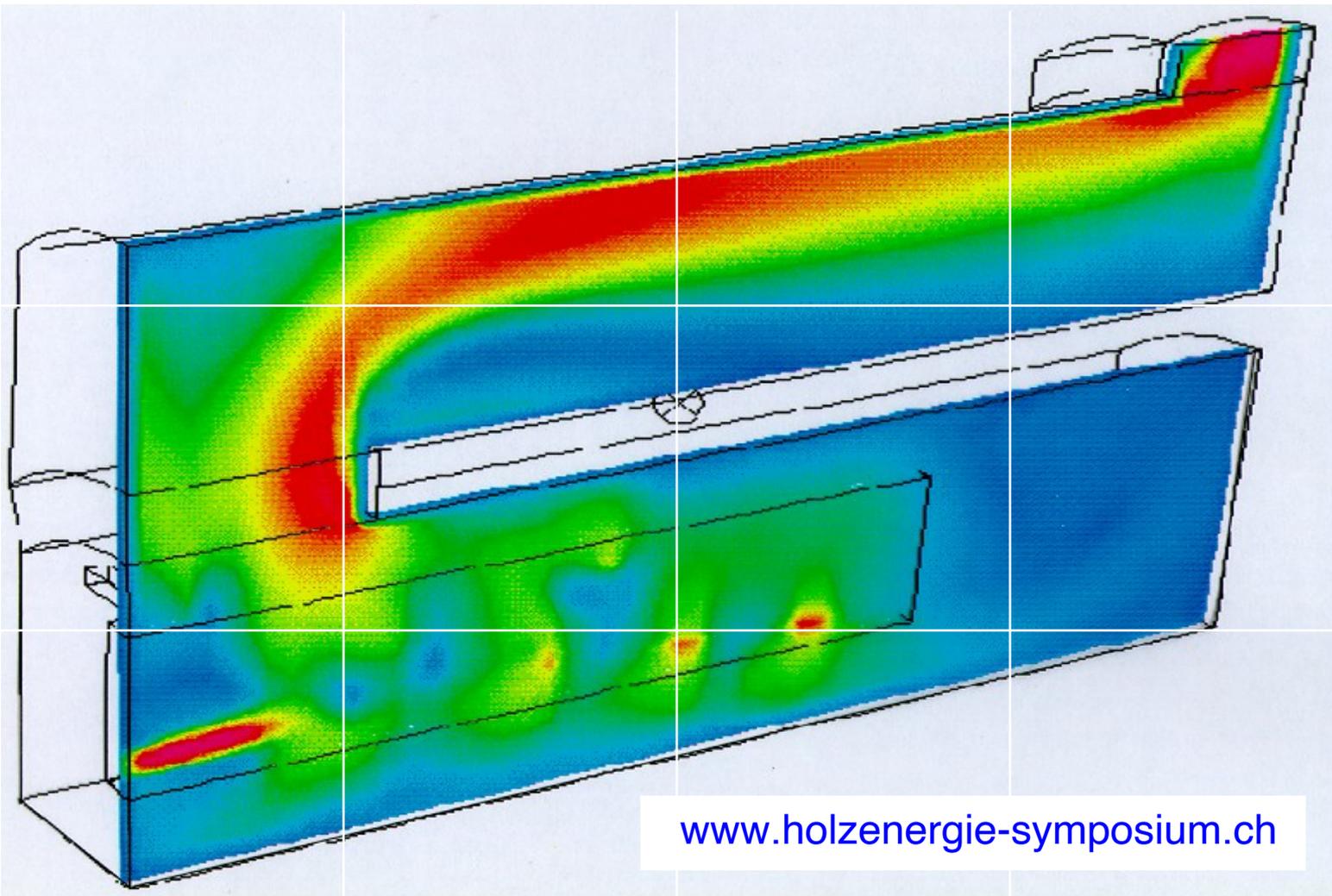


Thomas Nussbaumer (Hrsg.)

17. Holzenergie-Symposium

Innovationen zur Rolle von Energieholz im Energiesystem

16. September 2022, ETH Zürich



www.holzenergie-symposium.ch



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie

Thomas Nussbaumer (Hrsg.):

17. Holzenergie-Symposium: Innovationen zur Rolle von Energieholz im Energiesystem. Tagung an der ETH Zürich am 16.09.2022, Verenum AG Zürich 2022, V1.1

ISBN 3-908705-41-X

Bezugsquelle:

Verenum AG
Langmauerstrasse 109
CH – 8006 Zürich

Telefon 044 377 70 70

E-Mail info@holzenergie-symposium.ch

Info www.holzenergie-symposium.ch

Inhalt

	Vorwort	5
1	Giulia Lechthaler: Potenzial von Biomasse und Szenarien zur Nutzung im Rahmen der Energieperspektiven 2050+	7
2	Carole Tornay: Förderung von Holzheizungen durch Energie Zukunft Schweiz	17
3	Andreas Keel: Aktuelle Situation zur Energieholz-Versorgung regional und in der Schweiz	27
4	Thomas Nussbaumer: 100 % erneuerbare Gebäudewärme mit 25 % Holz und 75 % PV-Wärmepumpen	47
5	Pirmin Reichmuth: Holzheizkraftwerk Küssnacht am Rigi mit Pelletproduktion und Fernwärmenetz	71
6	Florian Lüthy: Altholzfeuerung Basel 2 – Anlagentechnik und Versorgung mit Altholz	83
7	Arnaud Blatter, Alexandre Bruchez: Réseau de chauffage à distance avec prévisions des consommations basées sur l'intelligence artificielle (...)	101
8	T. Nussbaumer, F. Schumacher, A. Lauber, J. Good: Fossilfreie Wärmeversorgung mit Holzkessel-Kaskaden und Speicher (HoKaSpe)	113
9	Reinhold Spörl, Dietrich Vogel: Neue Konzepte für 15 % Teillastbetrieb und adaptive Feuerungsregelung an automatischen Holzfeuerungen	147
10	Zsolt Garai: POLY H.E.L.D. - Festbettvergasung von 400 kW bis 3000 kW für emissionsarme Wärme	161
11	T. Strebel, J. Strassburg, D. Lustenberger, T. Griffin: LowEmiStove – Modellierung und Regelung für einen Mikro-Pelletofen	169
12	Matthias von Senfft: Holzvergaser zur Wärme-Kraft-Kopplung von 35 kW _{el} bis 600 kW _{el} und in Kaskaden bis in den MW-Bereich	183
13	Thomas Peyer, Philipp Mäder: Power-to-Gas zur Saisonspeicherung von Elektrizität	191
	Verzeichnis der Autorinnen und Autoren	199

Vorwort

Noch bevor die Pandemie wieder einem normalen Leben Platz machen konnte, wird Europa durch einen Krieg im Bann gehalten. Gleichzeitig vermeldet die Internationale Energie Agentur, dass der globale Energieverbrauch im Jahr 2021 ein neues Allzeithoch erreicht hat. Die Hiobs-Botschaften nehmen somit kein Ende und verdrängen Themen wie erhöhte Feinstaub- oder Stickoxidwerte auf niedrige Priorität. In den Vordergrund rückt dagegen die Frage, wie wir noch schneller als für die Klimaziele geplant von der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern loskommen. Wie an früheren Symposien gezeigt wurde ist unbestritten, dass die Holzenergie dazu zwar einen Beitrag leisten kann, dass dieser aber begrenzt und für eine sichere Energieversorgung die Nutzung aller erneuerbarer Energien erforderlich ist.

Das 17. Holzenergie-Symposium beleuchtet deshalb das Potenzial von Energieholz und befasst sich mit der Frage, wie dieses mit maximalem Nutzen für die Gesellschaft eingesetzt werden kann. Beispiele realisierter Anlagen zeigen, dass die Technik verfügbar ist und mit viel Engagement umgesetzt wird. Innovationen aus Forschung und Entwicklung weisen den Weg, wie die Nutzung weiter verbessert und der Beitrag der Holzenergie im Verbund mit den anderen erneuerbaren Energieträgern maximiert werden kann.

Ich freue mich, wenn diese Themen Ihr Interesse finden und zum optimalen Einsatz der Holzenergie beitragen.

Thomas Nussbaumer

Zürich, Horw und Ennetmoos im September 2022

Potenzial von Biomasse und Szenarien zur Nutzung im Rahmen der Energieperspektiven 2050+

Giulia Lechthaler, Bundesamt für Energie, Bern

Zusammenfassung

Der Beitrag fasst die Hauptergebnisse und Daten zum Potenzial von Biomasse sowie Szenarien zu dessen Nutzung aus den folgenden Berichten zusammen:

Prognos, TEP Energy, Infrac, Ecoplan (2020) Energieperspektiven 2050+, *Kurzbericht*, im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE, Bern.

Prognos, TEP Energy, Infrac, Ecoplan (2021) Energieperspektiven 2050+, *Exkurs Biomasse. Potenziale und Einsatz in den Szenarien*, im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE, Bern.



© Prognos AG/TEP Energy GmbH/Infrac AG 2020

1 Einleitung und Fragestellung der EP 2050+

Die Energieperspektiven 2050+ analysieren im Szenario Netto-Null (Szenario ZERO) eine Entwicklung des Energiesystems, welche mit dem langfristigen Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 kompatibel ist und gleichzeitig eine sichere Energieversorgung gewährleistet. Es werden mehrere Varianten dieses Szenarios untersucht, die durch einen unterschiedlichen Mix an Technologien gekennzeichnet sind. Die Technologiepfade werden als Basisvariante (ZERO Basis) und als Varianten A, B und C (ZERO A, ZERO B und ZERO C) bezeichnet. Für das Stromsystem werden darüber hinaus weitere Varianten untersucht, denen unterschiedliche Annahmen zum Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor zugrunde liegen.

ZERO Basis ist jene Variante, die aus heutiger Sicht im Hinblick auf eine möglichst hohe Kosteneffizienz, eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz, unter Berücksichtigung von Aspekten der energetischen Versorgungssicherheit und in Bezug auf die Robustheit der Zielerreichung vorteilhaft erscheint. Für die Zielerreichung gibt es jedoch einen gewissen Spielraum. Dieser wird durch die Varianten A, B und C aufgezeigt. In ZERO A erfolgt eine stärkere Elektrifizierung, in ZERO B werden mehr synthetische Gase eingesetzt und in ZERO C erhalten strombasierte flüssige Energieträger und Wärmenetze ein stärkeres Gewicht als in der Basisvariante. Ergänzt wird der untersuchte Szenarienfächer um das Szenario Weiter wie bisher (WWB), welches die Weiterführung der bestehenden energie- und klimapolitischen Massnahmen abbildet.

2 Wichtigste Schlussfolgerungen der EP 2050+

2.1 Netto-Null Treibhausgasemissionen

Die Reduktion der Treibhausgasemissionen auf Netto-Null bis zum Jahr 2050 ist mit heute bekannten Technologien möglich, der Handlungsdruck ist jedoch hoch.

- Die energiebedingten Treibhausgasemissionen in den Sektoren Haushalte, Dienstleistungen, Industrie und Verkehr lassen sich bis 2050 fast vollständig vermeiden.
- Die Treibhausgasemissionen lassen sich durch heute bekannte Technologien senken. Restemissionen von rund 12 Mio. t verbleiben hauptsächlich in der Landwirtschaft, bei der thermischen Verwertung von Abfällen und bei industriellen Prozessen. Diese machen den Einsatz von Carbon-Capture and Storage und Negativemissionstechnologien im In- und Ausland notwendig.
- Aufgrund der langen Investitionszyklen im Energiesystem ist der Handlungsdruck hoch, in allen Sektoren Massnahmen mit grosser Eingriffstiefe rasch zu implementieren, um die Ziele bis zum Jahr 2050 erreichen zu können.

2.2 Erneuerbare Energien und Energieeffizienz

Die Potenziale für Energieeffizienz und erneuerbare Energien in der Schweiz müssen umfassend ausgeschöpft werden.

- Energieeffizienz ist eine zentrale Voraussetzung für die Zielerreichung, erleichtert den Umbau des Energiesystems und reduziert die Abhängigkeit vom Ausland. Durch hohe Energieeffizienz resultieren Rückgänge beim Endenergieverbrauch für Raumwärme, Mobilität und Beleuchtung.
- Fossile Energieträger werden im Jahr 2050 nur noch in Ausnahmefällen eingesetzt. Ein Beispiel dafür ist der nichtenergetische Verbrauch für die Herstellung von Produkten.
- Durch den Rückgang des Verbrauchs an Mineralölprodukten und Erdgas verringern sich die Energieimporte und die Auslandsabhängigkeit nimmt ab. Der Anteil der Nettoimporte am Bruttoenergieverbrauch verringert sich von rund 75 % im Jahr 2019 auf unter 25 % im Jahr 2050.
- Strom wird zum zentralen Energieträger für Wärme (Gebäude) und Mobilität. Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen sind effiziente und kostengünstige Alternativen zu konventionellen Verbrennungsmotoren und Heizsystemen. Wärmepumpen werden ergänzt durch Nah- und Fernwärmenetze, bei welchen eine Vielzahl von Wärmequellen genutzt werden können.
- Die inländischen Potenziale für Biomasse, erneuerbare Energien zur Stromerzeugung, Umweltwärmequellen und Fernwärme müssen umfassend ausgenutzt werden. Zudem ist es notwendig, gewisse Mengen an nachhaltig produzierten Biomassen zu importieren.
- Strombasierte Energieträger (synthetische flüssige oder gasförmige Brenn- und Treibstoffe sowie Wasserstoff) sind zur Zielerreichung notwendig, aber aus Energie- und Kosteneffizienzgründen nur in jenen Bereichen einzusetzen, in denen es wenige Alternativen gibt. Dazu gehören insbesondere der Schwerverkehr und der internationale Flugverkehr.
- ZERO A weist im Vergleich der Szenarien den höchsten Stromverbrauch auf, während der Stromverbrauch in ZERO B aufgrund des stärkeren Einsatzes von strombasierten Gasen am tiefsten ist. Gleichzeitig weisen die Varianten ZERO B und ZERO C durch den stärkeren Einsatz von strombasierten Energieträgern höhere Energieimporte und damit in Bezug auf die Nettoimporte eine etwas stärkere Auslandsabhängigkeit auf.

