grössten Einfluss auf die Leistung und fliesst in der dritten Potenz in die Berechnung ein. Eine Verdopplung der Windgeschwindigkeit bedeutet eine Verachtfachung der Leistung.

A_R Rotorfläche [m²]

Bei einem Rotor mit horizontaler Achse ist dies die vom Rotor überstrichene Fläche ($\pi \cdot (\text{Rotorradius})^2$). Bei einem Rotor mit senkrechter Achse ist es die Projektionsfläche des Zylinders auf eine Ebene senkrecht zur Windrichtung (Zylinderhöhe · Zylinderdurchmesser).

$$\text{Beispielrechnung: } c_p = 0.35, \rho = 1.1 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}, v_W = 5 \frac{\text{m}}{\text{s}}, A_R = 10 \text{ m}^2$$

$$\rightarrow P = 0.5 \cdot 0.35 \cdot 1.1 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot \left(5 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^3 \cdot 10 \text{ m}^2 = 240 \text{ W}$$

Als erstes massgebendes Kriterium für die Eignung eines Standorts zur Windenergienutzung kann die durchschnittliche Windgeschwindigkeit herbeigezogen werden. Diese sollte auf der geplanten Nabenhöhe des Rotors im Minimum etwa 4 m/s (rund 15 km/h) betragen.

Erste Informationen zu den Windverhältnissen an einem gegebenen Standort liefert der Windatlas Schweiz (www.windatlas.ch). Er gibt unter anderem Auskunft über modellierte Windgeschwindigkeiten (Häufigkeitsverteilungen und Durchschnittswerte) und die Häufigkeitsverteilungen der Windrichtung. Die für die Höhe von 50 Meter über dem Boden angegebenen Windgeschwindigkeiten können mit der folgenden Näherungsformel auf geringere Nabenhöhen umgerechnet werden

$$v_{W,2} = v_{W,1} \cdot \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)},$$

wo $v_{W,1}$ die Windgeschwindigkeit auf der Höhe h_1 und $v_{W,2}$ die Windgeschwindigkeit auf der Höhe h_2 bezeichnet, und z_0 die sogenannte Rauigkeitslänge des Geländes.¹⁶

Mittlere Windgeschwindigkeiten für eine Reihe von Standorten sind in Tabelle 7 aufgelistet. Es ist ersichtlich, dass auf 10 – 30 m über Boden, also auf üblichen Nabenhöhen von Kleinwindanlagen, viele Standorte nicht die erforderlichen mittleren Windgeschwindigkeiten aufweisen.

Tabelle 7: Mittlere langjährige Windgeschwindigkeiten auf 10 m über Grund (Messwerte von MeteoSchweiz) und umgerechnet auf 30 m über Grund mit dem Windprofil-Rechner von Swiss Eole (www.wind-data.ch/tools) für eine Rauigkeitslänge $z_0 = 0,1$ m.

| Kanton | Koordinaten | Standort | Höhe ü. M. (m) | Mittlere Windgeschw. 10 m über Boden (m/s) | Mittlere Windgeschw. 30 m über Boden (m/s) |
|------------|-------------------|----------------|----------------|--|--|
| Bern | 609'400 / 148'975 | Adelboden | 1'320 | 1.5 | 1.9 |
| Bern | 668'583 / 158'215 | Grimsel Hospiz | 1'980 | 5.6 | 6.9 |
| Bern | 638'480 / 162'550 | Männlichen | 2'230 | 5 | 6.2 |
| Graubünden | 732'820 / 189'380 | Crap Masegn | 2'480 | 4.4 | 5.5 |
| Graubünden | 783'514 / 187'468 | Davos | 1'594 | 2.3 | 2.9 |
| Graubünden | 734'112 / 147'296 | S. Bernardino | 1'639 | 2.9 | 3.6 |
| Graubünden | 761'638 / 180'381 | Valbella | 1'569 | 3 | 3.7 |
| Jura | 570'842 / 220'155 | Chasseral | 1'607 | 8.8 | 10.9 |
| Jura | 497'061 / 142'362 | La Dôle | 1'670 | 7.8 | 9.7 |
| Neuenburg | 537'000 / 203'980 | La Brévine | 1'050 | 2.4 | 3 |

¹⁶ Typische Werte für die Rauigkeitslänge z_0 sind z.B. 0,03 m für "offeneres landwirtschaftliches Gelände ohne Zäune und Hecken" und 0,1 m für "landwirtschaftliches Gelände mit einigen Häusern und 8 Meter hohen Hecken im Abstand von ca. 500 m" (Siehe www.wind-data.ch).

| | | | | | |
|--------|-------------------|-----------------|-------|-----|-----|
| Tessin | 695'888 / 152'261 | Piotta | 990 | 2.6 | 3.2 |
| Tessin | 682'588 / 144'091 | Robiei | 1'895 | 1.7 | 2.1 |
| Waadt | 506'630 / 161'040 | Le Chenit | 1'015 | 2.5 | 3.1 |
| Wallis | 605'415 / 106'740 | Evolène / Villa | 1'825 | 1.4 | 1.7 |
| Wallis | 624'350 / 97'560 | Zermatt | 1'638 | 1.8 | 2.2 |

Werte aus dem Windatlas oder von nahegelegenen Standorten erlauben eine erste Beurteilung der Standorteignung. Die effektiven Windverhältnisse an einem konkreten Standort können jedoch aufgrund komplexer Geländeformen und lokalen Hindernissen deutlich von solchen Werten abweichen. Für eine genaue Ertragsprognose und vor einer grösseren Investition in eine Windkraftanlage ist deshalb eine Windmessung mit einem Windmessmast vor Ort über einen längeren Zeitraum (idealerweise ein Jahr) unerlässlich.

Neben guten Windverhältnissen ist eine geeignete Positionierung der Anlage wichtig. Diese sollte in der Hauptwindrichtung optimal vom Wind angeströmt werden. Zu berücksichtigen sind auch lokale Hindernisse wie etwa Gebäude oder Bäume. Um dadurch störenden Windturbulenzen auszuweichen sollte eine Windturbine in genügendem Abstand zu solchen Hindernissen aufgestellt werden, oder deutlich höher sein (Abbildung 35).

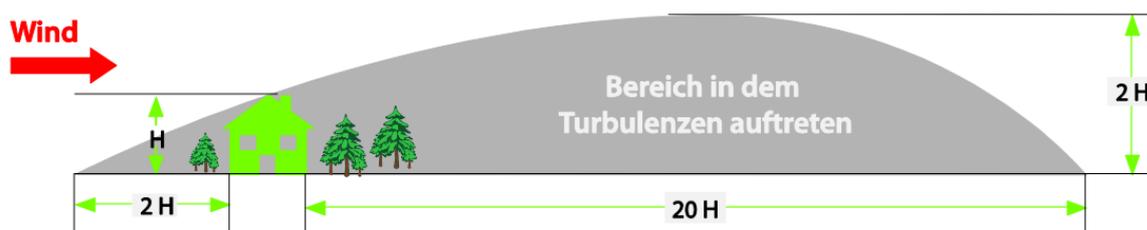


Abbildung 35: Turbulenzbereich vor und nach einem Hindernis mit Höhe H, in welchem keine Windenergieanlage aufgestellt werden sollte. Bildquelle (KTBL 2018), entsprechend einer abgeänderten Abbildung aus (Gipe 2004).

Für eine Prognose der erzielbaren Energieerträge benötigt man die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe des Rotors (dem Windatlas zu entnehmen, evtl. mit Umrechnung auf die gewünschte Höhe, bzw. aus Messdaten abgeleitet) sowie die Leistungskurve (Leistung oder Leistungsbeiwert in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe) der in Frage kommenden Anlage. Die folgenden drei Abbildungen zeigen beispielhaft eine Ertragsprognose für eine horizontalachsige Windenergieanlage mit einer Nennleistung von 7,5 kW und einem Rotordurchmesser von 6,25 m an einem Standort mit durchschnittlicher Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe von 5 m/s, unter Annahme einer Luftdichte von 1,1 kg/m³. Abbildung 36 zeigt eine mögliche Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten. Die Leistungsbeiwerte der Anlage in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit und die damit berechneten Leistungen sind in Abbildung 37 dargestellt.¹⁷ Aus der Multiplikation der Häufigkeiten mit den entsprechenden Leistungen ergeben sich die Stromerträge, welche in Abbildung 38 dargestellt sind. Insgesamt würde diese Anlage übers Jahr 10'600 kWh Strom liefern. Ein Online-Tool zur Abschätzung von erzielbaren Energieerträgen findet sich auch auf www.wind-data.ch/tools.

¹⁷ Die Zahlenwerte der Windverteilung und der Anlagencharakteristik wurden in Anlehnung an ein Beispiel aus (KTBL 2018) gewählt.

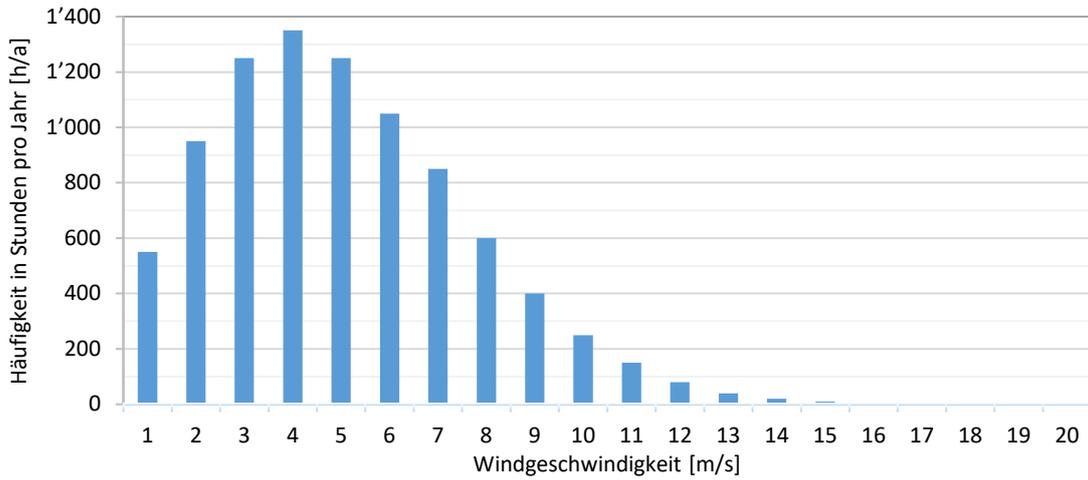


Abbildung 36: Beispielhafte Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten für einen Standort mit einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5 m/s.

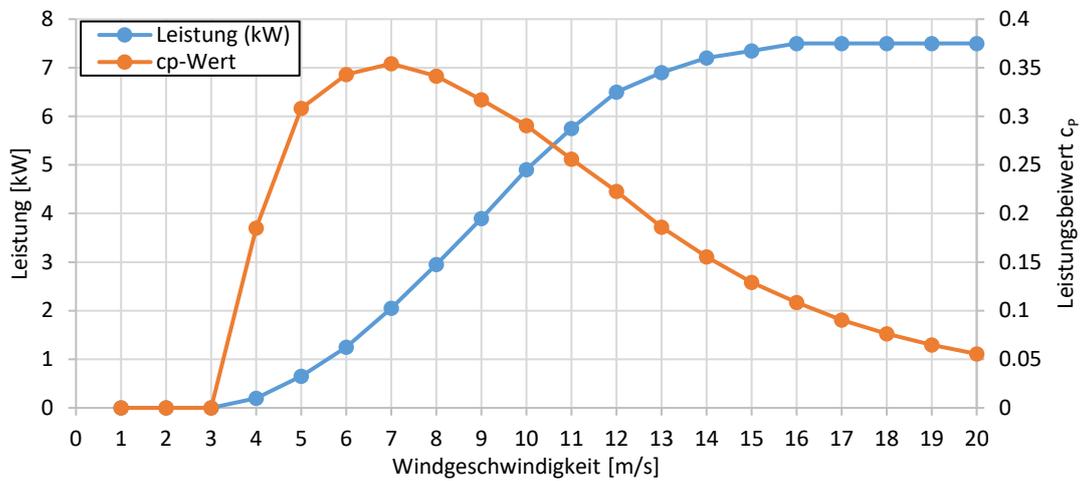


Abbildung 37: Leistungsbeiwerte und entsprechende Leistungen in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit für eine Anlage mit Rotordurchmesser von 6,25 m und bei einer Luftdichte von $1,1 \text{ kg/m}^3$.

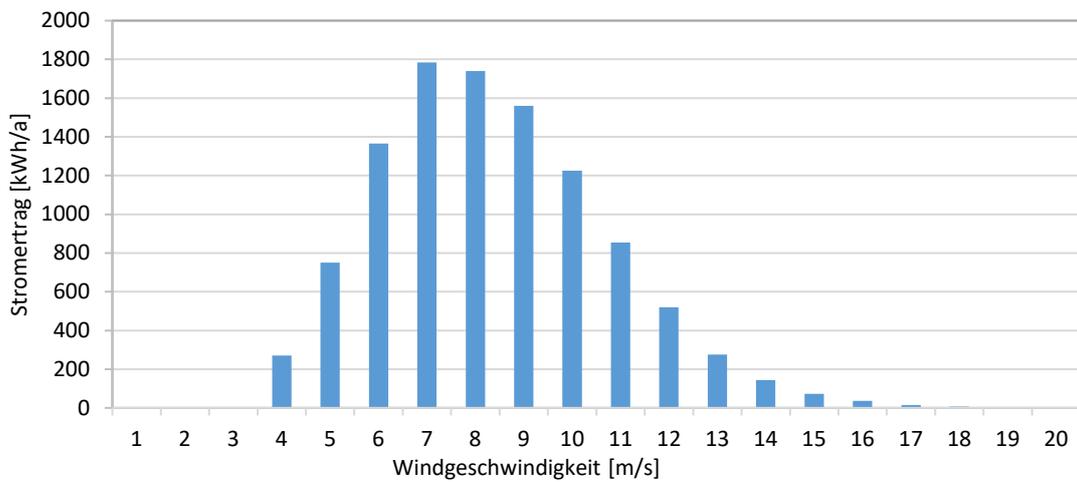


Abbildung 38: Stromertrag welcher übers Jahr bei den verschiedenen Windgeschwindigkeiten erzielt wird, basierend auf die Windverteilung in Abbildung 36 und die Anlagencharakteristik in Abbildung 37.

Steht bei einem möglichen Standort nur der Jahresmittelwert der Windgeschwindigkeit auf der vorgesehenen Nabenhöhe zur Verfügung, so kann die Grössenordnung des möglichen Stromertrags mit den Werten in Tabelle 8, bezogen auf die Rotorfläche A_R , abgeschätzt werden.