2.3 Verkehr

Im Verkehrssektor werden aktuell die meisten Treibhausgase emittiert, daher spielt die Senkung der Treibhausgasemissionen in diesem Sektor eine zentrale Rolle für die Erreichung der Treibhausgasziele.

- Die Anteile der (batterie-)elektrischen Fahrzeuge müssen in allen Fahrzeugkategorien schnell wachsen. Im Jahr 2050 beträgt der Bestand an batterieelektrischen Personenkraftwagen (PKW) rund 3.6 Mio. Fahrzeuge.

- Im Schwerverkehr spielt langfristig neben batteriebetriebenen Fahrzeugen auch Wasserstoff eine bedeutende Rolle, der zum Teil inländisch produziert wird. Der Import von Wasserstoff erfordert eine Anbindung an die europäische Netzinfrastruktur.
- Bis 2050 ist für die Integration erneuerbarer Energien im Stromsystem von hoher Bedeutung, dass ein wesentlicher Anteil der Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge flexibel an das Angebot erneuerbarer Energien angepasst werden kann.
- Darüber hinaus braucht es langfristig neben Wasserstoff flüssige strombasierte Treibstoffe (auf Basis von Kohlenwasserstoffen), um die Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 auf null reduzieren zu können.
- Im Verkehrssektor ist im Vergleich zum Szenario ZERO Basis in den Varianten ZERO A, B und C ein gewisser Spielraum im Hinblick auf die Zielerreichung gegeben. Eine höhere Elektrifizierung in ZERO A ist vor allem im Güterverkehr möglich. Daraus resultiert ein höherer Stromverbrauch als in der Basisvariante. Der höhere Einsatz von strombasierten Gasen in ZERO B sowie die stärkere Fokussierung auf Plug-in Hybride mit flüssigen synthetischen Treibstoffen in ZERO C sorgen für höhere Importe im Vergleich zur Basisvariante, da kostengünstige Potenziale zur Herstellung strombasierter Energieträger im Inland beschränkt sind.

2.4 Strom- und Fernwärmeversorgung

Der Strom- und Wärmesektor der Schweiz spielt eine zentrale Rolle für die inländische Reduktion der Treibhausgasemissionen im Energiesystem.

- Der Anstieg des Stromverbrauchs der Schweiz wird durch Energieeffizienzmassnahmen gedämpft. Der gesamte Stromverbrauch steigt unter Berücksichtigung des Verbrauchs für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen (der sich im Jahr 2050 auf 19 TWh beläuft) sowie des Verbrauchs von Speicherpumpen auf rund 84 TWh im Jahr 2050.
- Die Stromerzeugung der Schweiz kann bis zum Jahr 2050 praktisch vollständig auf Wasserkraftwerke und erneuerbare Energien umgestellt werden. Voraussetzung dafür ist ein umfassender Ausbau erneuerbarer Energien. Importe aus dem europäischen Ausland ergänzen in den Jahren bis 2050 die inländische Stromproduktion zur Deckung des jährlichen Strombedarfs. Der jährliche Importsaldo sinkt nach einem Anstieg aufgrund der Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke kontinuierlich und ist im Jahr 2050 ausgeglichen.
- Im Vergleich dazu bleibt der Ausbau erneuerbarer Energien unter aktuellen Rahmenbedingungen deutlich hinter dem notwendigen Ausbau zur Deckung des inländischen Jahresverbrauchs bis zum Jahr 2050 zurück.
- Wärmenetze sind eine kostengünstige Option zur Reduktion der Treibhausgasemissionen des Wärmebedarfs. In manchen Bau- und Siedlungszonen sind sie aufgrund von technischen Restriktionen und mangels lokaler Potenziale neben einer Versorgung mit erneuerbarem Gas die zentrale Möglichkeit zur CO₂-freien Deckung des Wärmebedarfs.
- Die CO₂-freie Fernwärmeversorgung erfolgt durch biomassebetriebene Anlagen mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung sowie durch die verstärkte Nutzung von Abwärme und Umweltwärme aus Luft, Boden und Gewässern mittels Grosswärmepumpen.

- In der Strom- und Wärmeerzeugung verbleiben Treibhausgasemissionen aufgrund der fossilen Anteile des in Kehrichtverwertungsanlagen eingesetzten Kehrichts. Diese müssen mittels Carbon-Capture and Storage abgeschieden und gespeichert werden.
- Der höhere Stromverbrauch in Variante ZERO A erfordert durch die Zielsetzung der ausgeglichenen Jahresbilanz im Jahr 2050 einen höheren Ausbau erneuerbarer Energien als in der Basisvariante. Die Stromerzeugung erneuerbarer Energien liegt im Jahr 2050 in ZERO A um rund 4 TWh über ZERO Basis. Im Vergleich dazu ist der Ausbau erneuerbarer Energien in Variante B tiefer. Ein Zubau von mit Wasserstoff betriebenen Gasturbinen in Variante ZERO B sorgt für mehr gesicherte Leistung in der Schweiz. Die Anlagen leisten bei einem marktgeführten Einsatz aber einen vergleichsweise geringen Beitrag zur Reduktion der Stromimporte.
- Der umfassende Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung muss rasch erfolgen und erfordert eine hohe Flexibilität in der Stromerzeugung und im Stromverbrauch sowie eine gute internationale Einbindung des Stromsystems der Schweiz.
- Der Zubau erneuerbarer Stromproduktion mit hohen Anteilen an Photovoltaik muss rasch und in einem Ausmass erfolgen, welches deutlich über das heutige Niveau hinausgeht. Im Jahr 2050 beträgt die erneuerbare Stromerzeugung (exkl. Wasserkraft) rund 39 TWh. Darin berücksichtigt sind abgeregelte Strommengen im Umfang von rund 3 TWh im Jahr 2050.
- Wasserkraftwerke, zukünftige Flexibilität im Stromverbrauch und Batteriespeicher leisten wesentliche Beiträge zur Integration grosser Mengen erneuerbarer Energien im Stromsystem der Schweiz. Zentrale Voraussetzungen dafür sind die Realisierung der Flexibilitätspotenziale im Stromverbrauch, der Erhalt des Bestandes und der Zubau von flexiblen Wasserkraftwerken, dezentrale Batteriespeicher in Kombination mit Photovoltaik-Anlagen sowie die Bereitstellung der notwendigen Netzinfrastruktur.
- Die inländische Stromversorgung der Schweiz ist durch den hohen PV-Ausbau und die Wasserkrafterzeugung langfristig durch hohe Sommeranteile und entsprechend tiefe Winteranteile gekennzeichnet. Speicherkraftwerke und Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen können ihre Produktion zum Teil in das Winterhalbjahr verschieben. Im Winterhalbjahr bleibt die Schweiz wie in den vergangenen Jahrzehnten jedoch Nettoimporteur.
- Der notwendige Stromimport ist über den gesamten Betrachtungszeitraum gewährleistet, wenn das Stromsystem der Schweiz international gut eingebunden bleibt. Im Winter ergänzen insbesondere Stromimporte aus Windenergie die inländische Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken und anderen erneuerbaren Energien.

2.5 Kosten

Der für die Erreichung des Netto-Null Ziels erforderliche tiefgreifende Umbau des Energiesystems verursacht moderate direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten.

- Im Vergleich zum Szenario WWB ergeben sich im Szenario ZERO Basis durch den Umbau des Energiesystems bis zum Jahr 2050 kumulierte annualisierte Mehrinvestitionen von rund 109 Milliarden Franken. Die zusätzlichen Betriebskosten betragen total rund 14

Milliarden Franken. Die gesamten gegenüber dem Szenario WWB eingesparten Energiekosten betragen annähernd 50 Milliarden Franken. Daraus ergeben sich direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten gegenüber dem Szenario WWB von 73 Milliarden Franken bis zum Jahr 2050.

- Bei ohnehin anfallenden Investitionen im Energiesystem von rund 1'400 Milliarden Franken im gleichen Zeitraum sind daher zusätzliche Investitionen von rund 8 % im Vergleich zum Szenario WWB notwendig, um das Energiesystem bis zum Jahr 2050 konform zum Netto-Null-Ziel umzubauen.
- Die zusätzlichen Investitionen nehmen im Zeitverlauf zu, während die Einsparungen bei den Energiekosten bis 2040 ansteigen und danach bis 2050 wieder zurückgehen. Dies liegt in erster Linie an den Importen strombasierter Energieträger zu relativ hohen Kosten, die für die Zielerreichung notwendig sind.
- Die direkten volkswirtschaftlichen Kosten des Szenarios ZERO Basis sind geringer als diejenigen der Varianten ZERO A, B und C. In ZERO A ergeben sich etwas höhere Energiekosteneinsparungen, aber auch ein deutlich höherer Investitionsbedarf als in der Basisvariante. Dieser ergibt sich insbesondere durch den stärkeren Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsystem. In ZERO B ist der Investitionsbedarf etwas geringer als in der Basisvariante. Aufgrund der zusätzlichen Importe an strombasierten Energieträgern ergeben sich jedoch deutlich höhere Mehrkosten für Energie. In ZERO C sind sowohl die Investitionen als auch die Energiekosten höher als im Szenario ZERO Basis.

2.6 Fokus Biomasse

- Das inländische Potenzial für die nachhaltige Biomasseproduktion zur energetischen Verwendung in der Schweiz wurde detailliert in einer Studie der Eidgenössischen Forschungsanstalt für Wald, Schnee und Landschaft WSL im Jahr 2017 untersucht¹. Diese wurde bei den Potenzialabschätzungen für die Szenariorechnungen für die Energieperspektiven 2050+ zugrunde gelegt. Ein Importpotenzial (im Schwerpunkt gasförmige Biomasse) wird unter Berücksichtigung eines globalen Nachhaltigkeitsansatzes auf Basis einer Studie von IINAS (2016)² angenommen.
- Für den inländischen Energieverbrauch (siehe Flussdiagramm in Bild 1) stehen insgesamt 63.4 PJ feste Biomassen zur Verfügung, welche zu knapp 90 % aus inländischen Quellen stammen. Demgegenüber machen Importe knapp 95 % des Potenzials an Biotreibstoffen (5.5 PJ) aus. Auch das langfristig zur Verfügung stehende Biogas geht grossenteils auf ausländische Biomethanimporte zurück. Das inländische nachhaltige Produktionspotenzial beträgt 18.3 PJ. Davon sind knapp 5 PJ nur in dezentralen Blockheizkraftwerken energetisch nutzbar. Unter Berücksichtigung der damit verbundenen Energieeinsätze, können knapp 12 PJ zu Biomethan aufbereitet und ins Gasnetz eingespeist werden. Das Biomechanpotenzial beläuft sich auf rund 55 PJ.

¹ Thees, O. et al. 2017: Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung, WSL, Birmensdorf, WSL Berichte Heft 57, 2017, ISSN 2296-3456

² IINAS, Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien, Biomass Policies Task 2.4: Sustainable Imports. Biomass Policies, Darmstadt, Madrid, 2016

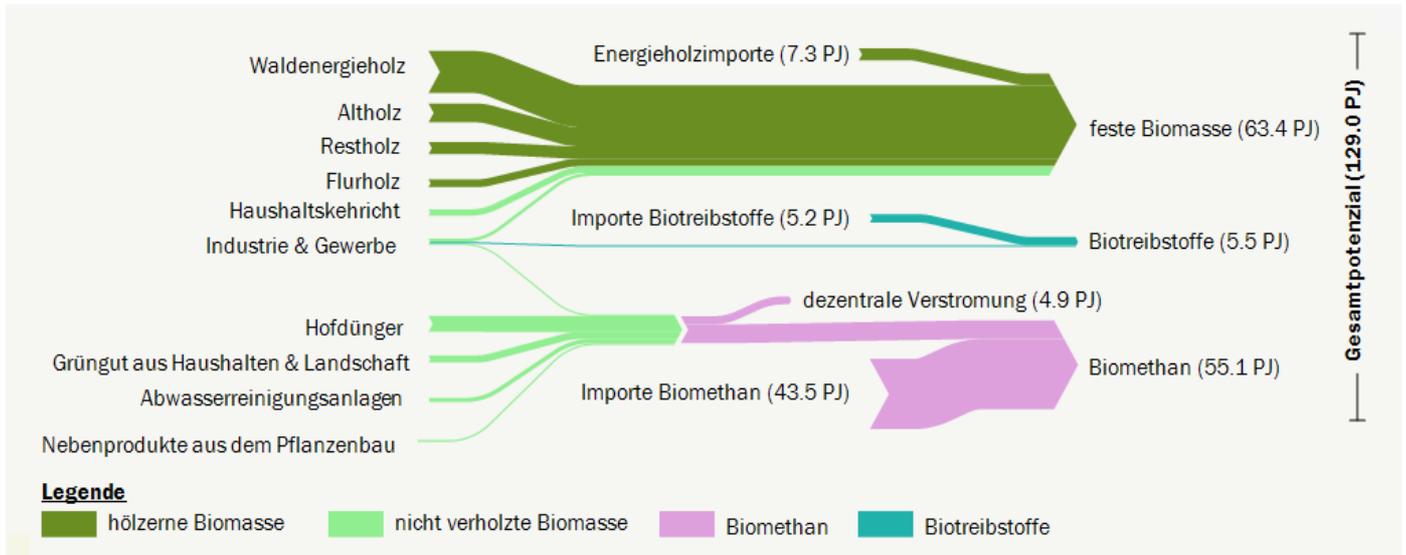


Bild 1 Nachhaltiges energetisches Potenzial für die Szenariorechnung. Quelle: Prognos et al., 2021. Energieperspektiven 2050+, Exkurs Biomasse. Potenziale und Einsatz in den Szenarien.

- Im Netto-Null Szenario der Variante ZERO Basis steigt der Biomasse-Einsatz bis ins Jahr 2050 kontinuierlich an und beträgt dann 131 PJ (siehe Bild 2). Das nachhaltige Biomassopotenzial von 129 PJ wird damit langfristig ausgeschöpft und in einzelnen Jahren leicht überschritten. Gegenüber dem WWB-Szenario liegt der Biomasseverbrauch im Jahr 2050 um knapp 60 % höher. Bis 2030 steigt der Biomasseeinsatz in allen Sektoren deutlich an und liegt im Sektordurchschnitt auf einem um 13 % höheren Niveau als im Jahr 2019. Der steigende Trend setzt sich in den Sektoren Industrie, Umwandlung und Verkehr auch im Zeitraum bis 2050 fort. Demgegenüber stellt sich in den Sektoren Private Haushalte und Dienstleistungen nach 2030 eine Trendumkehr ein, da alternative Heizungstechnologien wie Wärmepumpen oder Fernwärme an Bedeutung gewinnen und der Einsatz von Biomassen in anderen Sektoren zur Befeuern von Hochtemperaturprozessen und die Erzeugung von negativen Emissionen priorisiert wird.
- In den Sektoren **Private Haushalte** und **Dienstleistungen/Landwirtschaft** zeigt sich gegenüber dem WWB-Szenario eine deutlich stärkere Zunahme von Biogas in Form von eingespeistem Biomethan. Der Biomethananteil im Gasnetz steigt langfristig auf 100 %. In den Gebäuden werden neben Gas-Brennwertkesseln teilweise auch Gas-Wärmepumpen und Gas-Blockheizkraftwerke eingesetzt. Auch zu Nahwärmeverbunden zusammengeslossene Gebäude erhalten ihre Energieversorgung teilweise durch Holz und Biogas, insbesondere zur Abdeckung der Leistungsspitzen. Der Verbrauch an Holz nimmt hingegen sowohl im Sektor Private Haushalte als auch im Sektor Dienstleistungen/Landwirtschaft im Zeitverlauf ab.
 In der **Industrie** werden Hochtemperaturprozesse verstärkt durch Biomethan befeuert. Feste Biomasse kommt zur Bereitstellung von Nieder- und Mitteltemperaturprozesswärme und in geringem Ausmass für Gebäudebeheizung zum Einsatz. Während der Einsatz von Biogas im Zeitraum nach 2019 insgesamt stark zunimmt, bleibt das Verbrauchsniveau

fester Biomasse nahezu konstant. Die energetische Verwendung von Abfällen in der Industrie nimmt im Szenarioverlauf geringfügig zu, weil von einem höheren Abfallanteil in der Befehung von Zementöfen ausgegangen wird. Da diese langfristig mit CCS-Technologie ausgestattet sind, können durch den Einsatz von Biomasse negative Emissionen erzeugt werden (BECCS).

Im **Verkehrssektor** sinkt der Einsatz von flüssigen Biotreibstoffen zunächst geringfügig von 8 PJ im Jahr 2019 auf 6 PJ im Jahr 2030. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass die Befreiung biogener Triebstoffe von der Mineralölsteuer wegfällt. Langfristig steigt der Einsatz von Biotreibstoffen wieder auf 8 PJ im Jahr 2050 an. Der Bedarf an Biotreibstoffen liegt somit durchgängig über dem in hergeleiteten nachhaltigen Importpotenzial von knapp 6 PJ. Für das Szenario ZERO Basis wird unterstellt, dass die Diskrepanz mittels Biomass-To-Liquid-Technologien aus verholzter Biomasse gewonnen wird, da die übrigen biogenen Quellen mit der Herstellung von Biogas ausgeschöpft sind und alternative Bereitstellungsverfahren über Power-To-Liquid-Technologien ineffizienter wären. Für die Konversion wurde ein pauschaler Umwandlungsfaktor von 60 % unterstellt. Neben flüssigen Biotreibstoffen werden bei den schweren Nutzfahrzeugen verstärkt Gasantriebe eingesetzt, die ab 2026 zu 100 % mit Biogas betrieben werden. Bei leichten Nutzfahrzeugen und Personenwagen spielt diese Technologie jedoch nur eine kleine Rolle und wird längerfristig von den Herstellern nicht mehr angeboten.

- Im **Umwandlungsbereich** findet kein weiterer Zubau von Wärme-Kraft-Kopplung mit fester Biomasse statt. Vor allem ab 2030 werden vermehrt dezentrale Biogas-Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen zugebaut, die stromgeführt betrieben werden und bei denen die Auskopplung von Wärme folglich nicht im Fokus steht. In Fernwärmenetzen werden bestehende Gaskraftwerke durch Gas-Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen ersetzt, die langfristig ausschliesslich mit Biomethan befeuert und vor allem wärmegeführt betrieben werden. Die Anlagen leisten wichtige Beiträge zur Abdeckung der Spitzenlast im Wärmenetz. Der Umwandlungseinsatz biogener Abfälle in den Kehrichtverwertungsanlagen ist rückläufig, da ein zunehmender Teil der Siedlungsabfälle separat gesammelt und der Vergärung zugeführt wird. Des Weiteren wird in den Zero-Szenarien davon ausgegangen, dass ein zunehmender Teil der Siedlungsabfälle (ca. 4 PJ im Jahr 2050) in Zementwerken energetisch verwendet wird, anstelle in Kehrichtverwertungsanlagen verbrannt zu werden. Dies wird dadurch begründet, dass auf diese Weise der Einsatz fossiler Energieträger in der Zementherstellung reduziert werden kann, sodass sich der gesamtsystemische Nutzen des Abfalleinsatzes erhöht, zumal die Zementwerke selbst oftmals weitere Energieeffizienzmassnahmen umgesetzt haben, wie eine Abwärmeauskopplung in das Fernwärmenetz oder die Nutzung von Prozessabwärme zur Stromerzeugung in ORC-Anlagen. Durch den Einsatz von Carbon-Capture-Storage (CCS) bei grossen Biomasse-Kraftwerken, Kehrichtverwertungsanlagen und Zementwerken werden nach 2040 negative Emissionen erzeugt, die einen zusätzlichen Beitrag zur Erreichung des Netto-Null-Ziels leisten. Im Jahr 2050 wird ebenfalls ein sehr geringer Teil fester Biomasse als Massnahme zur Erzeugung von Negativemissionen eingesetzt, indem sie in Form von Pflanzenkohle in landwirtschaftliche Böden eingearbeitet wird, wodurch neben dem Klimanutzen auch landwirtschaftliche Vorteile einhergehen können.
- Prozesse zur Erzeugung von treibhausgasreduziertem Wasserstoff auf Basis von Biomasse oder Biogas sind u.a. Biomassepyrolyse und Biomassevergasung. In den EP2050+

wird Biomasse aufgrund der Potenzialbegrenzung und aus strategischen Gründen der Biomasse nicht zur Wasserstoffherzeugung eingesetzt. Mit strategischen Gründen gemeint ist der Ansatz, dass die begrenzt verfügbare Biomasse v.a. in den Bereich Industrie und in thermischen Netzen zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt werden soll.

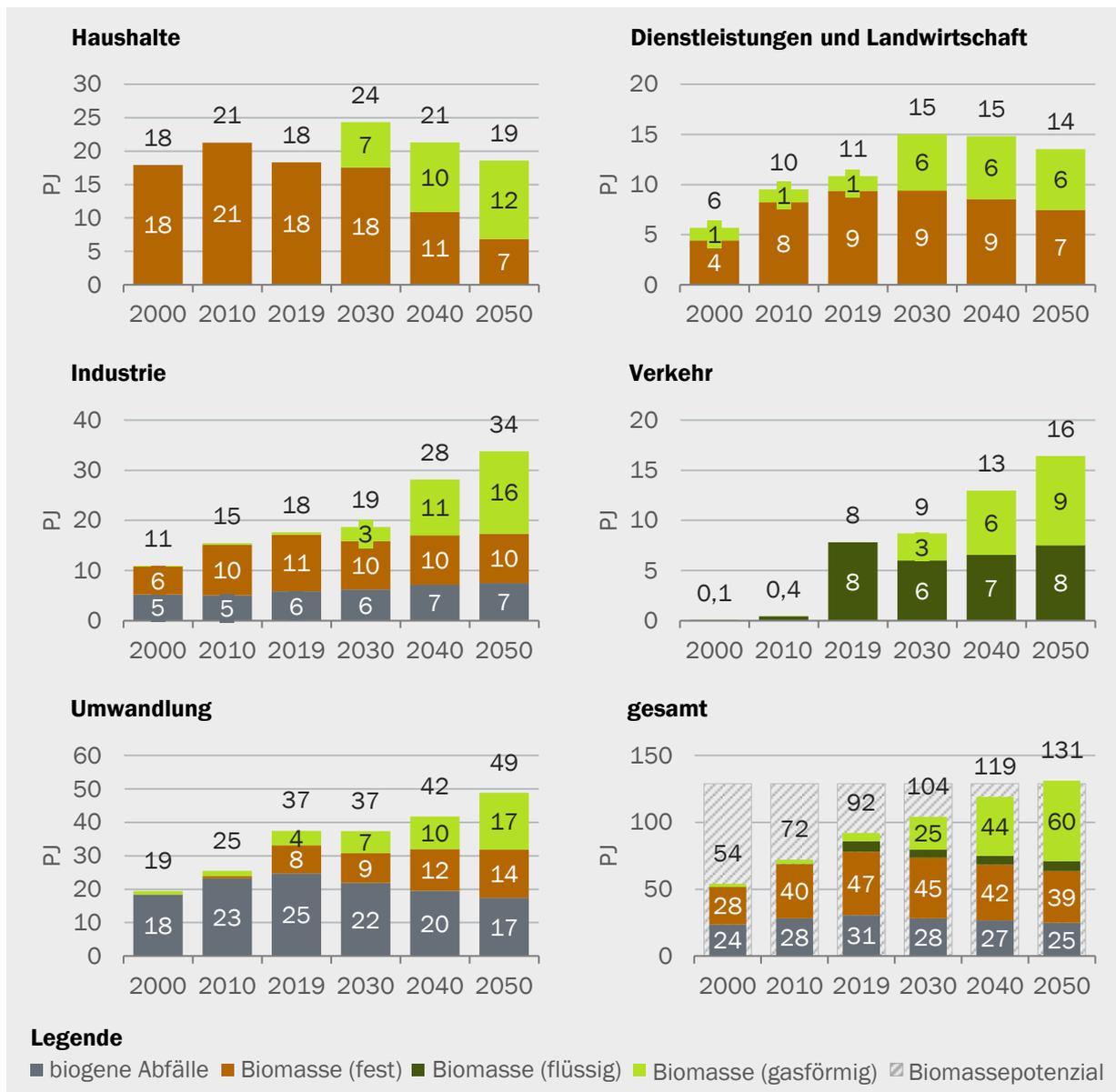


Bild 2 Biomasseinsatz in den Sektoren im Szenario ZERO Basis. Quelle: Prognos et al., 2021. Energieperspektiven 2050+, Exkurs Biomasse. Potenziale und Einsatz in den Szenarien.

3 Weitere Literatur

Prognos, TEP Energy, Infrac, Ecoplan (2020) Energieperspektiven 2050+, *Kurzbericht*, im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE, Bern.

Prognos, TEP Energy, Infrac, Ecoplan (2021) Energieperspektiven 2050+, *Technischer Bericht*, im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE, Bern.