Tabelle 8: Grössenordnungen der Jahresstromerträge für verschiedene durchschnittliche Windgeschwindigkeiten, bezogen auf die Rotorfläche (Projektion der vom Rotor überstrichenen Fläche auf eine Ebene senkrecht zur Windrichtung), Quelle: (KTBL 2018).

| Mittlere Windgeschwindigkeit (m/s) | Jahresstromertrag pro Quadratmeter (kWh/(m ² a)) |
|------------------------------------|---|
| 4 m/s | 185 kWh/(m ² a) |
| 4.5 m/s | 260 kWh/(m ² a) |
| 5 m/s | 335 kWh/(m ² a) |
| 5.5 m/s | 420 kWh/(m ² a) |
| 6 m/s | 500 kWh/(m ² a) |

Beispielrechnung: Bei einem Rotordurchmesser von 4 m ergibt sich eine Rotorfläche von rund 13 m². Beträgt die mittlere Windgeschwindigkeit 4,5 m/s, so ergibt sich damit ein Jahresstromertrag in der Grössenordnung von 3'300 kWh.

Bei einer Windanlage in der Schweiz fallen typischerweise rund zwei Drittel der Stromproduktion auf den Winter und ein Drittel auf den Sommer (Abbildung 39). Aus diesem Grund kann die Kombination von Windenergie und Photovoltaik, welche im Sommer mehr Strom produziert, sinnvoll sein, wenn über das ganze Jahr Strom benötigt wird. Neben dieser saisonalen Komplementarität sind Windenergie und Solarenergie auch häufig bei wechselnden Wetterverhältnissen komplementär (sonniges Wetter / wenig Wind, bewölktes Wetter / viel Wind), was es bei Inselanlagen ermöglicht, Batteriespeicher kleiner zu dimensionieren.

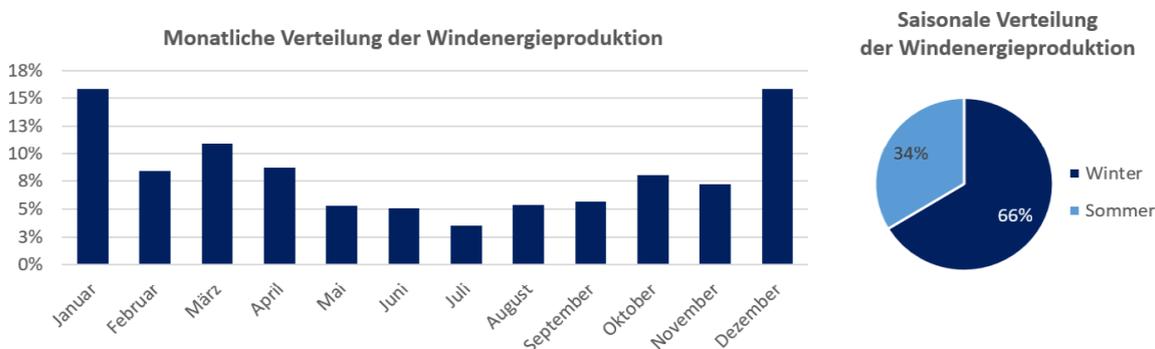


Abbildung 39: Monatliche und saisonale Verteilung der typischen Windenergieproduktion in der Schweiz. Quelle: Suisse Eole

4.4.3 Rechtliches und Umweltverträglichkeit

Für die Standortplanung von Windenergieanlagen sind die Kantone zuständig. Für Grosswindanlagen besteht eine kantonale Planungspflicht (gemäss Art. 2 des Raumplanungsgesetzes). Kleine Windanlagen (Gesamthöhe < 30 m) unterliegen in der Regel nicht der Planungspflicht. Je nach Grösse und Standort der Anlage ist dann lediglich ein Baubewilligungsverfahren nötig. Unterliegt eine KWEA der Bewilligungspflicht muss normalerweise geprüft werden, ob die Anlage dem Zweck der Nutzungszone entspricht bzw. inwiefern dem Vorhaben aufgrund seiner Standortgebundenheit eine Ausnahmegewilligung erteilt werden kann, und inwieweit dem Vorhaben keine anderen überwiegenden Interessen entgegenstehen. Es wird in jedem Fall empfohlen, möglichst frühzeitig Kontakt mit den zuständigen lokalen Behörden (z.B. Amt für Raumplanung) aufzunehmen. Auch Erkundigungen bezüglich unter Schutz stehenden Ortsbildern und Heimatschutzinteressen sind gegebenenfalls notwendig.

Die Geräuschemissionen von KWEA liegen laut Herstellerangaben meist deutlich unter den Belastungsgrenzwerten der Lärmschutzverordnung in bebauten Gebieten.¹⁸ Je nach Grösse der KWEA hat diese einen gewissen Einfluss auf das Landschaftsbild. Windräder können jedoch rasch und problemlos rückgebaut werden. Die mögliche Gefährdung von Tieren wie Vögeln oder Fledermäusen ist je nach Standort zu berücksichtigen.¹⁹

4.5 STROMSPEICHER

Da es bei elektrischen Inselanlagen kein ausgleichendes Netz gibt, wird zum Ausgleich des fluktuierenden Stromangebots aus erneuerbaren Quellen und der ebenfalls fluktuierenden Nachfrage in der Regel ein Stromspeicher eingesetzt.²⁰ Traditionell besteht dieser meist aus Bleibatterien, aber auch Lithium-Ionen-Batterien kommen in letzter Zeit vermehrt zum Einsatz. Im Bereich der netzgekoppelten Heimspeichersysteme haben diese die Bleibatterien bei den Neuinstallationen bereits fast vollständig abgelöst (Hostettler und Hekler 2021; Perch Nielsen u. a. 2020), bei netzunabhängigen Systemen erhalten sie erst langsam Einzug. Teilweise werden auch alternative Batterietechnologien wie Natriumbatterien (z.B. als Salz- oder Salzwasserbatterie) eingesetzt. Die wichtigsten Batterietypen werden in den Abschnitten 4.5.2 – 4.5.4 im Detail beschrieben. Deren wesentliche Vor- und Nachteile für den Einsatz in Inselnssystemen fasst Tabelle 9 zusammen.

Eine Batterie besteht aus mehreren elektrochemischen Zellen. Zur Erzeugung von Strom findet in den einzelnen Zellen eine chemische Reaktion statt. Zwei räumlich getrennte Elektroden, Kathode und Anode, sind über einen ionenleitenden Elektrolyten verbunden. Die bei der Entladung ablaufende chemische Reaktion, bei der ein Elektronenstrom abgegriffen werden kann, wird bei der Ladung durch Anlegen einer elektrischen Spannung wieder umgekehrt (Redoxreaktion).

Die Rücknahme und Entsorgung von Batterien wird in der Schweiz durch INOBAT²¹ organisiert. Es wird dafür beim Kauf von Batterien eine vorgezogene Entsorgungsgebühr erhoben.

Tabelle 9: Wesentliche Vor- und Nachteile der betrachteten Batterietypen

| Technologie | Vorteile | Nachteile |
|--------------------------------|---|--|
| Blei-Batterien | Kostengünstig Lange Erfahrung Relativ sicher | Geringe Lebensdauer Geringe nutzbare Kapazität Geringe Energiedichte Geringerer Wirkungsgrad Umwelteigenschaften |
| Lithium-Ionen-Batterien | Hohe Lebensdauer Hoher Wirkungsgrad Hohe Energiedichte Auf hohe Entladeleistung auslegbar Geringe Selbstentladung | Teuer Sicherheit / Ladeüberwachung notwendig Umwelt / Rohstoffe |
| Salz- und Salzwasser-Batterien | Umweltfreundliche Materialien Hohe Sicherheit Gute Lagerfähigkeit Hohe Lebensdauer Geringe/keine Selbstentladung | Wenige Hersteller / wenig Erfahrung Salzwasser: geringe Energiedichte und Entladeleistung Salz: hohe Betriebstemperaturen, Standby-Verbrauch zur Temperaturerhaltung, nicht für Kleinanwendungen |

¹⁸ Lärmschutz-Verordnung, Anhang 3, Belastungsgrenzwerte, https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/1987/338_338_338/de#app6

¹⁹ WWF - Windkraft, www.wwf.ch

²⁰ Eine Ausnahme bilden Standorte mit einem für den maximalen Leistungsbedarf ausgelegten Kleinwasserkraftwerk.

²¹ www.inobat.ch, 16.12.2020

4.5.1 Kenngrößen von Batterien

Bei der Auswahl einer passenden Batterie für einen bestimmten Anwendungsfall spielen verschiedene Kriterien eine Rolle. Nachfolgend werden die wesentlichen Kenngrößen von Batteriespeichern beschrieben. In Tabelle 10 sind die entsprechenden Werte für die in den nachfolgenden Unterkapiteln beschriebenen Batterietypen zusammengefasst.

- Nennkapazität [kWh]: Die nominale Kapazität oder Nennkapazität entspricht der Energiemenge, die dem Batteriespeicher unter definierten Bedingungen entnommen werden kann. Bei einigen Batterietypen, insbesondere Bleibatterien, hängt die Kapazität entscheidend vom Entladestrom ab, weshalb sie in diesen Fällen in Abhängigkeit des Entladestroms angegeben wird. Beispielsweise wird bei einem Entladestrom " I_{10} ", der die Batterie in 10 Stunden entlädt, die Kapazität " C_{10} " erreicht.
- Nutzbare Kapazität [kWh]: In der Praxis wird der nutzbare Anteil der Nennkapazität zur Erhöhung der Batterielebensdauer auf einen festgelegten Ladezustandsbereich beschränkt (siehe Entladetiefe) und ist daher meistens niedriger als die Nennkapazität.
- Kalendarische Lebensdauer [a]: In Kalenderjahren angegebene Lebensdauer, nach der die Speicherkapazität ohne Zyklierung aufgrund chemischer Zerfallsprozesse auf 80 % der Anfangskapazität gesunken ist.
- Zyklenfestigkeit [-]: Anzahl der Zyklen (Entladung und Beladung), nach der die Speicherkapazität durch die Zyklenbelastung auf 80 % der Anfangskapazität gesunken ist. In der Praxis überlagern sich die zyklische und die kalendarische Alterung.
- Ladezustand [%]: Verhältnis von aktuell verfügbarer Speicherkapazität zur Nennkapazität.
- Entladetiefe [%]: Für die Technologie übliche oder vom Hersteller empfohlene maximale nutzbare Kapazität in Prozent der Nennkapazität. Um die Lebensdauer der Batterie nicht zu beeinträchtigen, sollte die Batterie nicht tiefer entladen werden.
- Energiedichte (gravimetrisch) [Wh/kg]: Batteriekapazität bezogen auf das Gewicht. Alternativ kann auch die volumetrische Energiedichte [Wh/Liter] angegeben werden.
- Selbstentladung [%/Monat]: Abnahme des Ladezustands der Batterie während einer Zeiteinheit, ohne dass die Batterie durch einen Verbraucher entladen wird.
- Wirkungsgrad [%]: Verhältnis zwischen der bei der Entladung entnommenen Energiemenge und der bei der Beladung nötigen zugeführten Energiemenge um wieder den ursprünglichen Ladezustand zu erreichen (ohne Berücksichtigung von Standby-Verlusten).
- Betriebstemperatur [°C]: Empfohlene Umgebungstemperatur während des Betriebs der Batterie.
- C-Rate [-]: Die C-Rate (oder C-Koeffizient) gibt die maximale Lade- oder Entladeleistung bezogen auf die Nennkapazität der Batterie an. Eine C-Rate von 0,25 bedeutet, dass die Batterie in einer Stunde maximal 25 % entladen werden kann, dass also die maximale Entladeleistung in kW bei einem Viertel der Kapazität in kWh liegt.
- Spezifische Kosten [CHF/kWh]: Auf die Nennkapazität bezogene Investitionskosten (nur Material), angegeben für die Batterie ohne weitere Systemkomponenten. (Richtwerte für die Gesamtsystemkosten sind in Abschnitt 5 angegeben).

Tabelle 10: Typische Kennzahlen der verschiedenen Batterietypen²².

| | Blei-Batterien | Li-Ionen-Batterien | Salzbatterien | Salzwasser-Batterien |
|---|-------------------------------------|---|---|--|
| Kalendarische Lebensdauer | 5-15 Jahre | 10-20 Jahre | > 15 Jahre | ca. 15 Jahre* |
| Zyklusfestigkeit | 500-3'000 | 3'000-10'000 | 4'500 | > 5'000 |
| Empfohlene maximale Entladetiefe | 50-70 % | 90-95 % | ca. 85 % | 70-100 % |
| Energiedichte | 30-40 Wh/kg | 200-250 Wh/kg | 100-120 Wh/kg | ca.40 Wh/kg |
| Selbstentladung | 3-5 % pro Monat | 3-5 % pro Jahr | Im kalten Zustand keine. Im Standby-Zustand 20%/Tag für Temperaturerhaltung | Gering |
| Wirkungsgrad Belade-Entladezyklus | 75-85 % | 90-98 % | 85-95 % | 80-90 % |
| Betriebstemperatur | -10 bis 40 °C | -5 bis 40 °C | -20 bis 60 °C | -5 bis 50 °C |
| Typische empfohlene maximale C-Rate | 0.3-0.5 C | 1-3 C | Entladung: 0.5 C Ladung: 0.25 C | 0.25 C |
| Spezifische Kosten (ohne Installation etc.) bezogen auf Nennkapazität; bezogen auf nutzbare Kapazität** | 100-300 CHF/kWh; 170-500 CHF/kWh | 500-1'000 CHF/kWh; 540-1'080 CHF/kWh | 550-1'100 CHF/kWh; 650-1'300 CHF/kWh | (800-1'200 CHF/kWh)* (940-1'400 CHF/kWh)* |

* geringe Datengrundlage

** unter Annahme von typischen Entladetiefen von 60 % (Bleibatterie), 92,5 % (Li-Ionen-Batterie) und 85 % (Salz- und Salzwasserbatterie)

4.5.2 Bleibatterien

Bleibatterien gibt es seit über 150 Jahren, sie sind lange erprobt, robust und weisen eine relativ hohe Sicherheit und Toleranz gegen Anwendungsfehler auf. Sie bestehen aus einer negativen Elektrode aus Blei, einer positiven Elektrode aus Bleioxid sowie einem flüssigen Elektrolyten aus verdünnter Schwefelsäure (Abbildung 40).

Zur Ladung wird üblicherweise ein I/U-Ladefahren verwendet, bei dem zunächst mit einem konstanten Strom und ab Erreichen der Ladeschlussspannung mit einer konstanten Spannung geladen wird (CCCV – Constant Current / Constant Voltage). Für eine lange Lebensdauer sollte die Zelltemperatur je nach Technologie in einem Bereich zwischen 10 und 35 °C liegen und die Ladespannung an die Temperatur angepasst werden.

Die Kapazität von Bleibatterien hängt vom Entladestrom ab, weshalb sie immer in Abhängigkeit des Entladestroms angegeben wird. Üblicherweise wird die Kapazität "C₁₀" angegeben, die bei einem Entladestrom "I₁₀", der die Batterie in 10 Stunden entlädt, erreicht wird. Auch die Temperatur hat einen Einfluss. Je tiefer sie liegt, desto geringer ist die nutzbare Kapazität.

²² Vgl. (C.A.R.M.E.N. e.V. 2020; Sterner und Stadler 2017; Swiss-Green o. J.; Solarbatterie.com o. J.; Solar-Autark.com o. J.; Batterieforum Deutschland o. J.; EASE o. J.; Swissolar 2019) sowie Herstellerangaben



Abbildung 40: Bleibatterien mit Auffangwanne auf der SAC-Hütte Es-Cha.