Förderung von Holzheizungen durch Energie Zukunft Schweiz

Carole Tornay und Simone Koch
Energie Zukunft Schweiz AG, Basel

Zusammenfassung

Die Dekarbonisierung der Heizungen und Feuerungen schreitet nicht schnell genug voran. Mit der «Klimaprämie» <http://www.klimapraemie.ch/> wird der Ersatz fossiler durch erneuerbare Heizungen gefördert und die Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Heizungen erhöht. Geführt wird das Förderprogramm von Energie Zukunft Schweiz AG, und finanziert wird es von der Stiftung für Klimaschutz und CO₂-Kompensation KliK. Der Förderbetrag berechnet sich nach der jährlich eingesparten Menge des CO₂-Ausstosses und beläuft sich auf 1.80 Franken pro Liter Heizöl respektive pro Kubikmeter Erdgas. Die «Klimaprämie» hat keine Obergrenze – weder bei der Leistung der Heizung noch beim Förderbetrag und ist dadurch besonders gut für grosse Anlagen geeignet. Der übersichtliche und transparente Ablauf der Programmteilnahme über eine Online-Förderplattform hilft beim Handling der eingereichten Anträge. Über die «Klimaprämie» konnten bis jetzt schon rund 300 Holzheizungen mitfinanziert werden, was rund 4,5 Millionen Franken an ausbezahlten Fördergeldern entspricht. Insgesamt sind über 2'000 Anträge zur Förderung von Holzheizungen eingegangen.

1 Rolle des Heizungersatzes und Hürden für die Dekarbonisierung

Um die Klimaerwärmung zu limitieren, muss der Ausstoss von Treibhausgasen (THG) weltweit reduziert werden. Der Bundesrat hat, basierend auf dem Pariser Übereinkommen, für die Schweiz das Jahr 2050 als Ziel für netto-null THG-Ausstoss definiert – bis 2030 soll der THG-Ausstoss gegenüber 1990 halbiert werden¹. Eine sehr effektive Art den CO₂-Ausstoss zu senken, ist der Ersatz fossiler Heizungen und Feuerungen durch erneuerbare Systeme. Insgesamt werden in der Schweiz jährlich rund 15 bis 16 Millionen Tonnen CO₂ aus Brennstoffen (ohne Treibstoffe, ohne Abfallverbrennung) ausgestossen. Der Anteil, der davon auf Haushalte und Industrie entfällt, beträgt rund 77 % – nur rund 23 % stammen aus dem Dienstleistungs- und dem Landwirtschaftssektor². Noch immer werden bei einer Heizungssanierung oftmals wieder neue Öl- und Gasheizungen verbaut³. Im Jahr 2020 gingen

¹ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energiestrategie-2050/was-ist-die-energiestrategie-2050.html>

² [Emissionen von Treibhausgasen nach CO₂-Gesetz, Kyoto-Protokoll und Übereinkommen von Paris \(Version Juli 2022\)](#), BAFU

³ Informationen zu Kompensationsprojekten des Typs „Wärmeverbünde“. Anhang F zur Mitteilung Projekte und Programme zur Emissionsverminderung im Inland. Geschäftsstelle Kompensation, November 2020 (Version 4.0).

die CO₂-Emissionen aus Brennstoffen wie Heizöl und Erdgas im Vergleich zum Vorjahr kaum zurück, im Jahr 2021 war witterungsbereinigt zwar ein Rückgang zu verzeichnen, aber das gesteckte Verminderungsziel wurde verfehlt⁴.

Aus Sicht des Klimaschutzes ist es eminent wichtig, dass fossile Heizungen durch erneuerbare Technologien ersetzt werden. Haupthemmnis dafür sind die Investitionskosten, die für Holzheizungen und -feuerungen sowie für Wärmepumpen-Lösungen oft deutlich über jenen für eine Öl-, Flüssiggas- oder Gasheizung liegen⁵. Gerade Immobilienbesitzende, die Räumlichkeiten und Wohnungen vermieten, haben keinen Anreiz auf eine erneuerbare Heizlösung umzusteigen, weil die höheren Investitionskosten für die Investoren unattraktiv sind und die tieferen Betriebskosten von den Mietenden getragen werden.

Die höheren Investitionskosten führen zudem zu höheren Kapitalkosten, welche auch für private Eigentümer und Eigentümerinnen die Einsparungen durch tiefere Energiekosten übersteigen können. Immobilienbesitzende, die beim Heizungersatz den Technologie-Entscheid allein aufgrund finanzieller Überlegungen treffen, setzen daher in vielen Fällen erneut eine klimaschädliche, fossile Heizung ein⁵. Ein Technologie-Wechsel erfordert zudem einigen planerischen Aufwand – angefangen beim Variantenvergleich bis hin zu Anpassung der baulichen und räumlichen Voraussetzungen.

Die rasche Dekarbonisierung in der Wärmeerzeugung ist sowohl zur Erreichung der durch den Bundesrat gesteckten Ziele als auch zur Einhaltung des 2017 ratifizierten «Pariser Abkommens» elementar. Mit dem Förderprogramm «Klimaprämie» soll das finanzielle Hemmnis für eine erneuerbare Wärmeproduktion gesenkt werden – dies mit dem Ziel einer möglichst raschen nachhaltigen Reduktion des CO₂-Ausstosses in der Schweiz.

2 «Klimaprämie» - Förderung für den Heizungersatz

Erneuerbare Heizsysteme nutzen primär lokale Energiequellen und schonen das Klima. Erneuerbare Technologien sind jedoch bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung meistens im Nachteil, insbesondere wenn der Investitionsentscheid allein aufgrund der Investitionssumme und ohne Einbezug der Betriebskosten über die Lebensdauer einer Heizung oder Feuerung gefällt wird. Energie Zukunft Schweiz macht mit dem grossangelegten Förderprogramm «Klimaprämie»⁶ den Umstieg finanziell attraktiver: Beim Ersatz einer fossilen durch eine erneuerbare Heizung profitieren die Besitzerinnen und Besitzer von Heizungen von attraktiven Förderbeiträgen, welche bei Holzheizungen durchschnittlich 30 % bis 60 % der Investitionen betragen. Das schweizweit einheitliche Förderprogramm unterstützt den Heizungersatz in Wohnbauten, im Büro- oder Gewerbegebäude und sogar für Industrieprozesse.

⁴ <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/zustand/daten/co2-statistik.html>

⁵ BFE (2011): Erneuerung von Einfamilienhäusern. Eine mikroökonomische Analyse für ausgewählte Schweizer Kantone unter http://www.sia.ch/fileadmin/content/download/themen/energie/DE/Erneuerung_Einfamilienhaeuser_CEPE2011.pdf

⁶ www.klimapraemie.ch

2.1 Funktionsweise des Förderprogramms

Die Klimaprämie wird anhand des bisherigen, fossilen Energieverbrauchs berechnet. Die Förderung beträgt 1.80 Franken pro eingespartem Liter Heizöl oder Kubikmeter Erdgas resp. 18 Rappen pro Kilowattstunde eines durchschnittlichen Jahresverbrauches. Bei 2'000 Vollaststunden entspricht dies 360 Franken pro Kilowatt Leistung der neuen Heizung.

Sämtliche Holzheizungs- (Hackschnitzel, Pellet und Stückholz) und Holzfeuerungstypen (Pyrolyse-Anlagen, Restholz-, Altholz-, Rinden-, Holzstaubfeuerungen oder holzbefeuerte Luftheritzer) sind grundsätzlich förderbar. Dasselbe gilt für sämtliche Wärmepumpentechnologien. Die Einhaltung der definierten, üblichen QS-Anforderungen⁷ ist Voraussetzung. Neben der Komfortwärme umfasst die «Klimaprämie» auch die Produktion von Prozess-wärme.

Das Programm ist schweizweit einheitlich ausgestaltet, läuft bis mindestens 2025 und kennt weder bei der Leistung der Feuerung oder Heizung noch beim Förderbetrag eine Obergrenze. Damit eignet es sich besonders gut für grosse Anlagen.

Die wichtigsten Voraussetzungen für eine Programmteilnahme:

- Eine Öl- oder Gasheizung wird (teilweise) durch eine Holzheizung oder eine Wärmepumpe ersetzt.
- Der Heizungsbesitzer resp. die Heizungsbesitzerin hat sich noch nicht zum Kauf des erneuerbaren Heizsystems verpflichtet. Das bedeutet insbesondere, dass die Auftragsvergabe für den Ersatz der Heizung noch nicht erfolgt ist.
- Der Heizungs- oder Feuerungsersatz ist «zusätzlich». Zusätzlich bedeutet, dass das erneuerbare Heizsystem im Vergleich zu einer rein fossilen Heizung über 15 Betriebsjahre gerechnet nicht wirtschaftlich ist. Für die Berechnung sind die Investitionskosten sowie die Energie- und Betriebskosten relevant. Die Berechnung erfolgt gemäss Programmantrag (Berechnung Wirtschaftlichkeit, Kapitel 4, Seite 31 ff).
- Die CO₂-Verminderungen (Bescheinigungen) werden an Energie Zukunft Schweiz AG abgetreten. Das bedeutet, dass Energie Zukunft Schweiz AG den Heizungs- resp. Feuerungsersatz beim Bund registrieren und die CO₂-Einsparungen als Kompensation geltend machen darf.

(Siehe dazu auch Kapitel 2.3).

⁷ Holzheizungen: <70 kW BFE-Leistungsgarantie und Qualitätssiegel Holzenergie Schweiz
70 kW – 500 kW: QMmini
> 500 kW und bivalente Systeme: QMstandard

Wärmepumpen: bis 15 kW: WPSM
über 15 kW: BFE Leistungsgarantie & WP-Gütesiegel, ggf. Gütesiegel Bohrfirma

2.2 Abgrenzung zu anderen Förderinstrumenten

Auch Kantone und Gemeinden unterstützen teilweise erneuerbare Heizlösungen finanziell. Die «Klimaprämie» ergänzt die staatliche Förderung. Mit dem Online-Förderrechner⁸ kann schnell ermittelt werden, ob die kantonale Förderung oder die «Klimaprämie» für das konkrete Vorhaben interessanter ist. Weitere nicht rückzahlbare, staatliche Geldleistungen zur Förderung des Heizungsersatzes sind offenzulegen und müssen berücksichtigt werden.

2.3 Finanzierung und Regulierung

2017 hat die Schweiz das Pariser Abkommen ratifiziert und sich damit verpflichtet, die Treibhausgasemissionen bis 2030 gegenüber dem Stand von 1990 zu halbieren. Das CO₂-Gesetz bildet die Basis der Schweizer Klimapolitik. Die Finanzierung des Förderprogramms «Klimaprämie» basiert auf den darin enthaltenen gesetzlichen Bestimmungen.

Zur Kompensation eines Teils der CO₂-Emissionen, die durch die Nutzung fossiler Treibstoffe entstehen, werden Abgaben auf den Treibstoffen erhoben⁹ und so Klimaschutz-Massnahmen im Inland finanziert. Die Mineralölgesellschaften, welche fossile Treibstoffe in Verkehr bringen, sind individuell kompensationspflichtig. Zwecks gemeinsamer Erfüllung der Kompensationspflicht dürfen sie sich zu einer Kompensationsgemeinschaft zusammenschliessen. Mit der Erfüllung der Kompensationspflicht wurde die Stiftung für Klimaschutz und CO₂-Kompensation KliK beauftragt. Aktuell sind ihr 43 Gesellschaften angeschlossen.

Für die wie oben beschrieben finanzierten Emissionsreduktionen, die mit Umsetzung einer Klimaschutzmassnahme nachweislich stattgefunden haben, werden vom BAFU sogenannte Bescheinigungen ausgestellt. Eine Bescheinigung entspricht einer Tonne CO₂. Anhand der Bescheinigungen können die Mineralölgesellschaften, respektive die Stiftung KliK, die erzielten CO₂-Reduktionen belegen und sich diese zur Erfüllung ihrer Kompensationspflicht anrechnen lassen. Die Bescheinigungen werden von der Stiftung KliK an das Bundesamt für Umwelt übertragen und dort stillgelegt. Das bedeutet, dass diese nicht zur Verbesserung der individuellen CO₂-Unternehmensbilanz der Mineralölgesellschaften verwendet werden, ergo können Unternehmen, die am Förderprogramm «Klimaprämie» teilnehmen, die erzielten Emissionsreduktionen in ihrer individuellen CO₂-Bilanz trotz Abtreten der Bescheinigungen (vgl. 2.1) berücksichtigen.

Die CO₂-Verordnung sieht als anrechenbare Klimaschutzmassnahmen sogenannte «Projekte» und «Programme» vor. Diese unterliegen klar definierten Vorgaben¹⁰. Das Förderprogramm «Klimaprämie» ist ein solches Programm und erfüllt die Registrationsbestimmungen gemäss BAFU.

Das Zusammenspiel zwischen der Energie Zukunft Schweiz AG als Programmbetreiberin, der Stiftung KliK und dem Bundesamt für Umwelt BAFU ist auf (Bild 1) schematisch dargestellt.