Bei der Entladung wird an beiden Elektroden eine Schicht aus Bleisulfat angelagert, wodurch sich die Dichte des Elektrolyten verringert. Daher kann mit einem Dichtemessgerät (Säureheber) der Ladezustand gemessen werden. Die Bleisulfatschicht, die sich bei der Entladung bildet, baut sich bei der Ladung nicht wieder vollständig ab. Es bleiben kleine Mengen an den Elektroden haften, weshalb sich die Kapazität der Batterie langsam reduziert. Je tiefer die Batterie entladen wird, desto stärker ist die Kapazitätsabnahme, weshalb Tiefentladungen vermieden werden sollten. Die Lebensdauer der Batterie hängt daher von der Entladetiefe ab, den Zusammenhang für verschiedene Bleibatterietypen zeigt Abbildung 41.

Bei einer Überladung der Batterie (Überschreiten der Ladeschlussspannung) kommt es zur Gasung, bei der sich an der positiven Elektrode Sauerstoff und an der negativen Elektrode Wasserstoff bilden. Zusammen können sie Knallgas bilden, was bei Kontakt mit Feuer (Glut oder Funken) zu einer Explosion führen würde. Die Gasung führt zudem zu einem Wasserverlust, weshalb regelmässig (typischerweise einmal jährlich) destilliertes Wasser nachgefüllt werden muss. Durch den Einsatz von sogenannten Rekombinationsstopfen kann ein Grossteil des Knallgases zu Wasser rekombiniert werden, was sowohl die Explosionsgefahr als auch die Wassernachfüllung reduziert. Gelegentlich sollte jedoch eine kontrollierte Gasung (Vollladung) stattfinden, um den Elektrolyten durchzumischen und eine mögliche Säureschichtung aufzuheben.

Um die Wasserstoffkonzentration im Raum unterhalb der gefährlichen Schwelle zu halten (< 2 Vol. %), ist eine ausreichende Belüftung des Raumes notwendig. Eine weitere Gefahrenquelle stellt die in den Batterien enthaltene Schwefelsäure dar, die bei unsachgemäßem Umgang zu schweren Verätzungen führen kann. Die Aufstellfläche für die Batterien muss säurebeständig sein, oder es muss eine Auffangwanne verwendet werden. Bezüglich der Aufstellbedingungen und des Umgangs mit Bleibatterien sind die Herstellerangaben sowie die Norm IEC 62485-2 "Sicherheitsanforderungen an Batterien und Batterieanlagen - Teil 2: Stationäre Batterien" zu beachten.

Zu beachten:

- Tiefentladungen vermeiden
- Nicht im entladenen Zustand lagern
- Gute Belüftung des Aufstellraums
- Aufstellbedingungen laut Hersteller und IEC 62485-2
- Regelmässig Wasser nachfüllen (bei geschlossenen Batterien)
- Überladung vermeiden (bei verschlossenen Batterien)

Eine einzelne Blei-Batteriezelle hat eine Nennspannung von 2,0 V. Üblicherweise werden 6 oder 12 Zellen in Serie geschaltet, so dass eine Spannung von 12 bzw. 24 V erreicht wird. Die Selbstentla-

dung von Bleibatterien ist mit 3 – 5 % pro Monat vergleichsweise hoch. Da Tiefentladungen schädlich für die Batterie sind und sie daher nicht entladen gelagert werden sollte, muss sie bei längerem Stillstand z.B. über den Winter regelmässig nachgeladen werden. Bei deutlichen Minusgraden besteht zudem die Gefahr, dass der Elektrolyt einfriert und die Batterie dadurch Schaden nimmt. Dagegen hilft ebenfalls ein hoher Ladezustand. Während bei Ladezuständen < 20 % der Elektrolyt je nach Technologie bereits ab etwa Temperaturen < -10 °C gefrieren kann, ist dies bei Ladezuständen > 50 % erst bei Temperaturen < -20 °C und im vollgeladenen Zustand bei Temperaturen < -40 - -60 °C der Fall.

Ein- bis zweimal jährlich sollte das Batteriesystem kontrolliert und dabei neben einer Sichtkontrolle unter anderem die Zellspannung, Elektrolytdichte und -temperatur gemessen werden. Bleibatterien gelten nach ADR 2021 (Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Strasse) nicht als Gefahrguttransport, wenn die Sondervorschrift 598 eingehalten wird, die insbesondere eine Sicherung gegen Rutschen, Umfallen und Beschädigung vorschreibt.

Das in den Batterien enthaltene Blei ist ein giftiges und umweltschädliches Schwermetall. Ein Recycling ist aber zu einem grossen Teil möglich und gut etabliert.

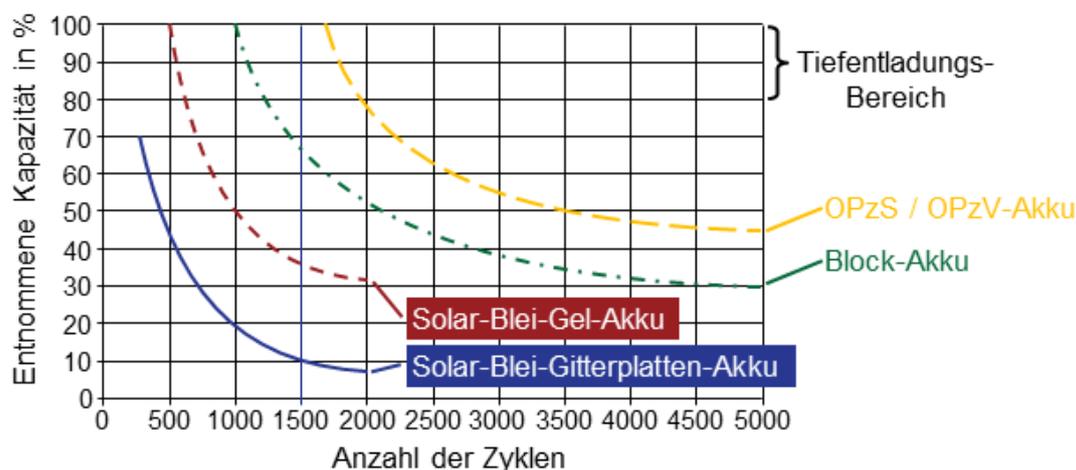


Abbildung 41: Abhängigkeit der Zyklenfestigkeit von der entnommenen Kapazität. Je tiefer Bleibatterien entladen werden, desto geringer ist die maximale Zyklenzahl (Mertens 2020)

Verschiedene Bleibatterietypen

Bleibatterien werden unterschieden in *geschlossene* Batterien mit einem flüssigen Elektrolyten, der in regelmässigen Zeitabständen durch Nachfüllen von Wasser verdünnt werden muss, und *verschlossene* Batterien mit angedicktem, nicht flüssigem Elektrolyten. Erstere werden auch VLA (Vented Lead Acid) Batterien genannt, sie sind nicht luftdicht verschlossen, letztere VRLA (Valve Regulated Lead-Acid) Batterien, da sie über ein Überdruckventil verfügen.

Solar-Blei-Gitterplatten-Batterien sind die klassischen Solarbatterien. Sie sind modifizierte Starterbatterien mit flüssigem Elektrolyten und gehören zu den geschlossenen Batterien. Sie haben eine geringe Zyklenzahl und sind daher für Anwendungen mit sporadischer Nutzung geeignet oder müssen andernfalls häufig ersetzt werden.

Blei-Gel-Batterien sind verschlossene Batterien und damit auslaufsicher. Es tritt kein Gas aus, weshalb eine höhere Sicherheit gegeben ist und auch kein Wasser nachgefüllt werden muss. Wichtig ist, die Ladeschlussspannung nicht zu überschreiten um eine Gasung zu verhindern, die zu einer

Austrocknung der Batterie führen würde. Dies wird durch entsprechende Einstellungen des Ladereglers erreicht (vgl. Kapitel 4.6.1). Die Lebensdauer ist je nach Betriebsweise fast doppelt so hoch wie bei Solar-Blei-Gitterplatten-Batterien. Eine alternative Bauform der verschlossenen Batterien sind AGM-Batterien (Absorbent Glass Mat), bei denen der Elektrolyt in einem Glasfaservlies gebunden ist.

Eine weitere Unterscheidung von Bleibatterien erfolgt nach der Bauform der positiven Elektrode. Bei Block-Batterien wird im Unterschied zu Gitterplatten-Batterien eine zusätzliche Schutzhülle um mehrere Bleistäbe der positiven Gitterplatte gelegt, wodurch eine höhere Lebensdauer erreicht wird. Ortsfeste Panzerplatten-Batterien gehen noch einen Schritt weiter. Bei diesen ist zur Steigerung der Lebensdauer jeder Bleistab mit einem Röhrchen umgeben. Es wird zwischen OPzS (Ortsfeste Panzerplatte mit Sonderseparation und flüssigem Elektrolyten) und OPzV (Ortsfeste Panzerplatte Verschluss) unterschieden.

4.5.3 Lithium-Ionen-Batterien (Li-Ionen-Batterien)

Li-Ionen-Batterien zeigen aktuell die höchste Entwicklungsdynamik. Die Elektroden bestehen aus sogenannten Aktivmaterialien, in die bei der Ladung und Entladung Li-Ionen ein- und ausgelagert werden. Die negative Elektrode besteht meist aus Graphit, die positive Elektrode aus einer Lithiumverbindung, nach deren Materialien die Bezeichnung des Typs erfolgt. Als Elektrolyt wird meist ein organisches Lösungsmittel eingesetzt, in dem ein Leitsalz gelöst ist.

Für stationäre Batteriespeicher werden aktuell am häufigsten positive Elektroden aus Lithium-Eisen-Phosphat (LiFePO_4 , abgekürzt "LFP") oder aus Lithium-Nickel-Mangan-Kobaltoxid (LiNiMnCoO_2 , abgekürzt "NMC") eingesetzt. Die Entwicklung von NMC wird momentan vor allem in der Elektromobilität vorangetrieben. NMC-Systeme können entweder auf eine hohe Leistung oder eine hohe Kapazität ausgelegt werden. LFP-Systeme haben eine bessere thermische und chemische Stabilität und sind sicherer als NMC. Auf der anderen Seite haben sie eine geringere Energiedichte und eine etwas höhere Selbstentladung als NMC-Batterien.

Die Ladung von Li-Ionen-Batterien erfolgt wie bei Bleibatterien im I/U-Ladeverfahren. Die Zellspannung hängt von den eingesetzten Elektrodenmaterialien ab und liegt typischerweise zwischen 3.2 und 4 V, wobei hier noch technische Entwicklungen im Gang sind, zur Erhöhung der Spannung und damit der Energiedichte.

Li-Ionen Batterien dürfen nicht überladen werden. Bei Überladung kann zunächst die Elektrode irreversibel geschädigt werden, im weiteren Verlauf kann sich metallisches Lithium an der Elektrode bilden. Während Lithium-Ionen nicht reaktionsfähig sind, ist metallisches Lithium sehr reaktionsfreudig und entzündet sich bei Kontakt mit entsprechenden Reaktionspartnern wie Wasser selbst. Als Schutz vor den Gefahren einer Überladung werden spezielle Folien eingebaut. Zur Sicherheit ist ausserdem ein Batteriemanagementsystem (BMS) zwingend, das die Temperatur und den Ladezustand der einzelnen Zellen überwacht. Die Batterien enthalten zudem ein Überdruckventil und eine Sicherheitseinrichtung zur Abschaltung des Stromes im Kurzschlussfall.

Die entnehmbare Kapazität steigt bei Li-Ionen-Batterien mit der Temperatur. Als zulässigen Betriebstemperaturbereich geben die meisten Hersteller -5 bis 40 °C an, wobei ein Bereich zwischen 10 und 35 °C ideal ist. Grundsätzlich können Li-Ionen-Batterien typischerweise zwischen -20 bis +60 °C betrieben werden, allerdings ist bei Minustemperaturen die Leistung deutlich eingeschränkt. Sie haben eine sehr niedrige Selbstentladungsrate von < 3 % pro Jahr bei Temperaturen

von 20 – 25 °C und einem mittleren Ladezustand. Die Rate steigt mit Lagerungstemperatur und Ladezustand an. Stärker als die eigentliche Selbstentladung kann eine Entladung durch den Eigenverbrauch der Überwachungselektronik ins Gewicht fallen, wenn diese aus der Batterie gespeist wird.

Zu beachten:

- Überladung und Tiefentladungen vermeiden / Funktionsfähigkeit der Schutzmechanismen sicherstellen
- Nicht vollgeladen lagern
- Für den Transport ADR 2021 beachten

Li-Ionen-Batterien erreichen sowohl ein wesentlich höheres kalendarisches Alter von 10-20 Jahren, als auch mit 3'000 bis 10'000 Zyklen eine deutlich höhere Zyklenfestigkeit als Bleibatterien. Die kalendarische Alterung wird durch die Lagertemperatur und den Ladezustand beeinflusst, wobei eine mittlere Ladung von 30 – 70 % ideal ist. Die Batterien sollten nicht vollgeladen lagern. Für die Zyklenfestigkeit sind weiter die Höhe des Lade- und Entladestroms sowie die Entladetiefe entscheidend. Tiefentladungen sollten auch bei Li-Ionen Batterien vermieden werden. Die maximale Entladetiefe liegt jedoch mit üblicherweise 90 – 95 % deutlich höher als bei Bleibatterien.

Li-Ionen-Batterien gelten als Gefahrgut, weshalb für den Transport nach ADR 2021 spezielle Vorschriften zu beachten sind. Dazu gehören beispielsweise die Ladungssicherung, eine passende Verpackung und das Mitführen eines Feuerlöschers sowie der Transportdokumente. Li-Ionen-Batterien sind in der Regel wartungsfrei. Es gelten die allgemeinen Vorschriften für elektrische Anlagen sowie die Norm IEC 62485-5 "Sicherheitsanforderungen an Batterien und Batterieanlagen – Teil 5: Lithium-Ionen-Batterien für stationäre Anwendungen".

Als relativ neue Technologie sind Recyclingverfahren für Li-Ionen-Batterien erst im Aufbau. Auch ist es bisher günstiger, neue Materialien zu verwenden. Allerdings können zukünftig einzelne Rohstoffe knapp werden, was insbesondere für Kobalt gilt. Hier sind kobaltfreie Batterien wie LFP im Vorteil. Mit 65 % Weltmarktanteil ist der Kobaltabbau auf den Kongo konzentriert, wo er teils unter prekären Verhältnissen und mit erheblichen Umweltfolgen erfolgt. Aber auch der Lithiumabbau ist problematisch, wo über die Hälfte aus dem Lithiumdreieck Bolivien, Argentinien und Chile stammt, und die Umweltbelastungen durch Staub und Wasserentnahme teilweise enorm sind.²³

4.5.4 Salz- und Salzwasserbatterien

Natrium-Nickelchlorid-Batterien (auch Salz- oder ZEBRA-Batterien genannt) und die wässrige Natrium-Ionen-Batterie (Salzwasserbatterie) sind zwei Vertreter der auf Natrium basierenden Batterien. Sie sind bisher nur bei wenigen Herstellern kommerziell zu erwerben, können aber für einen Einsatz in Inselsystemen interessant sein. Die eingesetzten Materialien sind ausreichend vorhanden, global verteilt, ungiftig und aus Umweltsicht weitgehend unbedenklich. Sie sind weder brennbar noch explosiv und daher sehr sicher. Es bestehen daher auch keine speziellen Transportvorschriften (kein Gefahrgut).

Salz- und Salzwasserbatterien nehmen durch Überladung oder Tiefentladung keinen Schaden und können auch im tief- oder teilentladenen Zustand lange gelagert werden. Auch sind sie robust gegen variable Zyklusprofile.

²³ (Baumann, Peters, und Weil 2018; „Lithium: Abbau und Gewinnung - Umweltgefahren der Lithiumförderung“ 2018)

Salzwasserbatterie

Die Salzwasserbatterie besteht aus einem flüssigen Elektrolyten aus Salzwasser (Natriumsulfat/Glaubersalz), die negative Elektrode aus Kohlenstoff-Titan-Phosphat und die positive Elektrode beispielsweise aus Manganoxid. Bei der Beladung sollte ein konstanter Strom (CC constant current) gewählt werden.

Salzwasserbatterien haben sowohl eine hohe Zyklenfestigkeit, als auch eine hohe kalendarische Lebensdauer, über deren genaue Höhe aber noch wenig bekannt ist. Sie haben eine geringe Selbstentladung, geringe Lüftungsanforderungen an den Aufstellraum und sind wartungsfrei. Nachteilig, wobei für stationäre Anwendungen in der Regel nicht das zentrale Kriterium, ist ihre geringe Spannung und damit auch niedrige Energiedichte. Diese ist bezogen auf das Gewicht ähnlich wie bei Bleibatterien, bezogen auf das Volumen jedoch nochmals deutlich niedriger (ca. 20 Wh/l). Auch die mögliche Lade- und Entladeleistung ist verhältnismässig niedrig, mit maximalen C-Raten im Bereich von 0,25.

Salzbatterie

Die Salzbatterie gehört zu den Thermalbatterien und benötigt eine Betriebstemperatur (im Innern der Batterie) von 250 bis 350 °C. Im Unterschied zu den bisher beschriebenen Batterien bestehen Salzbatterien aus einem *festen* Elektrolyten aus keramischem Beta-Aluminiumoxid, einer *flüssigen* positiven Elektrode aus einer Salzlösung aus Nickelchlorid, Natriumchlorid und Nickel und einer negativen Elektrode aus Natrium.

Aufgrund der hohen Betriebstemperatur ist eine gute thermische Isolation wichtig. Für die Aufwärmphase, die etwa 12 bis 15 Stunden dauert, wird eine externe Energiequelle benötigt. Während des Betriebs wird die benötigte Wärmeenergie durch die Batterieverluste erzeugt. Die Batterie an sich weist keine Selbstentladung auf, allerdings muss während Standby-Phasen, um die Temperatur aufrecht zu erhalten, entweder extern Energie zugeführt oder Energie aus der Batterie entnommen werden, was diese langsam entlädt. Für längere Ruhephasen z.B. im Winter kann die Batterie abgekühlt praktisch unbegrenzt gelagert werden. Aufgrund der genannten Besonderheiten ist diese Technologie nur für grössere Anwendungen ab ca. 6 – 10 kWh Kapazität geeignet.

Salzbatterien können auch bei sehr tiefen Aussentemperaturen (-40 °C) betrieben werden. Sie haben eine Spannung von 2,58 V und erreichen mittlere Energiedichten. Zyklenfestigkeit und Lebensdauer sind vergleichbar mit Salzwasserbatterien.

4.5.5 Dimensionierung von Batteriespeichern

Die Dimensionierung der Batterie hängt von verschiedenen Faktoren ab. Neben dem Energiebedarf und der eingesetzten Batterietechnologie gehören dazu auch die Art der Energieerzeuger (Solar-, Wind- und Wasserleistung fluktuieren unterschiedlich stark) und die Verfügbarkeit eines Backup-Systems (z.B. ein Dieselgenerator). Auch kann durch eine Kombination verschiedener erneuerbarer Erzeuger bereits ein Teil der Fluktuation ausgeglichen werden. Oft wird als einfache Dimensionierungsgrundlage die gewünschte Autonomiezeit N_A verwendet. Diese gibt an, während wie vielen Tagen die Batterie die Verbraucher versorgen kann, ohne dass sie nachgeladen wird. Die dafür benötigte Nennkapazität C_N des Batteriespeichers kann dann mit der folgenden Faustformel berechnet werden (vgl. (Wagner 2019; Mertens 2020)).

$$C_N = \frac{W \cdot N_A}{\eta_S \cdot t_Z}$$

C_N : Nennkapazität der Batterie [kWh]

W : elektrischer Energiebedarf pro Tag [kWh/t]

N_A : Autonomiezeit in Tagen [t]

η_S : Wirkungsgrad der Ausspeicherung (inkl. Wechselrichter-, Laderegler- und Kabelverluste), typischerweise im Bereich von 80 – 90%.

t_Z : maximale Entladetiefe, abhängig vom Batterietyp (siehe Tabelle 10)

Auslegungsbeispiel:

Es wird angenommen, dass der Energiebedarf W bei 5 kWh/Tag liegt und die Batterie eine Autonomiezeit N_A von 3 Tagen aufweisen soll. Es soll eine Li-Ionen-Batterie eingesetzt werden mit einem Wirkungsgrad der Ausspeicherung η_S von 90 % und einer maximalen Entladetiefe t_Z von ebenfalls 90 %. Die benötigte Nennkapazität des gesamten Batteriespeichers beträgt in diesem Beispiel also $(5 \text{ kWh/t} \cdot 3 \text{ t}) / (0.9 \cdot 0.9) \approx 18.5 \text{ kWh}$.

Neben der Kapazität der Batterie kann auch die maximale Entladeleistung (C-Rate) der Batterie entscheidend sein, wenn damit grössere Verbraucher betrieben werden sollen. Die Entladeleistung muss mindestens so hoch sein wie die maximal zeitgleich benötigte Leistung der Verbraucher.

4.6 ELEKTRISCHE INSELSYSTEME

Um mit elektrischen Energieerzeugern und Batteriespeichern ein funktionierendes Energiesystem zu erstellen, sind verschiedene weitere Komponenten notwendig. Diese müssen zu einem System zusammengeschlossen werden, wobei die Energieübertragung entweder mit Gleichstrom (DC-gekoppelte Systeme, Abschnitt 4.6.3) oder mit Wechselstrom (AC-gekoppelte Systeme, Abschnitt 4.6.4) erfolgen kann.

4.6.1 Laderegler

Der Laderegler bildet die Verbindung zwischen der Stromerzeugung (z.B. durch einen PV-Generator), der Batterie und den Stromverbrauchern. Ausser bei sehr kleinen Systemen sollten in der Regel sogenannte MPPT-Laderegler eingesetzt werden, welche die vom PV-Generator bei den jeweiligen Einstrahlungs- und Temperaturbedingungen zur Verfügung gestellte Leistung optimal nutzen können (Abbildung 42 links). Sie passen die Spannung des PV-Generators über einen DC/DC-Wandler an die für die Ladung der Batterie benötigte Spannung an und begrenzen falls nötig den Ladestrom.

Auf der anderen Seite werden die Verbraucher mit den benötigten Spannungen und Strömen versorgt. Dies schliesst auch verschiedene Schutzfunktionen insbesondere für die Batterie ein, wie den Schutz vor Überladung und Tiefentladung. Dabei müssen die spezifischen Eigenschaften des jeweiligen Batterietyps beachtet werden. Auch die Batterietemperatur und der Alterungszustand spielen für den optimalen Betrieb eine wichtige Rolle. Um eine Tiefentladung zu vermeiden, müssen allenfalls Verbraucher abgeschaltet werden, wofür bei einigen Ladereglern eine Priorisierung vorgenommen werden kann. Gute Laderegler können durch eine intelligente Steuerung die Lebensdauer von Batterien deutlich erhöhen.



Abbildung 42: Beispiel für einen Laderegler und einen Inselwechselrichter (Quelle: Studer)

4.6.2 Wechselrichter

Die Aufgabe eines Wechselrichters besteht grundsätzlich darin, Gleichstrom (DC Direct Current) z.B. von einem PV-Generator oder einer Batterie in Wechselstrom (AC Alternating Current) umzuwandeln (Abbildung 42 rechts). Im Gegensatz zu netzgekoppelten Systemen mit Anschluss an das öffentliche Stromnetz, müssen Inselwechselrichter ein eigenes, stabiles Netz (50 Hz, 230/400 V) aufbauen, um daran handelsübliche Stromverbraucher betreiben zu können. Auch der umgekehrte Fall, dass Wechselstrom in Gleichstrom gewandelt werden muss, kann bei Inseln Systemen auftreten, z.B. wenn die Batterie mit Wechselstrom geladen werden soll. Korrekterweise müsste man hier von Gleichrichtern oder allgemein Umrichtern sprechen. Da das gleiche Gerät häufig beide Funktionen übernimmt, also die Umwandlung von Wechselstrom in Gleichstrom zur Ladung der Batterie als auch die Rückwandlung in Wechselstrom bei der Entladung zur Versorgung der Verbraucher, wird häufig allgemein von Wechselrichtern gesprochen. Je nach Systemaufbau sind bei manchen Batterie- oder Inselwechselrichtern auch die Aufgaben eines Ladereglers, wie der Schutz der Batterie vor Überladung oder Tiefentladung, integriert.

4.6.3 DC-gekoppelte Systeme

DC-gekoppelte Systeme oder Gleichstromsysteme werden vor allem bei kleineren, einfach aufgebauten Systemen eingesetzt. Der PV-Generator oder alternativ ein Wind- oder Wassergenerator wird direkt gleichstromseitig über einen Laderegler an die Batterie angeschlossen (Abbildung 43). Damit entfällt eine Umwandlung in Wechselstrom und anschliessende Rückwandlung in Gleichstrom, so dass solche Systeme potentiell effizienter als AC-gekoppelte Systeme sind. Auf der Ausgangsseite des Ladereglers können DC-Stromverbraucher ebenfalls direkt angeschlossen werden, wobei üblicherweise ein 12 oder 24 V Netz aufgebaut wird. Da für reine DC-Systeme kein Wechselrichter benötigt wird, kann neben dem Effizienz- auch ein Preisvorteil entstehen. Allerdings sind DC-Verbraucher häufig unüblich und aufgrund geringer Stückzahlen teurer als Standard AC-Verbraucher. Typische Anwendungen für einen Gleichstromanschluss sind Lampen sowie teilweise auch Kühlschränke, Radio, Fernseher oder ähnliche Geräte. Eine weitere Begrenzung der Systemgrösse von reinen DC-gekoppelten Systemen bildet die niedrige Systemspannung, weshalb bei grösseren Verbrauchern oder längeren Kabelwegen schnell sehr grosse Leitungsquerschnitte verlegt werden müssten.

Alternativ kann ein Inselwechselrichter verwendet und damit AC-Verbraucher versorgt werden. Als Mischform werden teilweise DC-Verbraucher direkt und einzelne grössere AC-Verbraucher über

einen Inselwechselrichter angeschlossen (Abbildung 44). Ausser bei sehr kleinen Systemen für Beleuchtung und allenfalls wenigen weiteren Verbrauchern wie einem Radio, ist es meist einfacher, ausschliesslich AC-Verbraucher zu verwenden. Zwar ist der Stromverbrauch etwas höher, dafür muss kein DC-Netz verlegt werden, und es können Standardkomponenten eingesetzt werden.

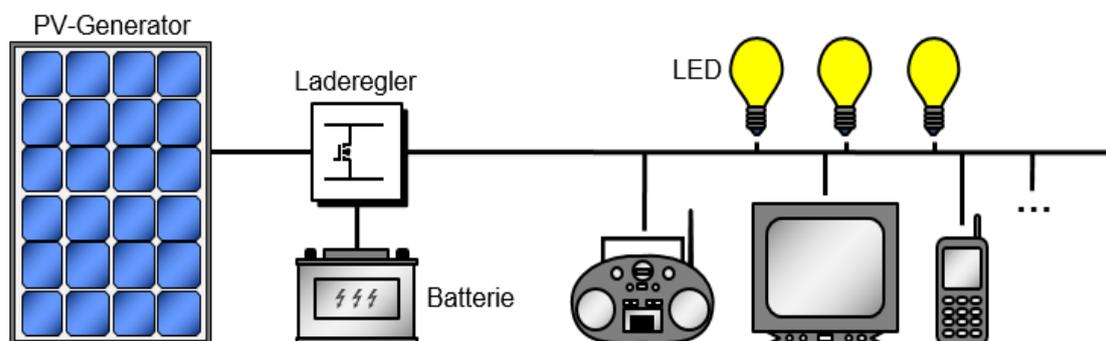


Abbildung 43: Beispiel für ein DC-gekoppeltes Inselsystem (Mertens 2020)

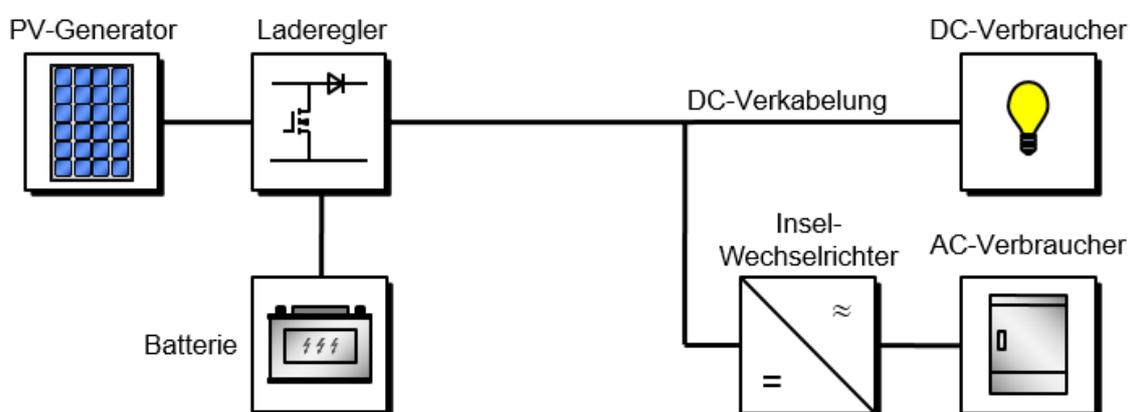


Abbildung 44: Beispiel einer Mischform eines DC-gekoppelten Systems mit Inselwechselrichter zur Versorgung von AC-Verbrauchern (Mertens 2020)

4.6.4 AC-gekoppelte Systeme

Bei einer AC-Kopplung wird das System über eine AC-Schiene zusammengeschlossen, also auf der Wechselstromseite (Abbildung 45). Der Gleichstrom des PV-Generators wird zunächst in Wechselstrom umgewandelt und zur Ladung der Batterie schliesslich wieder in Gleichstrom zurückgewandelt. Aufgrund des zusätzlichen Wandlungsschrittes entstehen tendenziell höhere Verluste als bei DC-gekoppelten Systemen. AC-gekoppelte Systeme bieten jedoch eine höhere Flexibilität und können leichter nachgerüstet oder erweitert werden. Mehrere verschiedene Stromerzeuger können einfach in die AC-Schiene integriert werden (Hybridsysteme).