⁸ www.klimapraemie.ch, siehe auch [Bild 3], Kapitel 2.5

⁹ <https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/20120090/index.html>, Anhang 10

¹⁰ <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/publikationen-studien/publikationen/projekte-programme-emissionsverminderung-inland.html>

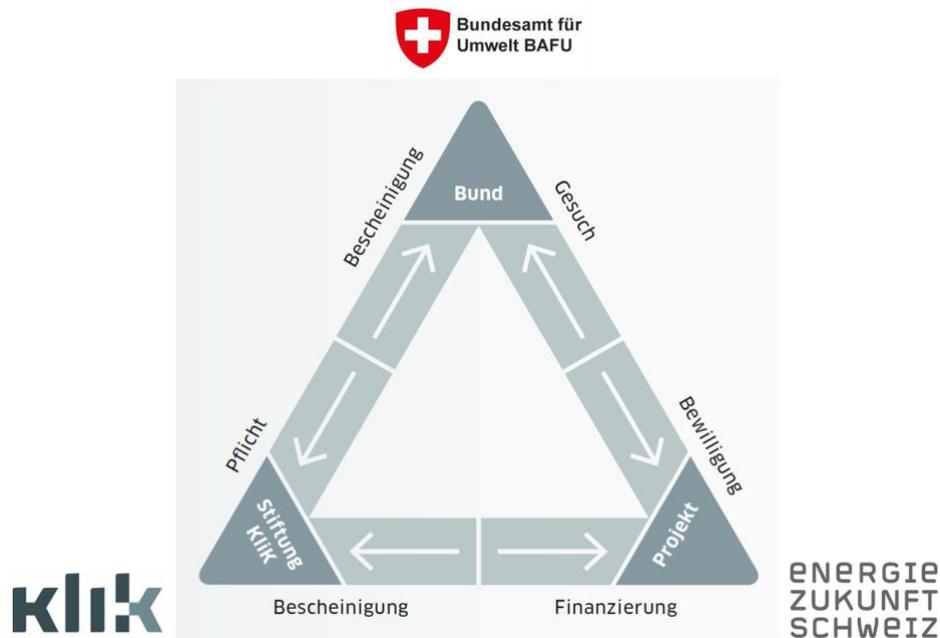


Bild 1 Das Förderprogramm «Klimaprämie» wird von der Energie Zukunft Schweiz AG geführt, von der Stiftung KLIK finanziert und vom Bundesamt für Umwelt BAFU reguliert

2.4 Zielgruppe des Förderprogramms

Die «Klimaprämie» kennt keine Obergrenze und ist daher für grosse Anlagen besonders gut geeignet. Die «Klimaprämie» kann je nach Heizung oder Feuerung über die Hälfte der Investitionskosten decken. Zudem gelten dieselben Förderbedingungen in der gesamten Schweiz, was eine einheitliche und zentrale Beantragung von Fördergeldern erlaubt. Das Programm soll es neben Besitzerinnen und Besitzern von grossen Heizungen so auch für Verantwortliche von Liegenschaftsportfolios mit herkömmlichen Heizleistungen einfacher machen, mit dem Heizungsersatz schnell vorwärts zu machen.

Energie Zukunft Schweiz bietet für Liegenschaftsportfolios eine Potenzialanalyse an, mit der schnell ersichtlich wird, bei welchen Liegenschaften das grösste CO₂-Einsparpotenzial und damit die höchsten Förderbeträge möglich sind.

EZS hat es sich zum Ziel gesetzt, auch komplexe Anlagen fördern zu können – namentlich auch die Produktion von Wärme für industrielle Prozesse. Für energieintensive Unternehmen, die von der CO₂-Abgabe befreit sind, ist es seit 2022 nicht mehr möglich, sich sogenannte Mehrleistungen abgelden zu lassen. Förderprogramme wie die «Klimaprämie» können hier in die Bresche springen¹¹.

¹¹ Ein Beispiel zur Veranschaulichung: Ein Industrieunternehmen hatte durch Übererfüllung der Ziele jährlich vierstellige Beträge für seine Mehrleistungen erhalten. Diese Möglichkeit entfällt. Das Unternehmen ersetzt jetzt zwei Ölkessel mit einer Gesamtleistung von 800 kW durch zwei Pelletskessel mit einer Gesamtleistung von 700 kW. Mit dem Förderprogramm kann das Unternehmen dafür einen Förderbetrag von 320'000 Franken erhalten.

2.5 Die Rolle von Lieferfirmen, Beraterinnen und Planern

Als Anbieterin des Förderprogramms «Klimaprämie» ist EZS oft nicht schon im Vorfeld des Entscheids für ein neues System direkt mit den Heizungsbesitzenden (also mit der Endkundschaft) in Kontakt. Um eine möglichst breite Wirkung erzielen zu können und möglichst viele Heizungs- und Feuerungsbesitzende anzusprechen, ist das Weiterverbreiten der Informationen zum Programm auch durch Heizungslieferfirmen, Berater und Planerinnen ein wichtiger Faktor. EZS ist in diesem Sinne an einer engen Zusammenarbeit aller im Heizungersatz-Prozess involvierten Akteurinnen und Akteure interessiert.

Den Entscheidungstragenden beim Heizungersatz muss frühzeitig im Entscheidungsprozess aufgezeigt werden, dass sich dank der Förderung durch die «Klimaprämie» der Entscheid für den Umstieg von einem fossilen auf ein erneuerbares Heizsystem über die Lebensdauer der Anlage auch finanziell lohnt – und dass ein Heizungs- resp. Feuerungsersatz auf alle Fälle rechtzeitig und unverbindlich zur Programmteilnahme angemeldet werden sollte. Diese Rolle fällt oft den Beraterinnen, Planungsfirmen und Installateuren zu.

Um noch mehr CO₂-Einsparungen zu erreichen und auch um eine höhere Zufriedenheit der Endkundschaft zu erzielen, ist es im gemeinsamen Interesse von EZS und allen involvierten Firmen, die «Klimaprämie» bekannt zu machen und zu nutzen.

Zur einfachen und schnellen Abschätzung des Förderbetrags hat EZS einen **Online-Förderrechner** (Bild 3) entwickelt. Dieser gibt nicht nur über den zu erwartenden Förderbetrag Auskunft, er orientiert auch darüber, falls die kantonale Förderung wahrscheinlich höher ausfällt. Eine transparente Förderkommunikation im Interesse der Kundschaft und zur Erzielung der grösstmöglichen Wirkung liegt EZS am Herzen.

Unternehmen, die eine Programmpartnerschaft eingehen möchten, können den Förderrechner in ihre eigene Webseite einbinden und mittels einer Toolbox auf eine Vielzahl an Unterlagen und Kommunikationsmitteln zurückgreifen.



Bild 2 Der Online-Förderrechner (www.klimapraemie.ch) gibt Auskunft über den zu erwartenden Förderbetrag.

2.6 Ablauf der Programmteilnahme

Die Abwicklung der Förderanträge erfolgt über die Förderplattform von EZS. Diese Online-Plattform ermöglicht einen transparenten, gut verständlichen Ablauf. Die Antragstellenden sehen jederzeit, welcher Schritt im Prozess ansteht und wer als nächstes etwas tun wird. Die Programmteilnahme lässt sich in vier Hauptschritte unterteilen (Bild 3).

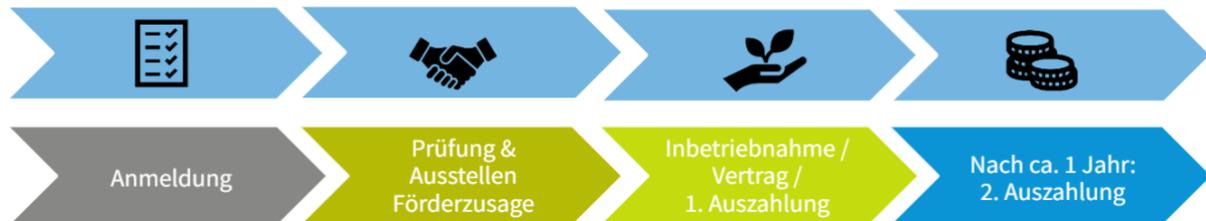


Bild 3 «Klimaprämie»-Programmteilnahme schematisch dargestellt.

1. Anmeldung

Ein Antragsgesuch wird auf der Förderplattform eröffnet und die Anmeldung vom Heizungsbesitzer resp. der Heizungsbesitzerin unterzeichnet.

2. Förderzusage

Nach der Vervollständigung des Antrages prüft EZS innert weniger Arbeitstage die grundsätzliche Förderbarkeit des Heizungsersatz und stellt eine Förderzusage mit dem errechneten Förderbetrag aus.

Für grössere Anlagen, Spezial-Feuerungen und Prozesswärmeproduktion nehmen wir auch gerne unverbindliche Voranfragen zur Abklärung entgegen.

3. Vertrag und erste Auszahlung

Sobald der Heizungsersatz umgesetzt und mit Nachweisdokumenten belegt und die Förderkriterien, resp. Qualitätsanforderungen erfüllt wurden, wird der Fördervertrag unterzeichnet. Nun erfolgt die Auszahlung der ersten 50 % des Förderbetrages. Bei Standardheizungen (monovalent) ist es möglich, bereits 100 % nach Umsetzung auszubezahlen¹².

4. Monitoring

Nach dem ersten Betriebsjahr wird der Energieverbrauch der neuen Heizung belegt, und es erfolgt ggf. (siehe oben) die Auszahlung der zweiten Fördergeld-Tranche. Bei komplexen Systemen, Prozesswärme und Wärmeverbänden erfolgt die Auszahlung der erzielten Einsparungen jährlich bis 2030.

¹² EZS garantiert beste Auszahlungsmodalitäten, mindestens gleich gut wie alle schweizweiten Förderprogramme

2.7 Wirksamkeit

Der Heizungsersatz ist eines der besonders wirksamen Mittel zur Reduktion des CO₂-Ausstosses. Gleichzeitig wird die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen überwunden. Für viele Heizungsbesitzende steht grundsätzlich ausser Frage, dass der Wechsel von einer fossilen zu einer erneuerbaren Heizung beim nächsten Ersatz erfolgen soll. Dass dieser Prozess durch die «Klimaprämie» beschleunigt wird, zeigen die bisherigen Programmzahlen. Seit Programmstart im August 2020 (zuerst nur für Holzheizungen ab Mai 2021 auch für Wärmepumpen) hat das «Klimaprämie»-Team bereits über 3'250 Anträge entgegen genommen und bearbeitet.

Für über 36 Millionen Franken konnten Förderzusagen ausgestellt werden. Damit können CO₂-Einsparungen von fast 290'000 Tonnen bis 2030 erzielt werden – bereits umgesetzt sind Heizungsersatz-Projekte (Holzheizungen und Wärmepumpen), die fast 79'000 Tonnen CO₂ einsparen, dies entspricht 9.4 Mio. Franken zugesichertem Fördergeld. Über 4.65 Millionen Franken Fördergeld wurden bereits ausbezahlt. Im Bereich Holzenergie handelt es sich um über 320 Anlagen mit einer Einsparung von fast 65'000 Tonnen CO₂.

Die untenstehende Grafik (Bild 4) zeigt die Verteilung der Vorhaben pro Leistungsklasse und Holzheizungstechnologie:

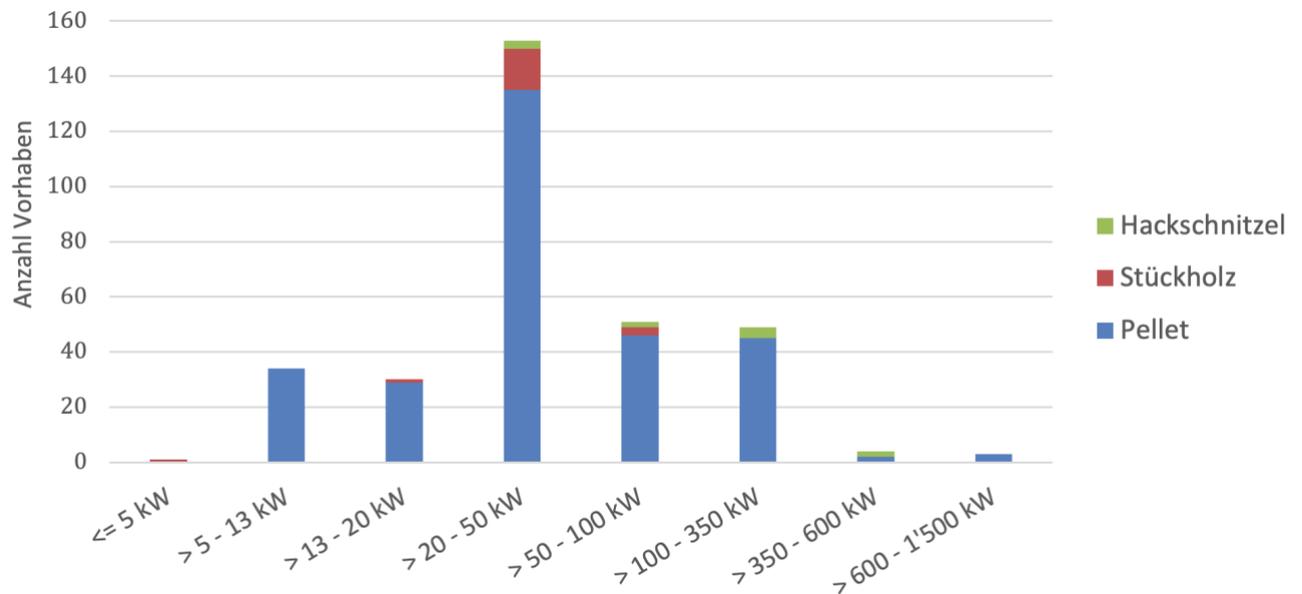


Bild 4 Anzahl Vorhaben je Leistungsklasse und Holzheizungstechnologie per 31.07.2022.