AC-Kopplung kommt insbesondere bei grösseren Systemen und in Mikronetzen zum Einsatz. Von einem Mikronetz spricht man, wenn mehrere Gebäude oder auch kleine Dörfer durch das Inselsystem versorgt werden. Kleinere Systeme können einphasig aufgebaut werden, das heisst mit einphasigem Wechselstrom, wie er im Haushalt üblich ist. Grössere Systeme werden in der Regel dreiphasig installiert, also mit Drehstrom, umgangssprachlich oft als Starkstrom bezeichnet, um grössere Leistungen mit geringeren Verlusten übertragen und allenfalls dreiphasige Verbraucher betreiben zu können.

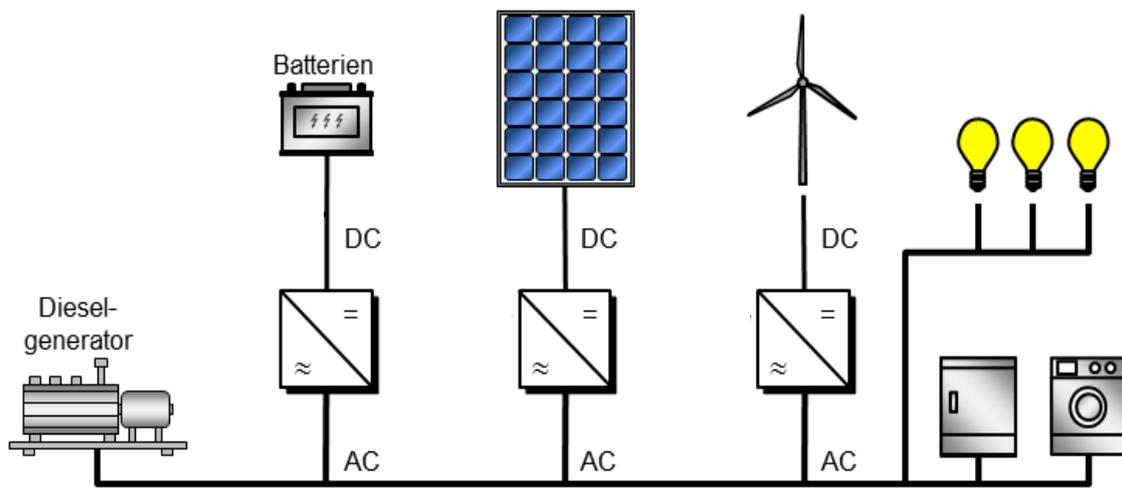


Abbildung 45: Beispiel eines AC-gekoppelten Hybridsystems mit verschiedenen Stromerzeugern (aus (Mertens 2020), modifiziert)

5 KOSTEN UND LEBENSDAUER DER SYSTEME

In den folgenden Abschnitten werden grobe Richtwerte für die Investitionskosten und die Lebensdauern der verschiedenen Energieerzeugungstechnologien und Stromspeicher angegeben. Die Investitionskosten gelten für komplette und fertig installierte Systeme und sollen erste grobe Wirtschaftlichkeitsüberlegungen ermöglichen. In der Praxis können die Kosten stark variieren, insbesondere aufgrund standortspezifischer Anforderungen, weshalb präzise Wirtschaftlichkeitsberechnungen nur anhand konkreter Offerten möglich sind. Beispielsweise müssen Solaranlagen in alpinen Lagen mit hohen Schnee- und Windlasten robuster ausgeführt werden, was höhere Materialkosten verursacht. Bei Kleinstwasserkraftwerken hängen die Kosten für die wasserbaulichen Arbeiten ebenfalls sehr stark von der konkreten Situation ab. Für schwierig erreichbare Standorte sind auch höhere Transportkosten zu berücksichtigen. Weiter sind in den Angaben zu den Investitionskosten mögliche Subventionsbeiträge nicht berücksichtigt. Die Angaben zu den Unterhaltskosten sowie den Lebensdauern sind typische in der Literatur zu findende Annahmen. Auch diese Werte können von Fall zu Fall stark variieren.

5.1 INVESTITIONSKOSTEN

Batteriesysteme

Richtwerte für die Investitionskosten für verschiedene Batteriesysteme sind in der folgenden Tabelle angegeben. Sie beziehen sich jeweils auf die nutzbare Kapazität (Nennkapazität multipliziert mit der typischen Entladetiefe).

Tabelle 11: Richtwerte Investitionskosten für Batteriesysteme. Angegeben sind für Systeme verschiedener Grössen (bezogen auf die nutzbare Kapazität) jeweils die Gesamtkosten, sowie in Klammern die Kosten pro kWh nutzbare Kapazität (Nennkapazität multipliziert mit den folgenden angenommenen typischen Entladungstiefen: Blei-Säure 60 %, Lithium-Ionen 92,5 %, Salzbatterien 85 %). Schätzungen basierend auf Angaben aus (Figgener u. a. 2018) sowie auf Herstellerangaben. Ausgegangen wurde von Kosten pro kWh für 10 kWh Kapazität. Die spezifischen Kosten bei 5 kWh wurden dann als 25 % höher und bei 20 kWh als 25 % geringer angenommen, entsprechend den Erhebungen in (Figgener u. a. 2018).

| Batterietyp \ Nutzbare Kapazität | 5 kWh | 10 kWh | 20 kWh |
|----------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Blei-Säure | 8125.- (1625.-) | 13'000.- (1300.-) | 22'000.- (1100.-) |
| Lithium-Ionen | 9375.- (1875.-) | 15'000.- (1500.-) | 25'500.- (1275.-) |
| Salzbatterie | 11'250.- (2250.-) | 18'000.- (1800.-) | 30'500.- (1525.-) |

Solarstrom

Richtwerte für Photovoltaikanlagen inklusive aller Komponenten sind in der folgenden Tabelle angegeben. Dachintegrierte Anlagen sind in der Regel etwas teurer als Aufdachanlagen. Etwas höhere Kosten entstehen auch für Anlagen an Standorten mit hohen Wind- und Schneelasten.

Tabelle 12: Richtwerte Investitionskosten für Photovoltaiksysteme. Angelehnt an Werte aus dem EnergieSchweiz Solarrechner (EnergieSchweiz 2020) und diverse Offerten.

| Nennleistung | Gesamtkosten | Kosten pro kWp |
|--------------|--------------|----------------|
| 2 kWp | 8'500.- | 4'250.- |
| 5 kWp | 15'500.- | 3'100.- |
| 10 kWp | 25'000.- | 2'500.- |
| 15 kWp | 33'000.- | 2'200.- |
| 20 kWp | 40'000.- | 2'000.- |

Solarwärme

Richtwerte für Solarwärmeanlagen inklusive aller Komponenten (inkl. zusätzlich nötiges Wärmespeichervolumen) sind in der folgenden Tabelle angegeben. Wie bei der Photovoltaik sind auch hier dachintegrierte Anlagen teurer als Aufdachanlagen, und ebenso sind Anlagen an Standorten mit hohen Wind- und Schneelasten etwas teurer.

Tabelle 13: Richtwerte für die Investitionskosten von Solarwärmesystemen. Die Zahlen sind Schätzungen basierend auf diversen Offerten und Literaturwerten.

| Kollektorfeldgrösse | Gesamtkosten | Kosten pro m ² |
|---------------------|--------------|---------------------------|
| 5 m ² | 11'000.- | 2'200.- |
| 10 m ² | 17'500.- | 1'750.- |
| 20 m ² | 28'000.- | 1'400.- |
| 40 m ² | 44'000.- | 1'100.- |
| 80 m ² | 72'000.- | 900.- |

Wasserkraft

Die Investitionskosten und der Unterhaltsaufwand für Picowasserkraftwerke (typischerweise von einigen Hundert Watt bis 20 kW) sind sehr stark abhängig von den örtlichen Gegebenheiten. Gemäss (Gmür 1992) entsprechen die gesamten Investitionskosten in der Regel 4.5 – 7.5 mal den Kosten für Turbine und Generator. Grobe Richtwerte der leistungsspezifischen Gesamtinvestitionskosten (komplette Anlage inkl. Wasserbau) sind in Tabelle 14 angegeben. Für Anlagen mit sehr kleinen Leistungen unter 1 kW können die Kosten pro kW deutlich höher ausfallen. Wenn Anlagen in eine bestehende Trinkwasserversorgung eingebaut werden können, so können die Kosten wiederum viel geringer ausfallen. Häufig kommt auch die Erneuerung oder der Ausbau einer bestehenden Anlage in Frage, wobei die Kosten tendenziell ebenfalls geringer ausfallen.

Tabelle 14: Grobe Richtwerte für die leistungsspezifischen Investitionskosten für Picowasserkraftanlagen. Bei den Zahlen handelt es sich um Schätzungen basierend auf diverse Werte aus der Literatur (siehe dazu beispielsweise (Baserga, Nydegger, und Renaud 1991; Gmür 1992; PACER 1993; Tannò 1996; Ribi, Strupp, und Perch Nielsen 2020)).

| Nennleistung | Gesamtkosten | Kosten pro kW |
|--------------|--------------|---------------|
| 2 kW | 60'000.- | 30'000.- |
| 10 kW | 150'000.- | 15'000.- |
| 20 kW | 200'000.- | 10'000.- |

Windkraft

Als Richtwerte für die Kosten von Kleinstwindanlagen (ca. 1 – 30 kW Nennleistung) werden typischerweise 3'500 – 10'000.- pro kW Nennleistung angegeben.²⁴ Für erste Wirtschaftlichkeitsüberlegungen kann also ein Durchschnittswert von 7000.- pro kW angesetzt werden. Die Kosten sind jedoch stark abhängig vom ausgewählten Produkt, vom Standort, von der Höhe und Ausführung des Mastes, usw. Zudem sind die resultierenden Stromgestehungskosten bei der Kleinwindkraft sehr stark vom Windangebot abhängig.

²⁴ Siehe z.B. <https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/erneuerbare-energien/kleine-windenergieanlagen-stromerzeugung-in-eigener-hand-10857>

5.2 UNTERHALTSKOSTEN UND LEBENSDAUER DER SYSTEME

Für erste Kostenabschätzungen können für die Unterhaltskosten und die Lebensdauer der Systeme die Werte in der folgenden Tabelle angenommen werden. Die Unterhaltskosten beinhalten auch den Austausch von Komponenten, welche typischerweise eine geringere Lebensdauer als das Gesamtsystem aufweisen.

Tabelle 15: Grobe Richtwerte für die Unterhaltskosten der verschiedenen Energiesysteme. Die Alterung/Lebensdauer von Batterien oder auch von Verschleisssteilen bei Wasserturbinen, Windkraftanlagen oder Motoraggregaten hängt stark von der Zyklenzahl bzw. der Nutzungsdauer ab. In der Realität können die Werte also teilweise stark von den angegebenen Richtwerten abweichen.

| Technologie | Unterhaltskosten pro Jahr (bezogen auf Investitionssumme) | Erwartete Lebensdauer (Jahre) |
|---|--|----------------------------------|
| Batteriespeicher (Blei-Säure / Li-Ionen / Salz / Salzwasser) | 1 % | 10 / 15 / 15 / 15 |
| Solarstrom | 1 % | 30 |
| Solarwärme | 0.5 % | 30 |
| Wasserkraft | 3 % | 40 |
| Windkraft | 1.5 % | 15 |
| Verbrennungsmotoraggregat | 3 % | 20 |

5.3 JAHRESKOSTENBERECHNUNG AM BEISPIEL EINES ALPBETRIEBS

Am Beispiel eines fiktiven Alpbetriebs wird hier die Ermittlung der jährlich anfallenden Kosten für eine hauptsächlich auf Solarstrom basierende Stromversorgung dargestellt. Es wird eine Käsealp mit 40 Milchkühen betrachtet mit einem täglichen Strombedarf von 21,5 kWh entsprechend dem Verbrauchsprofil aus Abbildung 16, einer Saisondauer von 100 Tagen, und welche sich am Standort Älggialp befindet.

Die PV&Batterie-Anlage wird so dimensioniert, dass sie 80 % der elektrischen Energie liefert, während die restlichen 20 % durch ein konventionelles Dieselaggregat bereitgestellt werden. Entsprechend den Simulationsresultaten aus Abbildung 23 kann dies mit einer PV-Anlage mit 6 kWp Nennleistung und einem Batteriespeicher mit einer Autonomiezeit von einem Tag, also einer nutzbaren Kapazität von 21,5 kWh, erreicht werden. Die entsprechenden Kosten sind in Tabelle 16 zusammengefasst. Zum Vergleich wurden auch die Jahreskosten für den Fall einer rein fossilen Stromversorgung über ein Dieselaggregat berechnet. Für die Investitionskosten, die Lebensdauern der Systeme und die Unterhaltskosten wurden die Richtwerte aus den vorangehenden Abschnitten angesetzt, wobei zusätzlich ungefähre Investitionskosten für die Dieselaggregate eingesetzt wurden. Die Annuitäten entsprechen der Tilgung und Verzinsung eines Annuitätendarlehens, mit welchem die Anlage in diesem Beispiel finanziert wird, berechnet mit einem fixen Zinssatz von 1,5 %.²⁵ Beim Dieselaggregat enthalten die Betriebskosten neben den Unterhaltskosten auch die Treibstoffkosten, welche hier mit 1.01 CHF pro kWh gerechnet wurden.

In diesem Beispiel sind die Jahreskosten für die PV-basierte Stromversorgung 1'645 CHF höher als bei der Stromversorgung ausschliesslich mit Diesel. Für diesen Aufpreis wird jedoch der Dieserverbrauch um 80 % reduziert, in diesem Beispiel von rund 1'500 Liter auf rund 300 Liter pro Jahr.

²⁵ Die jährlich konstante Ratenzahlung (Annuität) R bei einem Annuitätendarlehen berechnet sich als $R = K \cdot \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1}$, mit der Kreditsumme K , der Laufzeit n und dem Zinssatz i .

Bei der Berechnung wurden mögliche finanzielle Förderbeiträge nicht berücksichtigt. Im vorliegenden Beispiel könnte für die PV-Anlage eine Einmalvergütung in der Höhe von 2'980 CHF beantragt werden (siehe Abschnitt 6.1.2), wodurch die Jahreskosten um rund 150 CHF reduziert würden.