3 Fazit

- Der Ersatz fossiler Heizungen durch erneuerbare Heizsysteme ist ein wichtiger Beitrag zur Reduktion des CO₂-Ausstosses in der Schweiz. Die Nutzung lokaler Energiequellen (Holz, Umweltwärme etc.) führt zudem zu mehr Unabhängigkeit in der Energieversorgung.
- Die Beschleunigung der Dekarbonisierung beim Heizen ist wichtig, um die vom Bund gesteckten Klimaziele zu erfüllen.
- Mit dem attraktiven Förderprogramm «Klimaprämie» leistet die Energie Zukunft Schweiz AG einen Beitrag, dass der Ersatz fossiler durch erneuerbare Heizungen wirtschaftlich attraktiver wird und dadurch schneller voranschreitet.
- Die «Klimaprämie» kennt keine Obergrenze bei den Förderbeträgen. Diese berechnen sich linear anhand der jährlichen CO₂-Einsparung. Das Programm ist demnach insbesondere für grosse Anlagen sehr attraktiv. Auch Prozesswärme wird gefördert.
- Nach dem Wegfall der Möglichkeit, sich Mehrleistungen entgelten zu lassen, haben Förderprogramme auch für energieintensive, von der CO₂-Abgabe befreite Unternehmen an Bedeutung gewonnen.
- Die hohe Anzahl an Anträgen für die «Klimaprämie»-Programmteilnahme zeigt, dass die Förderung eine unverzichtbare Unterstützung für Heizungsbesitzende in Ihrer Entscheidungsfindung ist.

Verdankung

Energie Zukunft Schweiz AG bedankt sich bei der Stiftung für Klimaschutz und CO₂-Kompensation KLIK für die gute Partnerschaft und das Bereitstellen der Fördergelder. Ebenfalls bedankt sich EZS bei allen Programmpartnerinnen und Programmpartnern sowie allen Antragstellenden für die wertvolle Zusammenarbeit: Gemeinsam werden relevante CO₂-Einsparungen realisiert und die Energiewende verwirklicht.

Aktuelle Situation zur Energieholz-Versorgung regional und in der Schweiz

Andreas Keel

Holzenergie Schweiz, Zürich

Zusammenfassung

Ende 2021 nutzten die in der Schweiz installierten 522'533 Holzfeuerungen 5.8 Mio. m³ beziehungsweise 16'150 GWh Holz. Bei einem ökologisch und ökonomisch sinnvollen Gesamtpotenzial von jährlich 7.4 Mio. m³ verbleibt somit ein zusätzliches Nutzungspotenzial von knapp 1.6 Mio. m³ Holz pro Jahr. Dieses stammt zum überwiegenden Teil aus dem Wald und aus der Landschaft.

Das theoretische Nutzungspotenzial des Schweizer Waldes liegt bei über 10 Mio. m³ pro Jahr und wird seit Jahren nur gerade zur Hälfte genutzt. Bei einem anhaltend hohen Energiepreisniveau und genug hohen Holzpreisen ist eine höhere Nutzung möglich. Allerdings besteht in der schweizerischen Wald- und Holzwirtschaft weitgehend der Grundsatz, das Holz aus Gründen der CO₂-Speicherung und der Wertschöpfung möglichst kaskadenartig zu nutzen und für die Energieproduktion ausschliesslich qualitativ minderwertige Waldholzsorimente sowie Holzprodukte am Ende ihrer Lebensdauer zu verwenden.

Aufgrund der seit 2020 rasant angestiegenen Nachfrage nach neuen Holzfeuerungen und damit auch nach Energieholz rechnen die ungünstigsten Szenarien für den anstehenden Winter vor allem bei Holzpellets und Stückholz mit Versorgungsengpässen.

Pellets wurden ursprünglich aus Sägemehl und Hobelspänen hergestellt, einem klassischen Koppelprodukt der Holzverarbeitung. Dieses Inlandpotenzial ist mittlerweile ausgeschöpft. Angesichts der starken Zunahme von neuen Pelletfeuerungen erweist sich diese Kopplung an die Holzindustrie plötzlich als nachteilig für eine rasche Erhöhung des Brennstoffangebots. Auch die Importe von Holzpellets aus dem benachbarten Ausland sind als Folge des Ukraine-Krieges viel schwieriger geworden. Die Nachfrage nach Stückholz wird stark durch die grosse Anzahl von insgesamt 470'000 installierten Anlagen beeinflusst. Werden diese Geräte im Durchschnitt auch nur ein wenig intensiver genutzt, entsteht insgesamt eine beträchtliche zusätzliche Nachfrage. Zurzeit finden nicht nur rasche Verdichtungen und Erweiterungen bestehender Holz-Wärmeverbünde statt, sondern es befinden sich auch viele neue Projekte und Projektideen von grösseren Anlagen in der Entwicklung. Aus allen diesen Gründen wird das verfügbare Potenzial innerhalb der nächsten fünf Jahre ausgeschöpft sein.

Im Rahmen des Projekts «Monitoring Holzenergie in der Schweiz» erarbeitet Holzenergie Schweiz zurzeit die Grundlagen für ein zukünftiges Monitoringsystem. Dieses soll laufend Angaben zur aktuellen Nutzung, zum Potenzial sowie zu neuen Projekten und Projektideen zur Verfügung stellen und damit verhindern, dass neue Anlagen erstellt werden, deren Versorgung mit Brennstoff nicht oder nur durch lange Transportwege gesichert ist.

Eine von Holzenergie Schweiz erarbeitete Strategie empfiehlt, das verbleibende Energieholzpotenzial prioritär in kleinen und mittleren Anlagen bis 10 MW Leistung zu nutzen.

1 „...dass die Bäume nicht in den Himmel wachsen“

„Es ist dafür gesorgt, dass die Bäume nicht in den Himmel wachsen!“ Um zu dieser Erkenntnis zu gelangen, benötigte Johann Wolfgang von Goethe 65 Jahre [1]. Die Holzenergiebranche war da deutlich schneller. Sie war sich stets der Begrenztheit des Energieholzpotenziales bewusst und hat dies immer auch so kommuniziert. Nun war der Energieholzmarkt aber bis Ende 2021 ein ausgeprägter Angebotsmarkt, und die Versorgung war – sogar bei grossen Anlagen – meist kein Problem. Die seit 1990 kontinuierlich zunehmende Nachfrage nach allen Holzsortimenten mit Ausnahme des Stückholzes liess sich jeweils problemlos durch eine entsprechende Erhöhung des Angebots decken. Das Wachstum verlief insgesamt eher langsam, und bezüglich Brennstoffversorgung schien das «Ende der Fahnenstange» noch weit weg zu sein. Eben fast schon im Himmel. Das änderte sich ab 2020, als die Nachfrage aus folgenden Gründen stark anzusteigen begann:

- **COVID-19-Pandemie**

Viele Leute waren oft zuhause und hatten Zeit und Geld für Investitionen ins eigene Heim. Besonders deutlich spürte man dies etwa bei den Wohnraumfeuerungen [2].

- **Erhöhte unmittelbare Spürbarkeit des Klimawandels**

In den letzten Jahren wurden die direkten Auswirkungen des Klimawandels deutlich spürbarer. Das veranlasste viele Bauherren, den Umstieg auf erneuerbare Heizungen konsequenter voranzutreiben.

- **Substanzielle Förderprogramme**

Substanzielle Förderprogramme von Kantonen und anderen Organisationen unterstützten und verstärkten den Umstieg.

- **Ukraine-Krieg**

Der Krieg in der Ukraine verlieh dieser Entwicklung einen zusätzlichen Schub.

Fast über Nacht verwandelte sich der Angebots- in einen Nachfragemarkt. Und heute erweist sich der Umstand, dass Energieholz bisher weitgehend als Koppelprodukt aus der waldbaulichen Produktion von Nutzholz beziehungsweise aus der stofflichen Verarbeitung des Nutzholzes anfiel, plötzlich nicht mehr als Vorteil, sondern als Nachteil, weil ein «gekoppeltes Angebot» mit der stark ansteigenden Nachfrage nur schwer mitzuhalten vermag.

Energieholz fällt somit an folgenden Orten und in folgenden Holzkategorien an:

1. Waldholz

Naturbelassenes Energieholz in Form von Holzschnitzeln, Stückholz oder Pellets, das direkt beziehungsweise über ein Zwischenlager aus dem Wald oder über eine Weiterverarbeitung (Pellets) in die Feuerungsanlage gelangt.

2. Restholz

Energieholz in Form von Holzschnitzeln oder Pellets aus der Verarbeitung des Nutzholzes in der Holzverarbeitenden Industrie (Sägereien, Hobelwerke, Schreinereien).

3. Landschaftsholz

Naturbelassenes Holz aus der Landschaft (Obstbaumkulturen, Garten- und Parkanlagen, Bachpflege, Autobahnböschungen etc.)

4. Altholz

Naturbelassenes oder behandeltes Holz aus Gebäudeabbrüchen, alten Möbeln, Verpackungen etc., welches am Ende der Lebensdauer des verarbeiteten Holzes anfällt.

2.2 Aktuelle Nutzung

Ende 2021 umfasste der Anlagenpark in der Schweiz – vom Zimmeröfen bis zum Holzkraftwerk – insgesamt 522'533 Holzfeuerungen. Diese nutzten 5'884'743 m³ (Festmeter) beziehungsweise 16'150'670 MWh Energieholz (Endenergie). In den letzten Jahren ist ein starker Trend hin zu automatischen Holzschnitzel- und Pelletfeuerungen festzustellen. Seit 1990 hat die genutzte Energieholzmenge um fast 80 % zugenommen.

Tabelle 1 Entwicklung der Holzenergienutzung in der Schweiz seit 1990 [3].
KVA: Kehrichtverbrennungsanlagen.

Feuerungstyp	Jahr	Anzahl Anlagen	Energieholzverbrauch	
			[m ³ /a]	[MWh/a]
Stückholzfeuerungen	1990	689'184	2'416'030	6'747'461
	2021	480'766	1'103'237	3'116'640
Holzschnitzelfeuerungen	1990	3'286	424'276	1'134'380
	2021	11'806	1'947'646	5'676'426
Pelletfeuerungen	1990	0	0	0
	2021	29'824	656'430	1'729'106
Altholzfeuerungen	1990	22	175'006	316'771
	2021	78	1'020'851	2'629'515
WKK-Anlagen	1990	0	0	0
	2021	29	681'093	1'854'283
Holz in KVA	1990	26	235'505	619'038
	2021	30	435'486	1'144'700
Total	1990	692'518	3'250'817	8'817'650
	2021	522'533	5'844'743	16'150'670

Eine Zuteilung der aktuellen energetischen Nutzung zu den Holzkategorien und -sortimenten ergibt folgendes Bild:

Tabelle 2 Zuteilung der Nutzung 2021 auf die verschiedenen Holzkategorien und Holzsortimente.

Holzsortiment	Stückholz	Holzschnitzel	Pellets	TOTAL
Holzkategorie	[m³/a]	[m³/a]	[m³/a]	[m³/a]
Waldholz	931'485	1'917'114	34'739	2'883'338
Restholz	82'094	776'790	621'691	1'480'575
Landschaftsholz	52'511	243'013	0	295'524
Altholz	37'148	1'148'159	0	1'185'307
Total	1'103'238	4'085'076	656'430	5'844'744

2.3 Gegenüberstellung Nutzung und Potenzial

Ausgehend von der aktuellen Nutzung und von den verschiedenen Erhebungen zu den Potenzialen stellt sich die Frage nach dem noch verfügbaren Potenzial. Das Schweizer Waldgesetz hält in Artikel 10 Absatz 1 fest: «Der Wald ist so zu bewirtschaften, dass er seine Funktionen dauernd und uneingeschränkt erfüllen kann (Nachhaltigkeit)» [4]. Als Waldfunktionen erwähnt das Waldgesetz namentlich die Schutz-, die Wohlfahrts- und die Nutzfunktion. In der Praxis bedeutet das, dass innerhalb eines bestimmten Zeitraumes jeweils nur höchstens so viel Holz aus dem Wald genutzt werden darf, wie in der gleichen Zeit wieder nachwächst. Theoretisch liesse sich also jedes Jahr der gesamte jährliche Bruttozuwachs nutzen (theoretisches Potenzial). Dieser beträgt rund 10.683 Mio. m³.

Tabelle 3 Jährlicher Bruttozuwachs im Schweizer Wald nach Eigentum und Produktionsregionen [5].

Region	Jura	Mittelland	Voralpen	Alpen	Alpen-südseite	Schweiz
Eigentum	[1'000 m³/a]	[1'000 m³/a]				
Öffentlicher Wald	1'369	1'657	1'086	1'867	642	6'621
Privater Wald	479	1'319	1'268	732	264	4'062
Total	1'848	2'976	2'354	2'599	906	10'683

In der Realität gibt es zwischen dem jährlichen Bruttozuwachs und dem nachhaltig effektiv verfügbaren Nutzungspotenzial eine mehr oder weniger grosse Differenz, welche auf biologische, gesellschaftspolitische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen und Einschränkungen zurückzuführen ist. Diese Zusammenhänge lassen sich anhand des sogenannten Zwiebel-schalenmodells beschreiben.

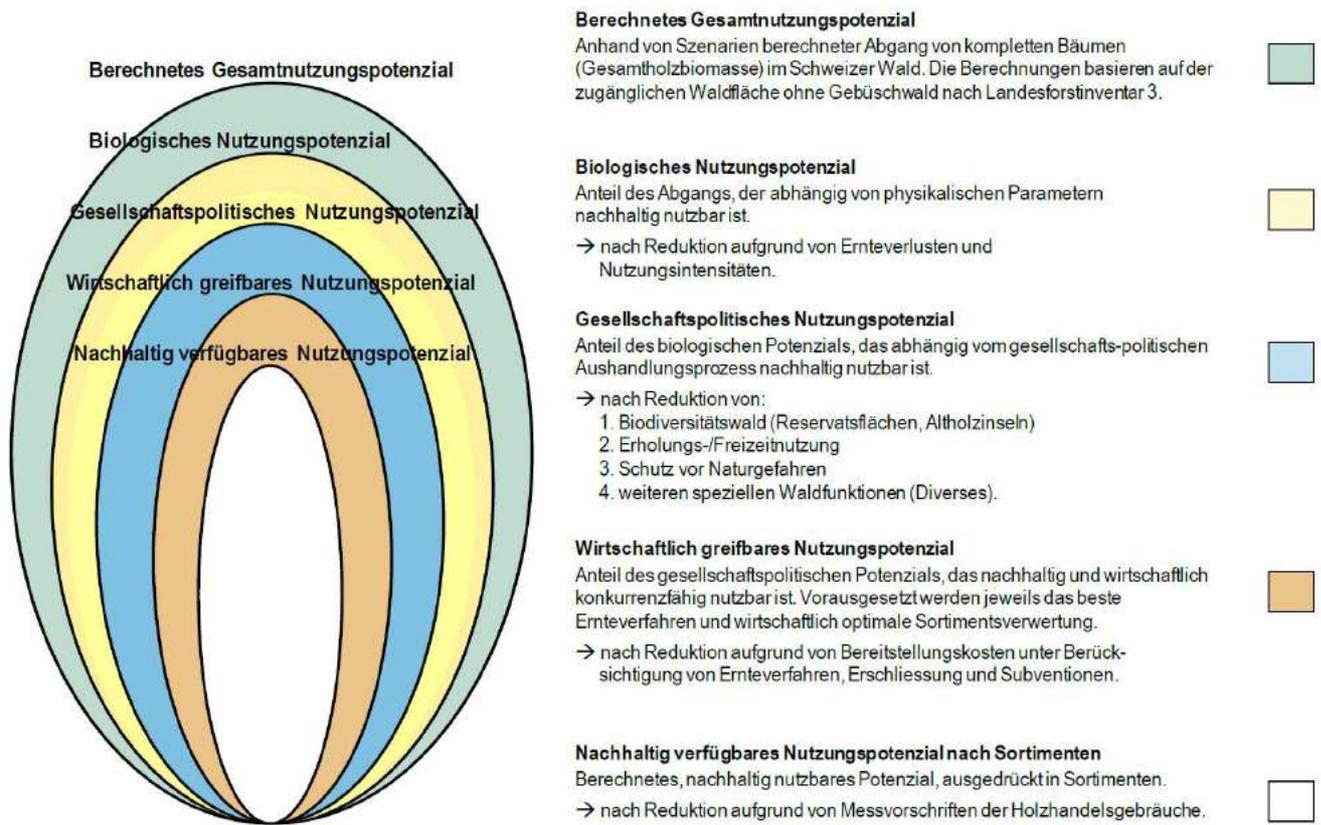


Bild 2 Zwiebelschalenmodell zur Berechnung des nachhaltig nutzbaren Holzpotenzials im Schweizer Wald [6].

Wird die aktuelle Nutzung von Energieholz dem insgesamt verfügbaren Potenzial gegenübergestellt, resultiert ein noch verbleibendes und kurzfristig verfügbares Potenzial von jährlich knapp 1.6 Mio. m³. Die Zusammensetzung dieses Potenziales ist in Tabelle 3 dargestellt. Die von Thees et al. [7] hergeleiteten Potenziale weisen je nach Szenario eine grosse Bandbreite auf. Deshalb wird hier der Mittelwert zwischen dem minimalen und dem maximalen Potenzial angenommen.

Tabelle 4 Gegenüberstellung von Nutzung 2021 und gesamthaft verfügbarem Potenzial [3], [7].

Holzkategorie	Nutzung 2021 [m ³ /a]	Potenzial gesamt [m ³ /a]	Potenzial verbleibend [m ³ /a]
Waldholz	2'885'000	4'150'000	1'265'000
Landschaftsholz	295'000	500'000	205'000
Restholz	1'480'000	2'750'000	85'000
Altholz	1'185'000		
Total	5'845'000	7'400'000	1'555'000

2021 wurden im Schweizer Wald insgesamt 4.8 Mio. m³ Holz geerntet. Davon entfielen 2.31 Mio. m³ auf Nutzholz, 0.55 Mio. m³ auf Industrieholz und 1.94 m³ auf Energieholz, dessen Anteil seit 1997 um rund 1.0 Mio. m³ zugenommen hat.

Tabelle 5 Verteilung der Holzernte 2021 im Schweizer Wald auf die verschiedenen Sortimente [8].

Sortiment	Holzernte 2021 [m ³ /a]
Nutzholz	2'308'000
Industrieholz	548'000
Energieholz	1'944'000
Total	4'800'000

2.4 Regionale Aspekte

Die Nachfrage nach Energieholz unterscheidet sich zwischen den einzelnen Kantonen und Regionen im gleichen Ausmass, wie auch die Entwicklung des jeweiligen Anlagenparks variiert. Einzelne Kantone und Regionen haben ihr Potenzial bereits heute zum grössten Teil ausgeschöpft. Andere wiederum nutzen einen Teil ihres Potenzials heute ausserkantonale. Und bei Grossanlagen erfolgt die Versorgung oft interkantonal und, in Grenzregionen, auch international. Gerade die aktuelle Zeit zeigt deutlich, dass die entsprechenden Stoffflüsse immer nur Momentaufnahmen sind und sich laufend verändern. Fast allen Kantonen und Regionen gemeinsam ist hingegen die grosse Anzahl geplanter Projekte und Projektideen, welche bei allen Potenzialbetrachtungen immer miteinzubeziehen sind.

Eine der grössten Stärken der Holzenergie ist ihre Regionalität. Diese Stärke sollte auch bei der Ausschöpfung des letzten Teils des Potenzials nicht preisgegeben werden (siehe auch Kapitel 8 und 9).

3 Holzpellets

3.1 Bisherige Nutzung

Holzpellets und Pelletfeuerungen kennen wir in der Schweiz ungefähr seit der Jahrtausendwende. Der Brennstoff war ursprünglich ein reines Koppelprodukt aus der ersten Holzverarbeitungsstufe und wurde aus Sägemehl und Hobelspänen hergestellt. Dank ihrer hohen Energiedichte von 4.5 bis 5.0 kWh pro kg und ihrer Homogenität ermöglichen die Pellets auch im kleinen Leistungsbereich (Ein- und Mehrfamilienhäuser) ein automatisches Heizen mit Holz ohne grosse baulichen Aufwendungen.

In den ersten zehn Jahren lagen die jährlichen Zuwachsraten teilweise bei über 50 % und fielen dann bis 2020 auf 5 % bis 12 %. Dieses «organische» Wachstum sowie ein tendenzielles Überangebot an Pellets machten eine stetige, problemlose Befriedigung der Nachfrage möglich. Der Importanteil lag in den letzten zehn Jahren teilweise bei über 25 %. Die importierten Pellets stammten zum überwiegenden Teil aus Deutschland, Österreich und Frankreich und waren jederzeit problemlos und günstig verfügbar. Heute sind diese Importquellen schwieriger zu nutzen. Die Exporte waren mit einigen wenigen hundert Tonnen pro Jahr vernachlässigbar. 2021 lagen die Schweizer Inlandproduktion bei 324'000 Tonnen und der Konsum bei 418'000 Tonnen.

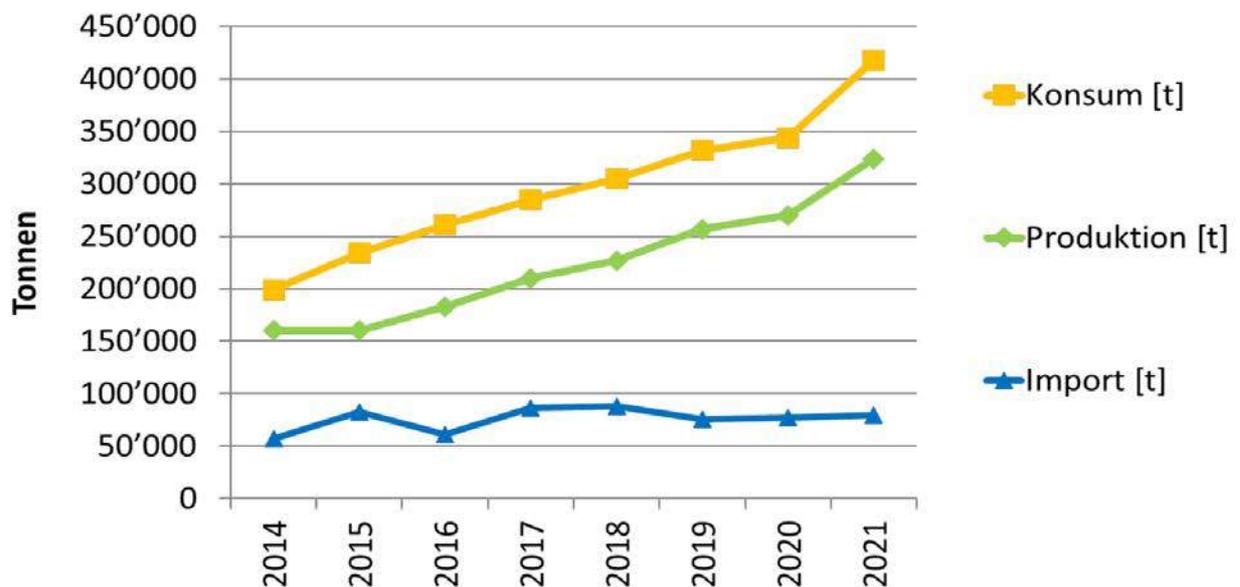


Bild 3 Konsum, Produktion und Import von Holzpellets in der Schweiz 2014 bis 2021 [9].

3.2 Rohstoffsituation

3.2.1 Restholz aus der Holzindustrie

Gemäss Anhang 5 Ziffer 32 der Luftreinhalte-Verordnung LRV müssen Pellets aus Sägemehl, Hobelspänen oder naturbelassenen Holzschnitzeln hergestellt werden [10].

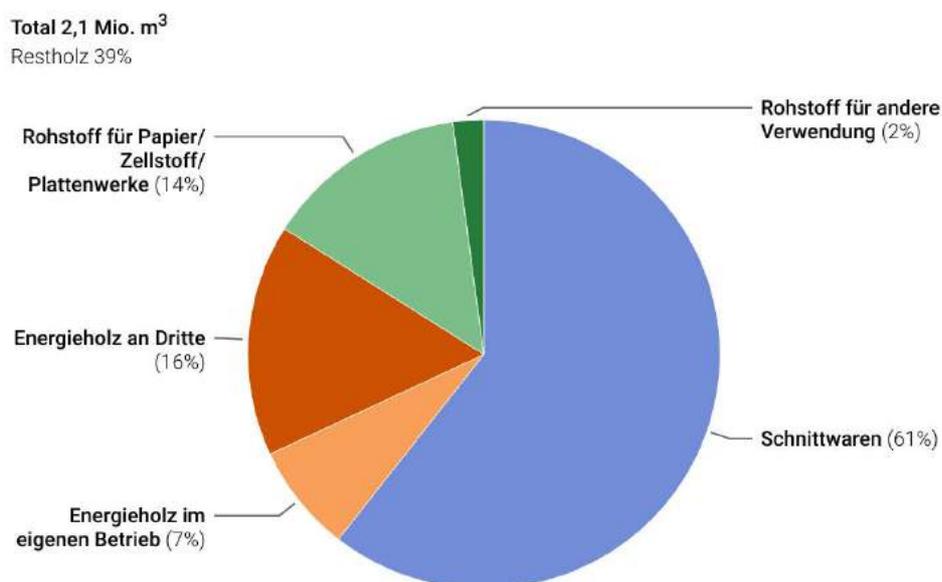
Beim Einschnitt von 1'000 m³ Rundholz in der Sägerei fallen insgesamt 200 t pelletierbares Restholz in Form von Sägemehl, Hobelspänen, Schwarten, Spreisseln und Abschnitten an. Davon entfallen 90 t auf Sägemehl und Hobelspäne. 2021 betrug die Einschnittmenge 2'061'391 m³. Dabei fielen insgesamt 226'753 t Schwarten, Spreissel und Abschnitte, 107'192 t Sägemehl und 78'833 t Hobelspäne an.

Tabelle 6 Anfall von pelletierbarem Rohstoff aus der Holzindustrie [11], [12].

Sortiment	Einheit	Umrechnung		t	Zahlen 2021
Rundholzeinschnitt	[m ³]	1'000			2'061'391 m ³
Schwarten, Spreissel, Abschnitte (gehackt)	[Sm ³]	780	/7.10	110	226'753 t
Sägemehl	[Sm ³]	350	/6.75	52	107'192 t
Hobelspäne	[Sm ³]	250	/6.75	38	78'333 t
Total pelletierbares Restholz				200	412'278 t

In der ersten Holzverarbeitungsstufe fallen insgesamt 39 % Restholz an, das heute wie folgt genutzt wird:

Holzverarbeitung in Schweizer Sägereien, 2021



Quelle: BFS – Eidg. Holzverarbeitungserhebung

© BFS 2022

Bild 4 Nutzung des Restholzes aus der ersten Holzverarbeitungsstufe 2021 [12].