Tabelle 16: Beispiel einer Jahreskostenrechnung für die Stromversorgung einer Käsealp.

| | Lebensdauer [Jahre] | Unterhaltskos- ten [%/Jahr] | Investitions- kosten [CHF] | Jahreskosten [CHF/Jahr] | | |
|---|------------------------|--------------------------------|-------------------------------|-----------------------------------|---------------------|--------------|
| | | | | Annuität (Tilgung plus Zinsen) | Betriebs- kosten | insgesamt |
| PV&Batterie-Anlage (80 % Deckungsgrad) plus Dieselaggregat | | | | | | |
| Blei-Säure-Batterien (Nennkapazität 36 kWh, nutzbar 21.5 kWh) | 10 | 1 % | 23'650 | 2'564 | 237 | 2801 |
| PV-Anlage (6 kWp) | 30 | 1 % | 16'800 | 700 | 168 | 868 |
| Dieselaggregat (2.5 kW) | 20 | 3 % | 3'250 | 189 | 532 | 721 |
| Total | | | 43'700 | 3'453 | 936 | 4'390 |
| | | | | | | |
| Stromversorgung nur mit Dieselaggregat | | | | | | |
| Dieselaggregat (5 kW) | 20 | 3 % | 6'500 | 379 | 2'367 | 2'745 |

6 FINANZIELLE FÖRDERUNG

6.1.1 Förderung für erneuerbare Energien

Die finanziellen Fördermöglichkeiten für erneuerbare Energieanlagen sind vielfältig, jedoch regional unterschiedlich und unterlaufen auch häufig Änderungen. Die für eine bestimmte Gemeinde verfügbaren Energieförderprogramme sind via die Internetseite www.energiefranken.ch abrufbar.

Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien profitieren bei diversen Banken von vergünstigten Sonderkrediten.

In den meisten Kantonen sind Investitionskosten in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien steuerlich abzugsfähig.

Die aktuellen technologiespezifischen Fördermöglichkeiten sind in den folgenden Abschnitten grob zusammengefasst.

6.1.2 Solarenergie

Informationen zur aktuellen Fördersituation von Solarstrom und Solarwärme sind über die Seite des Branchenverbandes Swissolar zugänglich (www.swissolar.ch/fuerbauherren/foerderung). In den folgenden Abschnitten werden die wichtigsten Punkte zusammengefasst.

Photovoltaik

Auf Bundesebene werden PV-Anlagen mit einer Leistung von mindestens 2 kWp (also ca. > 11 m²) mit einer Einmalvergütung gefördert. Dies gilt auch für Inselanlagen. Mobile PV-Anlagen werden in diesem Rahmen nicht gefördert. Die Fördersätze und Bedingungen sind in der Energieförderungsverordnung (EnFV) geregelt.^{26, 27} Für angebaute oder freistehende Anlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kWp beträgt der Investitionsbeitrag aktuell 700 CHF + 380 CHF/kWp. Für integrierte Anlagen beträgt er 770 CHF + 420 CHF/kWp. Für grössere Anlagen ist die Förderung etwas geringer. Weitere Informationen sowie ein Online-Rechner zur Bestimmung der aktuellen Förderung finden sich auf www.pronovo.ch.

Zusätzlich fördern einige Kantone und Gemeinden Photovoltaikanlagen. In den Kantonen Thurgau und Waadt werden auch Batteriespeicher gefördert.

Solarwärme

Die Erstellung solarthermischer Anlagen wird von den meisten Kantonen und vielen Gemeinden finanziell gefördert. Die Richtlinien für die kantonale Förderung sind im Harmonisierten Fördermodell (HFM) der Kantone (Siegrist und Kessler 2016) definiert. Aktuelle Förderbeiträge für solarthermische Anlagen in den verschiedenen Kantonen können mit dem „Fördergeldrechner“ (<http://kolllektorliste.ch>) bestimmt werden. Der Minimalfördersatz nach HFM 2015 liegt bei 1'200 CHF Grundbeitrag zuzüglich 500 CHF pro kW installierter thermischer Kollektornennleistung. Ein typischer thermischer Flachkollektor hat eine Nennleistung von 470 W/m². Gefördert werden Anlagen ab einer Nennleistung von 2 kW (entspricht ca. 4,3 m²).

²⁶ Energieförderungsverordnung (EnFV) 730.03, <https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/20162947/index.html>.

²⁷ Richtlinie zur Energieförderungsverordnung (EnFV) Photovoltaik, <https://pronovo.ch/download/richtlinie-zur-energiefoerderungsverordnung-photovoltaik/?wpdmdl=9718&refresh=5eab241f780291588274207>

6.1.3 Wasserkraft

Teilweise sprechen Kantone und Gemeinden Subventionen für Kleinwasserkraftanlagen (z.B. im Bereich der Denkmalpflege). Die verantwortlichen Behörden sind direkt zu konsultieren.

Für Grobanalysen²⁸ von Kleinwasserkraft-Projekten kann vom Bundesamt für Energie eine finanzielle Unterstützung beantragt werden. Ein entsprechender Unterstützungsantrag ist an die vom BFE beauftragte Firma SKAT Consulting AG zu stellen. Der Aufwand der Analyse muss mindestens 5'000 CHF betragen. Der Unterstützungsbeitrag beträgt maximal 2'000 CHF.

Schliesslich gewährt der Bund für bestimmte Wasserkraftanlagen einen Investitionsbeitrag. Weitere Informationen enthält die entsprechende Informationsseite des BFE.²⁹ Konkrete Fragen in Zusammenhang mit Investitionsbeiträgen für inselbetriebene Wasserkraftanlagen können direkt ans BFE gerichtet werden: IB-WK@bfe.admin.ch.

6.1.4 Windenergie

Subventionen von Kleinwindkraftanlagen durch den Kanton oder die Gemeinde sind möglich. Die verantwortlichen Stellen sind direkt zu konsultieren.

6.1.5 Weitere Möglichkeiten für die finanzielle Unterstützung

Es bestehen diverse weitere Möglichkeiten und Anlaufstellen für die finanzielle Unterstützung von Energieprojekten, insbesondere auch für Projekte im ländlichen Raum und im Berggebiet, so unter anderem die folgenden:

- Strukturverbesserung: Bund und Kantone fördern Infrastrukturprojekte im ländlichen Raum, wozu auch Energieversorgungsanlagen gehören, durch Investitionsbeiträge und Investitionskredite. Um diese Möglichkeiten abzuklären, empfiehlt es sich, direkt die entsprechende kantonale Behörde zu kontaktieren, <https://www.suissemelio.ch/de/uber-uns/kontaktstellen>.
- Kommunale Beiträge: Auch Gemeinden leisten teilweise finanzielle Unterstützung für Alp-Infrastrukturprojekte.
- Schweizer Berghilfe www.berghilfe.ch
- Schweizer Patenschaft für Berggemeinden <https://patenschaftberggemeinden.ch>
- Coop Patenschaft für die Berggebiete <https://www.coopatenschaft.ch>
- Lotteriefonds: in der Westschweiz die Loterie Romande www.entraide.ch, sowie in der Deutschschweiz die kantonalen Lotteriefonds - www.swisslos.ch/de/informationen/guterezweck/kantonale-fonds/funktion-und-adressen.html
- Pro Montagna Stiftung mit Sitz in Glarus
- Die Stiftung "Basler Zeitung hilft Not lindern" mit ihrer jährlichen "Aktion für Berggebiete", <https://www.bazonline.ch/basler-zeitung-hilft-not-lindern-632492690019>
- Energie plus!, Vereinigung zur Förderung umweltfreundlicher Energien, www.energieplus.ch
- Diverse weitere regional aktive Stiftungen

²⁸ Eine Grobanalyse ist eine erste grobe Untersuchung mit anschliessender Beurteilung von Kleinwasserkraft-Projekten. Ziel ist die Identifikation, das Initiieren und Beschleunigen von Projekten. Neuanlagen, Erneuerungen, Erweiterungen und Altanlagen mit Problemen werden grob technisch und wirtschaftlich beurteilt. Dazu gehören z.B. Standortidentifikation, Projektideen, Eckdaten, Kosten. In einer Grobanalyse soll die optimale Nutzung vorhandener Energiepotenziale untersucht werden. Eine Grobanalyse ist eine Dienstleistung an den Bauherrn, welche Beratung bezüglich Projektierung, Behördenkontakt, Bewilligungsverfahren etc. umfasst. Dem Besuch vor Ort wird viel Wichtigkeit beigemessen. Zentrales Ergebnis ist eine Empfehlung zur Weiterführung oder zur Aufgabe des Projekts.

²⁹ BFE Investitionsbeiträge Wasserkraft, <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/investitionsbeitraege-wasserkraft.html>

7 WEITERFÜHRENDE INFORMATIONSQUELLEN UND ANLAUFSTELLEN

Die nachfolgende Liste enthält, als Ergänzung zu den Literaturhinweisen der vorangehenden Kapitel, Hinweise zu weiteren Informationsquellen und Anlaufstellen.

Erneuerbare Energien in der Landwirtschaft

- AGRIDEA, landwirtschaftliche Beratungszentrale der kantonalen Fachstellen (insbesondere Datenblätter zu erneuerbaren Energien), www.agridea.ch
- Landwirtschaftliche Energieberatung des Vereins AgroCleanTech, www.agrocleantech.ch/de/fuer-landwirte/energieberatung.html

Solarenergie

- Informationsportal von EnergieSchweiz, www.energieschweiz.ch/meine-solaranlage
- Swissolar Schweizerischer Fachverband für Sonnenenergie, www.swissolar.ch

Wasserkraft

- Informationsportal von EnergieSchweiz, www.energieschweiz.ch/erneuerbare-energien/wasserkraft
- Swiss Small Hydro, Schweizer Verband der Kleinwasserkraft vertritt die Interessen von Betreibern von Kleinwasserkraftwerken. Auf der Seite www.swissmallhydro.ch wird viel weiterführende Literatur zur Verfügung gestellt, zudem auch ein digitaler Marktführer mit Karten- und Suchfunktion.
- Weitere Informationen zur Kleinwasserkraftnutzung werden vom Bundesamt für Energie zur Verfügung gestellt unter www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/erneuerbare-energien/wasserkraft/kleinwasserkraft.html
- InfraWatt, Verein für die Energienutzung aus Abwasser, Abfall, Abwärme und Trinkwasser, unterstützt unter anderem Betreiber von Wasserversorgungen bei der Ermittlung und Realisierung von wirtschaftlichen Energiepotenzialen, www.infrawatt.ch

Windenergie

- Informationsportal von EnergieSchweiz, www.energieschweiz.ch/erneuerbare-energien/windenergie
- Suisse-Eole, Schweizerische Vereinigung zur Förderung der Windenergie in der Schweiz, www.suisse-eole.ch
- Die Seite www.klein-windkraftanlagen.com sowie der Wegweiser Kleinwindkraft von Patrick Jüttemann (Jüttemann 2020) liefern viele praktische Informationen und Anlagenbeispiele.

8.1 MOBILE SOLARSTROMANLAGE ALP LUNGNER SEEFELD

Standort

Die Alp Lungener Seefeld befindet sich im Klein Melchtal im Kanton Obwalden. Sie besteht aus der Voralp Hüttischbach und der Alp Seefeld, mit jeweils einem eigenen Alpgebäude. Es werden 25 Milchkühe gesömmert, welche täglich 200 – 300 Liter Milch geben, woraus täglich 20 – 30 kg Obwaldner Alpkäse produziert werden, im Juni und September auf der Voralp, im Juli und August auf der Hochalp. Die Alp wird von einer kleinen Sennenfamilie bewirtschaftet.

Energiebedarf

Gekäst wird traditionell auf dem offenen Feuer. Holz wird ebenso verwendet zur Erwärmung von Warmwasser für die Reinigung und Sterilisierung des Käsematerials und wenn nötig zur Beheizung der Wohnräume. Pro Saison werden 8 – 10 Ster Holz (Laub- und Tannenholz) benötigt.

Das Warmwasser für den Haushalt wird mit einem Gas-Durchlauferhitzer erzeugt. Gas wird auch für den Betrieb des Kühlschranks verwendet. Pro Saison werden 130 kg Flüssiggas eingesetzt.

Elektrischer Strom wird benötigt für den Betrieb der Eimermelkmaschine mit einer Leistung von 750 Watt, des Käserührwerks (rund 50 Watt), sowie für Licht und kleine Haushaltgeräte. Der tägliche Stromverbrauch liegt im Bereich von 5 – 10 kWh.

Stromversorgung durch mobile Photovoltaik-Anlage und Stromspeicher

Früher erfolgte die Stromversorgung der Alp hauptsächlich mit einem Dieselgenerator. Eine kleine DC-Solaranlage lieferte Strom für Licht und für das Käserührwerk. Es wurden pro Saison 400 – 500 Liter Diesel für die Stromerzeugung benötigt. Seit zwei Jahren erfolgt die Stromversorgung nun zum Grossteil durch Solarstrom. Die Anlage besteht aus 20 PV-Modulen mit einer Peakleistung von insgesamt 5,9 kWp. Der Strom wird gespeichert in einer Salzatterie (Natrium-Nickelchlorid Batterie) mit einer Nennkapazität von 18 kWh (nutzbare Kapazität 85 % ~ 15,3 kWh), was eine Autarkie von 2 – 3 Tagen ergibt. Die PV-Anlage ist im vorliegenden Fall sehr grosszügig dimensioniert. Die Leistung des Wechselrichters beträgt 3,6 kW. Diese Anlage liefert nun rund 90 % der elektrischen Energie. Das bedeutet, es werden pro Saison nur mehr etwa 50 Liter Diesel zur Überbrückung von Schlechtwetterphasen benötigt.

Die PV-Anlage wie auch der Stromspeicher sind als mobile Komponenten ausgeführt. Sie können so sowohl auf der Voralp wie auch auf der Alp eingesetzt werden. Ausserhalb der Alpsaison wird die Anlage zudem beim Hauptbetrieb im Tal als netzgekoppelte Anlage genutzt, wodurch die Amortisationszeit deutlich reduziert werden kann.



Abbildung 46: Algebäude auf der Voralp Hüttschisbach mit mobiler PV-Anlage. Bilder: Camille Decrey (camilledecrey.ch)



Abbildung 47: Anhänger in dem sich der Stromspeicher befindet (links) und Blick in den Anhänger (rechts). Der Stromspeicher stammt von der Firma Innovenergy.

8.2 MOBILE SOLARSTROMANLAGE ALP ORTSCHAUBEN

Standort und Energiebedarf

Die Alp Ortschauben befindet sich im Gebiet Gurnigel im Kanton Freiburg. Neben der Sömmerung von 6 Kühen und 47 Rindern wird auch ein kleiner Restaurantbetrieb geführt. Die Alpsaison dauert dreieinhalb Monate. Der tägliche elektrische Energiebedarf beträgt 10 – 15 kWh.

Stromversorgung durch mobile Solarstromanlage mit Batteriespeicher

Das Kernstück der Stromversorgung bildet ein Anhänger, in welchem der Stromspeicher untergebracht ist und an dem gleichzeitig eine PV-Anlage befestigt ist. Der Stromspeicher besteht aus Lithium-Eisenphosphat-Batterien und hat eine Nennkapazität von 12 kWh. Die Wechselrichterleistung beträgt 3 kW. Auf beiden Seiten des Anhängers sind je 4 bifaziale PV-Module aufklappbar montiert. Das Dach des Anhängers ist mit weiteren 4 Modulen belegt. Damit ergibt sich eine PV-Nennleistung von 3,6 kWp.³⁰

Mit der mobilen PV- und Batterie-Anlage kann der Strombedarf praktisch vollständig gedeckt werden. Als Backup steht ein Benzin-Aggregat zur Verfügung. Die Ersparnis beträgt pro Alpsommer (3,5 Monate) zwischen 4'500.- bis 5'000.-. Ausserhalb der Alpsaison kann der Anhänger für andere Zwecke eingesetzt werden.



Abbildung 48: Blick auf die Alp Ortschauben mit dem Anhänger mit Batteriespeicher und PV-Anlage. Der Anhänger stammt von der Firma Clevertrailer. Bild: Hans Grünig.

³⁰ Mit bifazialen Modulen kann, je nach Montageart und Umgebungsbedingungen, bei gleicher Nennleistung ein höherer Energieertrag erreicht werden.

8.3 WASSERKRAFT UND SOLARSTROM AUF DER RINDERALP MUNTATSCH

Standort

Hoch über Samedan im Engadin liegt auf 2'200 m ü. M. die Alp Muntatsch. Hier werden während etwas mehr als drei Monaten pro Jahr rund 200 Rinder gesömmert. Es wird zudem eine kleine Buvette zur Bewirtung von Tagesgästen betrieben.

Energiebedarf

Wärme wird benötigt zur täglichen Beheizung der Wohnräume, zudem für die Warmwasserbereitung und zum Kochen. Gekocht wird mit Holz auf einem Holzherd sowie teilweise mit Flüssiggas. Warmwasser für die Küche wird über ein Warmwasserschiff im Holzherd erwärmt. Warmwasser zum Duschen wird über einen Gas-Durchlauferhitzer bereitgestellt. Ebenfalls mit dem Holzherd sowie mit Zimmer-Holzöfen werden die Räume beheizt. Pro Saison werden 5 – 6 Ster Holz und 66 kg Flüssiggas eingesetzt.

Strom wird benötigt für Licht, Kühlschrank, Tiefkühltruhe, Mikrowelle, weitere Kleingeräte, Kleiderwaschmaschine und eine Melkmaschine (2,4 kW während täglich zwei Mal 10 – 15 Minuten) zum Melken von zwei Milchkühen. Der tägliche Stromverbrauch liegt im Bereich von 2 – 3 kWh.

Stromversorgung durch Wasserkraft und Solarstrom

Die Stromproduktion erfolgt hauptsächlich mit einer kleinen Pelton turbine, welche direkt in den Brunnenzulauf eingebaut ist. Auf diese Weise wurde hier eine sehr kostengünstige Lösung für die Wasserkraftnutzung gefunden. Die Turbine liefert konstant ca. 120 Watt (2,4 kWh pro Tag). Dazu kommen zwei PV-Module mit zusammen 120 Wp Spitzenleistung (rund 0,5 kWh pro Tag). Der Strom wird in 4 Blei-Gel-Batterien zwischengespeichert. Deren Nennkapazität beträgt insgesamt 11,8 kWh, was einer nutzbaren Kapazität (60 %) von rund 7 kWh und damit einer Autarkie von 2-3 Tagen entspricht. Der Wechselrichter hat eine Leistung von 2,4 kW. Für den sporadischen Betrieb der Waschmaschine und zur Überbrückung von Schlechtwetterphasen wird ein Diesel-Aggregat eingesetzt. Pro Saison werden dafür rund 50 Liter Diesel benötigt. Es stammen also etwa 80 % des Stroms aus Wasserkraft und Solarenergie.



Abbildung 49: Algebäude auf der Alp Muntatsch. Bilder: Camille Decrey (camilledecrey.ch).



Abbildung 50: Eingang mit PV-Modulen (oben links), Batterie- und Elektrochränke (oben rechts), Peltonturbine mit Generator auf Was-
sertrog mit Abdeckgehäuse (unten links) sowie ohne Abdeckgehäuse (unten rechts) und Blick in Turbine (unten rechts Einschub).

8.4 SOLARWÄRME, SOLARSTROM UND WASSERKRAFT IN DER ES-CHA HÜTTE

Standort

Die Es-Cha-Hütte der SAC-Sektion Bernina liegt im Engadin oberhalb von Madulain am Südfuss des Piz Kesch auf 2'594 m ü. M. Sie verfügt über rund 50 Übernachtungsplätze für Wanderer und Berggänger. Die Hütte ist in der Regel während zwei Monaten im Winter (Mitte Februar bis Mitte April) und 4 Monaten im Sommer (Mitte Juni bis Mitte Oktober) bewartet. Vor allem in der Sommersaison werden auch viele Tagesgäste bewirtet. 2019 – 2020 wurde die Hütte erweitert und saniert, wobei insbesondere auch die Energieversorgung komplett erneuert wurde. Die Versorgung mit Material, Nahrungsmitteln und Brennstoffen, sowie die Entsorgung von Abfällen erfolgt vollumfänglich per Helikopter.

Energiebedarf

Gekocht wird mit einem Holz- und einem Gasherd. Warmwasser für Küche, Waschmaschine, Reinigungszwecke und Duschen wird mit Solarwärme und über ein Wärmeregister im Holzherd bereitgestellt. Die Beheizung der Aufenthaltsräume erfolgt dezentral mit Holz über den Holzherd und über einen Schwedenofen. Ein Teil der Räume (Trocknungsraum, Waschräume und Hüttenpersonalräume) wird über Konvektoren mit Wärme aus dem zentralen Wärmespeicher (vor allem Solarwärme) temperiert. Neben der Solarwärme (ca. 7'500 kWh während der bewarteten und 2000 kWh während der unbewarteten Zeit) werden pro Jahr ca. 10 Ster Nadelholz (rund 10'000 kWh Nutzwärme) und ca. 280 kg Flüssiggas (ca. 2'900 kWh Nutzwärme) verbraucht.

Der tägliche Stromverbrauch liegt im Bereich von 12 kWh (ausserhalb der bewarteten Zeit bei etwa 3,5 kWh). Rund die Hälfte des Stroms wird verwendet für Küchen- und Hausaltgeräte (Geschirrspüler, Waschmaschine, Tiefkühler, Kühlschrank, Staubsauger und kleinere Geräte), 30 % des Stromverbrauchs fällt auf die Haustechnik (Toilettenanlage, Lüftung, Umwälzpumpen, Heizungssteuerung, Wechselrichter), 10 % auf Licht und 10 % auf Computer und Telefonanlage.

Lokal erzeugte erneuerbare Wärme und Strom

Bereits vor der Sanierung verfügte die Hütte über eine kleine Pelton-Wasserturbine mit rund 50 Watt Dauerleistung (1,2 kWh pro Tag). Neu wurde eine PV-Anlage mit 4 kWp installiert, sowie ein neuer Stromspeicher mit Blei-Säure-Batterien mit einer Nennkapazität (C_{10h}) von insgesamt 35,4 kWh (nutzbare Kapazität 60 %, d.h. 21,2 kWh) installiert. Die Autarkie liegt damit im Bereich von 2 Tagen. Die Stromversorgung basiert also zu 100 % auf lokaler erneuerbarer Energie.

Für die Warmwassererzeugung und Heizungsunterstützung wurde eine Solarwärmeanlage mit 21 m² Kollektorfläche installiert. Die Solarwärme wird in einem 2000 Liter - Speicher zwischengespeichert. Dieser kann auch über das Wärmeregister des Holzherds beheizt werden. Mit der Wärme aus dem Speicher wird über einen internen Wellrohrwärmetauscher Frischwasser erwärmt. Zudem versorgt der Speicher die oben erwähnten Konvektoren zur Beheizung/Temperierung von Räumen. Über die gesamte bewartete Zeit liefert die thermische Solaranlage rund 7'500 kWh Nutzwärme (davon ca. 5'300 kWh für die Warmwassererwärmung), was einer Einsparung von ca. 7,5 Ster Nadelholz und den damit verbundenen Transportkosten und Emissionen entspricht. Einen zusätzlichen Vorteil bringt die Solarwärmeanlage dadurch, dass die Räume auch während der unbewarteten Zeit leicht beheizt werden können. Der Grossteil der Nutzwärme (rund 85 %) stammt also mit Holz und Solarwärme aus erneuerbaren Energien. Nicht erneuerbar bleiben der Anteil Gas, sowie, hier nicht miteingerechnet, der Treibstoffbedarf für den Herantransport von Holz und Gas.



Abbildung 51: Blick von Westen auf die Es-Cha Hütte mit dem neuen Anbau. Zu sehen sind auf dem Dach die integrierte Solarwärmanlage (links) und die integrierte 3,6 kWp PV-Anlage. Ein weiteres PV-Modul mit 0,4 kWp ist auf einer Stange und mit steilem Neigungswinkel montiert. Dieses garantiert die minimal nötigen Stromerträge auch bei schneebedeckter Dachanlage. Bilder: Camille Decrey (camilledecrey.ch).



Abbildung 52: Stromspeicher und Wechselrichter (oben links), Wärmespeicher (oben rechts), Blick ins Turbinenhäuschen (unten links) und Blick in die Küche (unten rechts).

8.5 WASSERKRAFT AUF DER SCHWARZWALDALP

Standort

Die Schwarzwaldalp liegt im Rychenbachtal im Berner-Oberland auf 1'450 m ü. M. Auf der Alp befindet sich ein voll ausgestattetes Hotel-Restaurant mit stark frequentiertem Tagesbetrieb und 58 Betten. Mit Ausnahme kurzer Betriebsferien zwischen den Sommer- und den Wintersaisons ist der Betrieb ganzjährig geöffnet. Auf der Alp befinden sich im Weiteren ein Alpbetrieb mit Milchkühen und Rindern (33 Normalstösse) mit eigener Sennerei in der jährlich 3,7 Tonnen Alpkäse produziert werden, sowie ein Wohnhaus.

Stromversorgung durch Kleinwasserkraft

Die ganze Alp wird mit Strom aus der eigenen Wasserkraftanlage versorgt. Diese hat eine Dauerleistung von 32 kW. Im Winter und im Frühjahr können gewisse Probleme durch Schneematsch und Eis entstehen, wodurch der Wasserzufluss und damit die Stromproduktion teilweise unterbrochen wird. So braucht etwa der Hotelbetrieb für die Überbrückung solcher Phasen pro Jahr rund 1000 Liter Diesel zur Stromerzeugung mit einem Notstromaggregat. Abgesehen davon ist die Alp sehr grosszügig mit Strom versorgt, und es liegt häufig sogar ein grosser Stromüberschuss vor. Die Kleinwasserkraft liefert hier im Inselbetrieb sehr gute Dienste. Aus der Sicht der Betreiber wäre ein Anschluss ans öffentliche Stromnetz dennoch wünschenswert, um Stromunterbrüche überbrücken und Überschüsse anderswo nutzbar machen zu können.



Abbildung 53: Blick auf das Hotel-Restaurant Schwarzwaldalp sowie die übrigen Alp- und Wohngebäude. Bildquelle: SRF myschool.



Abbildung 54: Pelton-turbine angetrieben durch Wasser aus dem Pfannibach und Generator mit 32 kW elektrischer Leistung.

Bildquelle: SRF myschool.

8.6 SOLARSTROM UND SOLARWÄRME IM RESTAURANT ÄLPLIBAHN

Das Restaurant befindet sich bei der Bergstation der Älplibahn Malans. Es werden hier von Mitte Mai bis Mitte November einfache warme und kalte Speisen und Getränke angeboten.

Im Jahr 2016 wurden eine neue Solarwärme- und eine neue PV-Anlage installiert. Die 10 m² Solarwärmekollektoren liefern einen Grossteil der Wärme für das Warmwasser. Strom wird insbesondere benötigt für Kühlschränke, Wärmeschrank für Geschirr, Warmwasserboiler ergänzend zur Solarwärme und Infrarot-Deckenheizung. Die 10 kWp Photovoltaikanlage in Kombination mit einem Lithium-Ionen-Stromspeicher mit 55 kWh Nennkapazität liefert pro Saison rund 6'200 kWh Strom und deckt damit knapp die Hälfte des Strombedarfs. Die restlichen rund 7'000 kWh werden mit einem Aggregat unter Verwendung von etwa 2'000 Liter Diesel generiert.³¹



Abbildung 55: Bergrestaurant Älplibahn mit PV-Anlagen auf beide Dächer verteilt, sowie Solarwärmeanlage, steiler aufgeständert auf dem Hauptgebäude. Bildquelle: Franz Egger.

³¹ Die Zahlen beziehen sich auf das Jahr 2019.

8.7 SOLARWÄRME UND SOLARSTROM AUF DER ALP REVI

Die Alp Revi liegt zuhinterst im Calancatal im Kanton Graubünden auf 1'800 m ü. M. Es handelt sich um eine Mutterkuhalp auf der von Mitte Juni bis Mitte September 77 Grossvieheinheiten gesömmert werden.

Ein grosser Teil des Wärmebedarfs (Kochen, Heizen, Warmwasser) wird mit pro Saison 10 Ster Holz und 80 kg Gas gedeckt. Die Alp verfügt jedoch auch über eine Solarwärmeanlage mit 4 m² Kollektorfläche. An schönen Tagen liefert diese die Wärme für das Duschwasser sowie für ein bis zwei Waschgänge der Kleiderwaschmaschine, welche direkt an den Warmwasserspeicher angeschlossen ist.

Die elektrische Energie (Grössenordnung 1 kWh pro Tag) liefert ein 160 Wp PV-Panel mit zwei 6 V - Batterien und einem 1,1 kW Wechselrichter. Die Verbraucher sind eine Satellitentelefonanlage (50 W), welche nur punktuell eingeschaltet wird, die Kleiderwaschmaschine (300 W), 7 LED-Leuchtmittel, welche sparsam eingesetzt werden sowie Mobiltelefone und Laptop mit kurzen Betriebszeiten. Durch eine geplante Verdoppelung der PV-Leistung soll die Stromverfügbarkeit noch etwas verbessert werden.



Abbildung 56: Blick auf das Alpgebäude der Alp Revi mit Solarwärme- und PV-Anlage. Bild: Irene Blum (blumirene.ch).

8.8 SOLARSTROM UND SOLARWÄRME BEIM LANDGASTHOF "LES FOUCHIES"

Der Gasthof "Les Fouchies" befindet sich in der Gemeinde Courtételle im Kanton Jura. Er ist abgesehen von Betriebsferien ganzjährig geöffnet. Trotz unmittelbarer Nähe zu einer Hochspannungsleitung ist der Betrieb nicht ans öffentliche Stromnetz angeschlossen.

Die Stromversorgung basiert auf einer 7,1 kWp PV-Anlage (verteilt auf zwei Dächer) und einem Blei-Säure-Stromspeicher mit einer Nennkapazität von 120 kWh (nutzbare Kapazität ca. 60 %, d.h. 72 kWh). Vom jährlichen Stromverbrauch von etwa 4'000 kWh werden rund drei Viertel von der PV-Anlage geliefert. Den Rest liefert ein Diesel-Generator unter Einsatz von etwa 600 Liter Diesel pro Jahr.

Solarenergie wird auch zur Wärmeerzeugung genutzt. Eine 7,5 m² Kollektoranlage mit einem 500 Liter Wärmespeicher deckt einen Teil des Energiebedarfs für das Warmwasser. Die restliche Wärme für das Warmwasser sowie die Wärme zur Gebäudeheizung wird mit Holz bereitgestellt. Zum Kochen wird neben Holz auch Gas eingesetzt.



Abbildung 57: Landgasthof "Les Fouchies". Links PV-Anlage auf dem Stallgebäude. Rechts PV- und Solarwärmeeinrichtungen auf dem Hauptgebäude, in dem sich das Restaurant befindet. Bilder: Jean-Paul Donzé.

8.9 WINDKRAFT UND SOLARENERGIE AUF DER LÖTSCHENPASSHÜTTE

Auf dem Lötschenpass an der Grenze zwischen Wallis und Berner Oberland liegt auf 2'690 m ü. M. die Lötschenpasshütte. Sie wurde 2007/08 umgebaut und erweitert und wurde zur ersten alpinen Unterkunft mit Minergie Standard. Die Hütte empfängt während sieben Monaten im Jahr (Februar bis Mitte April und Mitte Juni bis Ende Oktober) Tages- und Übernachtungsgäste (80 Betten).

Die Wärmeversorgung der Hütte (Heizen, Kochen, Warmwasser und Heisswasser für Getränke) wird mit Solarwärme (25 m² Kollektorfläche) und Holz (Holzherd mit Wärmetauschereinsatz und Schwedenofen) und zu einem kleinen Teil mit Gas (ausschliesslich zum Kochen und Backen) sichergestellt. Das System verfügt über Wärmespeicher mit einem Volumen von 4'000 Litern. Die Solarwärmanlage liefert pro Jahr ca. 10'000 kWh Nutzwärme, was rund 10 Ster Holz entspricht. Der Holzverbrauch beträgt ca. 9 Ster (ca. 9'000 kWh Nutzenergie). Der Gasverbrauch beläuft sich auf ca. 270 kg (2'800 kWh). Damit stammen fast 90 % der Nutzwärme aus erneuerbaren Energien.

Die Hütte ist für eine Berghütte komfortabel ausgestattet (Bodenheizung im Erdgeschoss und Radiatorenheizung in den Privaträumen) und hat während der bewarteten Zeit einen täglichen Stromverbrauch von rund 16 kWh. Die Stromversorgung basiert auf einer PV-Anlage mit total 3,5 kWp (Fassade und Dach) und zwei Kleinwindkraftanlagen (Nennleistung 2 kW und 3,5 kW). Der elektrische Stromspeicher mit Blei-Säure-Batterien hat eine Nennkapazität von 62 kWh (nutzbare Kapazität 60 % ~ 37,5 kWh). Übers Jahr gesehen stammen ca. 65 % der elektrischen Energie von der PV-Anlage (3'900 kWh) und ca. 35 % von den beiden Windanlagen (2'000 kWh). Im Winter ist das Verhältnis ca. 50/50, weil dann das Windaufkommen grösser ist. Der Überschuss der PV- und Windanlagen wird zur Unterstützung der Wärmeherzeugung genutzt. Zur Überbrückung von Phasen mit Energieknappheit wird ein kleiner Teil der elektrischen Energie (< 5 %) mit einem Diesel-Generator erzeugt, mit jährlichem Verbrauch von ca. 50 Liter.



Abbildung 58: Lötschenpasshütte, im Hintergrund ist eine der beiden Windanlagen zu sehen. Bild: Martin Märki.



Abbildung 59: Zweite Windanlage (seit 2017 in Betrieb) mit der Hütte im Hintergrund. Bild: Martin Märki.

8.10 HINWEISE AUF WEITERE ANLAGEBEISPIELE

Weitere Beispiele von Kleinstwasserkraftwerken bzw. Picokraftwerken sind zu finden in (Bölly u. a. 2020) und (Tannò 1996).

Zusätzliche Beispiele von Kleinwindenergieanlagen enthält eine interaktive Karte mit Standortinformationen und teilweise Ertragsangaben, die vom Bundesamt für Energie zur Verfügung gestellt wird (https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/storymaps/EE_WEA). Eine Auflistung von Windkraftanlagen auf SAC-Berghütten ist in (Märki 2012) enthalten. Beispiele diverser Kleinwindkraftanlagen sind auch in (Jüttemann 2020) zu finden.

9 DANKSAGUNG

Viele Personen haben durch Ihre Teilnahme an der Umfrage oder durch das Teilen von Erfahrungen und Informationen auf anderem Weg sehr wertvolle Beiträge zu dieser Studie geleistet. An dieser Stelle möchten wir uns nochmals bei ihnen bedanken. Ein spezieller Dank geht zudem an Martin Märki für seine Inputs zum Thema Windenergie und die geführte Begehung der Es-Cha-Hütte, sowie, ebenfalls für die Führung an den jeweiligen Standorten und die Auskunftsbereitschaft, an: Ernst Huber, Architekt der erweiterten Es-Cha Hütte; Beat Ming und die Sennenfamilie von der Alp Lungener Seefeld; und Raimund Auer von der Alp Muntatsch.

LITERATURVERZEICHNIS

- Baserga, U., F. Nydegger, und P. Renaud. 1991. „Erneuerbare Energien in der Landwirtschaft“. PA-CER 2010. Bern: Bundesamt für Konjunkturfragen.
- Batterieforum Deutschland. o. J. „Infoportal“. Zugegriffen 23. April 2021. <https://www.batterieforum-deutschland.de/infoportal/>.
- Baumann, Manuel, Jens Peters, und Marcel Weil. 2018. „Ökologische und ökonomische Performance stationärer Li-Ion-Batteriespeicher“. In . <https://doi.org/10.3217/978-3-85125-586-7>.
- Boesch, M. 1992. „Der Untergang der Maiensässkultur. Zum Kulturlandschaftswandel im Alpenraum.“ Bündner Monatsblatt.
- Böllli, M. 2018. „Statistik Kleinstwasserkraftwerke (< 300 kW)“. Bern: i. A. des Bundesamtes für Energie BFE.
- Böllli, M., P. Rosselli, R. Reiner, T. Rüesch, N. Gadiant, I. Scherrer, P. Eichenberger, u. a. 2020. „Gesamtdokumentation Kleinwasserkraft, Modul VI Fallbeispiele“. Bern: EnergieSchweiz.
- Bopp, G., K. Kiefer, und D. U. Sauer. 2002. „Planungsleitfaden für Energiekonzepte von Berghütten“. Freiburg: Fraunhofer ISE.
- Capaul, A.-L. 2019. „Das Maiensäss in Graubünden: Bestand Analyse Herausforderungen“. Vaduz: Universität Liechtenstein.
- C.A.R.M.E.N. e.V. 2020. „Marktübersicht Batteriespeicher 2020“. C.A.R.M.E.N. e.V. https://www.carmen-ev.de/files/Sonne_Wind_und_Co/Speicher/Marktuebersicht-Batteriespeicher_2020.pdf.
- EASE. o. J. „Technologies | EASE: Why Energy Storage? | EASE“. Zugegriffen 23. April 2021. <https://ease-storage.eu/energy-storage/technologies/>.
- EnergieSchweiz. 2020. „Dokumentation Solardachrechner“. Bern.
- Figgenger, Jan, David Haberschusz, Kai-Philipp Kairies, Oliver Wessels, Benedikt Tepe, und Dirk Uwe Sauer. 2018. „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 Jahresbericht 2018“.
- Giovanoli, D. 2003. Alpschermen und Maiensässe in Graubünden. Bern: Haupt.
- Gipe, P. 2004. Wind Power: Renewable Energy for Home, Farm and Business. 2. Aufl. Chelsea Green Publishing Co.
- Gmür, P. 1992. Wegleitung für den Entwurf eines Energieversorgungsprojektes von Alpwirtschaften, Übersetzung der französischen Originalfassung „Guide pratique pour la conception de projets d’approvisionnement en énergie des alpages“. Lausanne: AVES Aktion für vernünftige Energiepolitik Schweiz.
- Gross, T. 2020. „Gesamtdokumentation Kleinwasserkraft, Modul II Technische Aspekte“. Bern: EnergieSchweiz.
- Harsch, M. 2017. „Technische Ansatzpunkte zur Steigerung der Energieeffizienz in der Milchviehhaltung“. Aulendorf: Landwirtschaftliches Zentrum Baden-Württemberg.
- Hartmann, H., K. Reisinger, P. Turowski, und P. Rossmann. 2013. „Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen“. Straubing: Technologie- und Förderzentrum Bayern.
- Hasler, S. 2020. „Agrarbericht 2020 - Sömmerungsbetriebe“. Bern: Bundesamt für Landwirtschaft. www.agrarbericht.ch.
- Hau, E. 2016. Windkraftanlagen - Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. 6. Aufl. Springer.
- Heimerl, S., und B. Kohler. 2014. „Kleinwasserkraft-Konzepte“. 2. Bulletin Electrosuisse und VSE. Fehraltorf und Aarau.
- Hostettler, T., und A. Hekler. 2021. „Statistik Sonnenenergie - Referenzjahr 2020“. i. A. des Bundesamtes für Energie. <http://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10539>.
- IZP, Fraunhofer IWES, SAG Erwin Petres GmbH, und Energtrag AG. 2009. „Abschlussbericht für das Verbundprojekt ‚Erhöhung der Verfügbarkeit von Windkraftanlagen‘“.

- Jüttemann, P. 2020. „Wegweiser Kleinwindkraft“. Bad Honnef.
- Kohli, A., R. Iten, A. Vettori, I. Binder, und S. Kirchen. 2020. „Gesamtdokumentation Kleinwasserkraft, Modul IV Rechtliche und politisch strategische Aspekte“. Bern: EnergieSchweiz.
- KTBL, Hrsg. 2018. Faustzahlen für die Landwirtschaft. 15. Auflage. Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL).
- Lauber, S., J. Büchel, und E. Beisig. 2012. „Alp-Infrastruktur: Rahmenbedingungen und Herausforderungen im Sömmerungsgebiet. Mit Leitfaden und Checkliste zur systematischen Abwicklung von Infrastrukturprojekten im Sömmerungsgebiet. Schlussbericht des AlpFUTUR-Teilprojekts 18 «Infrastruktur»“. Birmensdorf. <http://www.wsl.ch/publikationen/pdf/12138.pdf>.
- Lezzi, M., B. Oberle, W. Steinmann, und B. Lehmann. 2012. „Positionspapier freistehende Photovoltaik-Anlagen“. ARE, BAFU, BFE und BLW. https://www.are.admin.ch/dam/are/de/dokumente/raumplanung/positionspapier_freistehendephotovoltaik-anlagen.pdf.download.pdf/positionspapier_freistehendephotovoltaik-anlagen.pdf.
- „Lithium: Abbau und Gewinnung - Umweltgefahren der Lithiumförderung“. 2018. Edison - Heimat der Generation E (blog). 16. Oktober 2018. <https://edison.media/erklaren/lithium-abbau-und-gewinnung-umweltgefahren-der-lithiumfoerderung/23140064.html>.
- Märki, M. 2012. „Ratgeber Windenergie - Zur Nutzung von Windenergie bei SAC-Hütten“. Bern: Schweizer Alpenklub SAC.
- Mertens, Konrad. 2020. Photovoltaik - Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis. Hanser Verlag. www.lehrbuch-photovoltaik.de.
- PACER. 1993. „Kleinstwasserkraftwerke“. Bern: Bundesamt für Konjunkturfragen.
- . 1995. „Kleinwasserkraftwerke - Wasserturbinen“. Bern: Bundesamt für Konjunkturfragen.
- Perch Nielsen, S., I. O'Connor, H. Clausdeinken, und D. Schärer. 2020. „Solarbatterien für Privatkunden - Eine Marktstudie“. i. A. des Bundesamtes für Energie BFE. <http://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10365>.
- Ribi, F., C. Strupp, und S. Perch Nielsen. 2020. „Gesamtdokumentation Kleinwasserkraft, Modul III Wirtschaftliche Aspekte“. Bern: EnergieSchweiz.
- SAC. 2007. „Wegleitung Hüttenbau“. Bern: Schweizer Alpenklub SAC.
- . 2020. SAC Hüttenbau 2000-2020. Bern: Schweizer Alpen-Club SAC.
- Sautier, J.-L. 2009. „Aménagement des alpages - Les ouvrages du génie rural, guide pratique“. Lausanne: AGRIDEA.
- SAV. 2020. „SAV Jahresbericht 2019“. Schweizerischer Alpwirtschaftlicher Verband (SAV).
- Siegrist, Donald, und Stefan Kessler. 2016. „Harmonisiertes Fördermodell der Kantone (HFM 2015) -Schlussbericht“. Konferenz Kantonaler Energiefachstellen EnFK und Bundesamt für Energie BFE. <http://www.ow.ch/dl.php/de/586e3fdcf16be/HFM2015.pdf>.
- Solar-Autark.com. o. J. „Solarbatterien - Energiespeicher für Ihren kostbaren Solarstrom“. Zugegriffen 15. Dezember 2020. <https://www.solar-autark.com/12-solarakkus-solarbatterien-agm-gel-batterie-lifepo4-lithium-akku/>.
- Solarbatterie.com. o. J. „Solarbatterie.com - Solar Batterien online kaufen!“ Zugegriffen 15. Dezember 2020. <https://www.solarbatterie.com/>.
- Steinbacher, G., et al. 2010. „Projekt Integrale Evaluierung der Ver- und Entsorgungssysteme bei Berg- und Schutzhütten (IEVEBS)“. Deutscher und Österreichischer Alpenverein.
- Sterner, Michael, und Ingo Stadler. 2017. Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration. Springer-Verlag GmbH.
- Stickelberger, D., und C. Moll. 2021. „Leitfaden zum Melde- und Bewilligungsverfahren für Solaranlagen“. Swissolar i. A. v. EnergieSchweiz (auch auf Französisch und Italienisch verfügbar). <http://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10403>.
- Swiss-Green. o. J. „Solar Batterien“. Zugegriffen 15. Dezember 2020. <https://www.swiss-green.ch/de/3068-solar-batterien-AGM-GEL>.

Swissolar. 2019. „Merkblatt Photovoltaik Nr. 13: PV-Anlagen mit Batterien“. Swissolar. https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Fachleute/Photovoltaik_Merkblaetter/21013d_Merkblatt_PV_Speicher.pdf.

Tannò, G.-A. 1996. „Pico-Kraftwerke, Kleinste Wasserkraftwerke mit Eigenleistung bauen“. Bern: Bundesamt für Energiewirtschaft.

Tannò, G.-A., C. Strupp, C. Buser, und M. Hintermann. 2016. „Kleinwasserkraft Planung und Verfahren - Leitfaden für Bauherren“. Bern: i. A. des Bundesamtes für Energie BFE.

Von Moos, L., H. Leutwiler, M. Bölli, S. Schalkowski, R. Chenal, und A. Choulot. 2012. „Handbuch Kleinwasserkraftwerke - Informationen für Planung, Bau und Betrieb“. Bern.

Wagner, Andreas. 2019. Photovoltaik Engineering - Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung, 5. Auflage. Springer-Verlag GmbH.