3.2.2 Waldholz

Bereits heute wird in der Schweiz Waldholz direkt für die Pelletproduktion eingesetzt, wobei bezüglich der Mengen keine belastbaren Zahlen vorliegen. Wie in Kapitel 2.2 gezeigt, steht ein zusätzliches Potenzial an Waldholz von 1.265 Mio. m³ zur Verfügung. Theoretisch könnte dieses Holz vollständig in die Produktion von Waldpellets fließen. Dazu sind folgende Bemerkungen zu machen:

- Aus 1'000 m³ (Festmeter) Waldholz lassen sich etwa 430 t Pellets herstellen. Darin ist sowohl der Rohstoff als auch das Holz zum Trocknen des Rohstoffes enthalten [13]. Würde man also das gesamte noch zur Verfügung stehende Waldholz zu Pellets verarbeiten eingesetzt, liessen sich damit jährlich zusätzlich 544'000 t Pellets herstellen.
- Selbst wenn es gelänge, die lange Vorlaufzeit von Waldpelletwerken deutlich zu verkürzen, erscheint es angesichts der übrigen Nachfrage nach Waldholz unrealistisch, dass das gesamte noch verfügbare Potenzial in die Pelletproduktion strömt.
- Mit der Erhöhung der Einkaufspreise durch die SWISS KRONO AG (Spanplattenproduktion) im Sommer 2022 um durchschnittlich über 50 % ist auch der Rohstoffpreis für die Waldpelletproduktion stark angestiegen [14].

3.2.3 Neue Biomassen

Neue Biomassen (Energiepflanzungen, Pferdemist-Einstreu, Müllereiabfälle, Hofdünger, Abfälle aus Kaffeeröstereien etc.) liessen sich grundsätzlich auch als Rohstoffe für die Pelletherstellung nutzen. Das jährlich nutzbare Potenzial wird auf über 9'000'000 MWh, das theoretische Potenzial gar auf 27'000'000 MWh geschätzt [15]. Diese Rohstoffe könnten allenfalls mittel- bis langfristig eine Rolle spielen. Für die kurzfristige Versorgungssicherheit dürften sie nicht infrage kommen.

3.3 Versorgung

3.3.1 Winter 2021/2022

Aufgrund der tiefen Pelletpreise wurden in den letzten zehn Jahren nur wenige Investitionen in neue Pelletproduktionen getätigt. Der lange Winter 2020/2021 und der kalte Sommer 2021 verhinderten, dass die Produzenten ihre Lager füllen konnten, da sie die produzierten Pellets jeweils gleich ausliefern mussten. 2021 nahm die Zahl der neuinstallierten Pelletfeuerungen in der Schweiz gegenüber 2020 aus den erwähnten Gründen um 45 % zu [16]. Deshalb hegte die Branche zu Beginn des Winters 2021/22 die Befürchtung, dass es zu Versorgungsproblemen kommen könnte, zumal die Situation im übrigen Europa überall ähnlich war. Dank Teillieferungen und auch wegen des milden Januars 2022 blieben diese Engpässe aus.

3.3.2 Winter 2022/2023 und später

Die Prognose für die nächste Zukunft (inklusive Winter 2022/2023) hängt insbesondere von der Entwicklung der Nachfrage, das heisst von der Anzahl und Grösse der neuinstallierten Pelletfeuerungen, sowie von Witterung und Dauer der kommenden Winter ab. Angebotsseitig werden die Realisierbarkeit von Importen, die Verfügbarkeit des Rohstoffes sowie die logistische Infrastruktur (Lagerung und Transport) entscheidend sein. Es lassen sich folgende Punkte festhalten:

- Der maximale Bedarf an Pellets wird für 2022 auf 460'000 t geschätzt [17].
- Die maximale Produktionskapazität in der Schweiz liegt 2022 bei 447'000 t [18].
- Die Inlandproduktion 2022 wird auf 346'000 t bis 389'000 t veranschlagt. Die Lagerkapazitäten bei den Schweizer Herstellern betragen 122'000 t [19].

Für den Fall eines kalten langen Winters 2022/23 lässt sich die Versorgung nur durch eine höhere Importquote sicherstellen. Dabei gelten folgende Rahmenbedingungen:

- Die maximale Kapazität eines Überseeschiffs bis Rotterdam beträgt 60'000 t. Von Rotterdam bis Basel liegt die maximale Kapazität der Schiffe bei maximal 3'000 t.
- Für die Auslieferung wird ein Pelletfahrzeug pro 5'000 t lose Pellets benötigt. Die Wartezeiten für diese Fahrzeuge betragen mindestens 18 Monate.

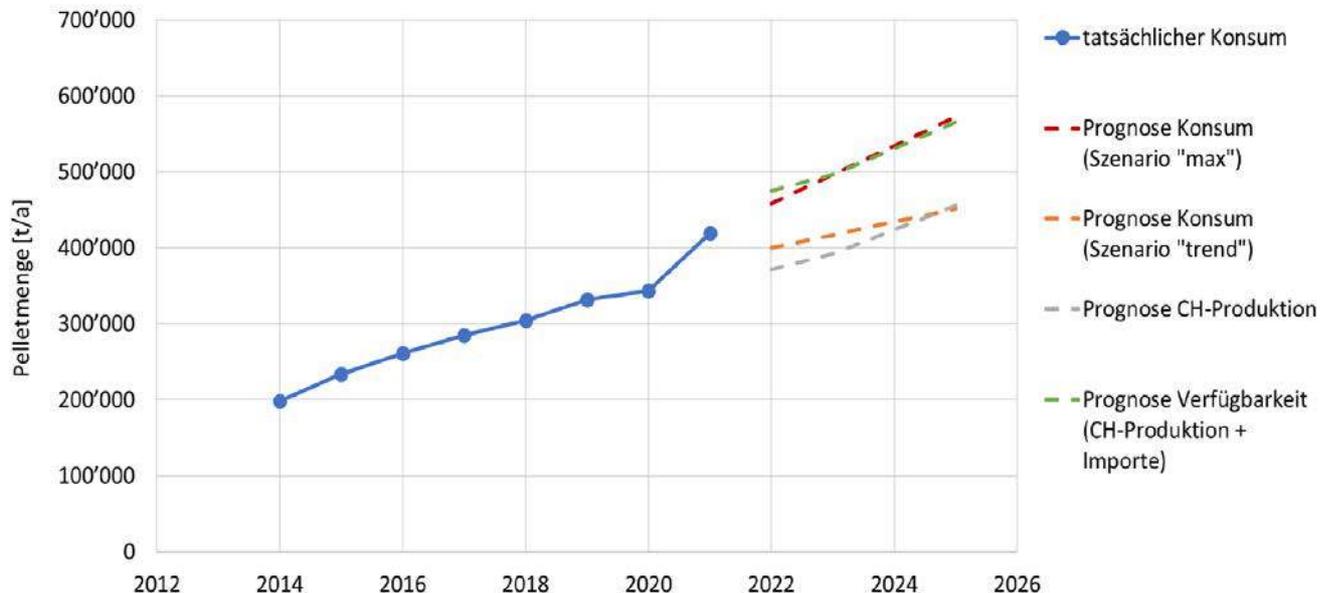


Bild 5 Prognose Konsum, Produktion und Verfügbarkeit von Pellets in der Schweiz bis 2025 [17]

--- Szenario „max“

weiterhin ähnliches hohes Wachstum der Nachfrage wie 6.2021 – 3.2022, kälteste Witterung der letzten 8 Jahre

--- Szenario „trend“

ähnliches Wachstum der Nachfrage wie 2014 – 2021, durchschnittliche Witterung der letzten 8 Jahre.

4 Stückholz

Der grösste Teil des Stückholzes ist Wald- und Landschaftsholz. Seine Nutzung ist seit 1990 zwar um mehr als die Hälfte zurückgegangen. Nach wie vor sind etwa 470'000 Stückholzheizungen installiert, wovon die allermeisten kleine Wohnraumfeuerungen sind (vgl. Tabelle 2, Kapitel 2.2), welche zu normalen Zeiten nur sporadisch genutzt werden. Wie sehr sich diese Situation seit dem Ausbruch des Ukraine-Krieges geändert hat, ist unbekannt. Zur jüngsten Entwicklung von Nachfrage und Angebot stehen keine zuverlässigen Daten zur Verfügung, sondern nur verschiedene Hinweise:

- Der Anstieg der Nachfrage wird als gross beschrieben. Kleine Privatwaldbesitzer organisieren sich und stellen Stückholz bereit.
- Die drohende Unterversorgung im kommenden Winter führte bereits im Frühsommer zu einem gewaltigen Nachfrageschub beim Stückholz und zu teilweise massiven Preiserhöhungen. Stückholz wird auch zu guten Preisen ins Ausland exportiert [20].
- Nachdem das Thema Anfang August auch in den Medien angekommen war, explodierte die Nachfrage nochmals. Einzelne Forstbetriebe berichteten von einer Vervierfachung der Nachfrage gegenüber dem Vorjahr [21].
- Für den Fall eines Versorgungsengpasses bei der Energie im kommenden Winter ist der immense Anlagenpark von grosser Bedeutung. Wenn jeder Besitzer oder jede Besitzerin in seinem Gerät im Winter nur ein Ster Stückholz mehr als sonst nutzt, ergibt das bereits einen zusätzlichen Bedarf von fast 350'000 m³.

5 Holzschnitzel in Anlagen bis 10 MW Leistung

In Holzschnitzelfeuerungen bis 10 MW Leistung kommen zum grössten Teil Wald-, Rest und Landschaftsholz zum Einsatz. Da zwei Drittel des Schweizer Waldes im Besitz von Gemeinden, Bürgergemeinden und Korporationen sind, welche meistens auch eigene Liegenschaften besitzen, wurden auf Gemeindeebene und mit Unterstützung von Contractoren in den letzten 30 Jahren sehr viele Holz-Wärmeverbände mit Schnitzelfeuerungen erstellt. Diese Anlagen werden laufend mit zusätzlichen Wärmeerzeugern und Fernleitungen erweitert, um auf das stark ansteigende Anschlussinteresse reagieren zu können.

Bis Ende 2021 war bei Anlagen bis 10 MW Leistung noch kein signifikanter Anstieg der Nachfrage nach Brennstoff festzustellen, da diese Anlagen eine gewisse Vorlaufzeit aufweisen. Allerdings wird eine starke Zunahme von Projekten und Projektideen beobachtet, wobei deren Konkrettheitsgrad jeweils schwierig einzuschätzen ist [3].

Aufgrund der Entwicklung der letzten Jahre und unter Berücksichtigung der aktuellen Situation ist davon auszugehen, dass die in Anlagen bis 10 MW Leistung genutzte Energiemenge bis 2025 auf über 1.8 Mio. m³ ansteigen dürfte.

Tabelle 7 Entwicklung 2015 bis 2021 des Verbrauchs von Holzschnitzel aus Wald- und Landschafts-
holz in Anlagen < 10 MW Leistung und Prognose bis 2025 [3].

Jahr	Energieholzverbrauch [m³/a]	Status
2015	1'193'810	effektiv
2016	1'250'808	
2017	1'305'726	
2018	1'336'323	
2019	1'377'164	
2020	1'442'588	
2021	1'456'376	
2022	1'529'195	Prognose
2023	1'620'947	
2024	1'718'204	
2025	1'838'478	

6 Holzschnitzel in Anlagen über 10 MW Leistung

Anlagen mit über 10 MW Leistung nutzen vermehrt auch Altholz. Der jährliche Anfall an Altholz und problematischen Holzabfällen gemäss Anhang 5 Ziffer 31 Absatz 2 lag 2020 bei rund 821'000 m³ beziehungsweise 1'230'000 m³. Davon wurden 316'000 t beziehungsweise 474'000 m³ ins Ausland exportiert und dort vorwiegend stofflich genutzt [22]. Dieser hohe Exportanteil war massgeblich dafür verantwortlich, dass es Anfang 2022 in der Schweiz zu Versorgungsengpässen kam und einzelne Anlagen ihren Betrieb einschränken mussten.

Erstellt man, ohne jeglichen Anspruch auf Vollständigkeit, eine Liste aller Projekte und Ideen von neuen Grossanlagen > 10 MW, ergibt sich bei deren Realisierung ein zusätzlicher jährlicher Bedarf an Wald-, Landschafts- und Altholz von mindestens 1.5 bis 2 Mio. m³.

7 Restholz

Das energetisch nutzbare Restholzpotenzial ist grösstenteils ausgeschöpft [7]. Die Verfügbarkeit von zusätzlichem Restholz hängt davon ab, ob sich in nächster Zeit neue Holzverarbeitungskapazitäten realisieren lassen. Da bei der stofflichen Holzverarbeitung insgesamt fast 40 % energetisch nutzbares Restholz anfällt, ist eine vermehrte stoffliche Nutzung des Holzes auch für die Versorgung mit Energieholz interessant

8 Zukünftiges Monitoring

Holzenergie Schweiz wurde per 1. August 2022 vom Bundesamt für Umwelt BAFU mit der Durchführung des Projektes «Monitoring Holzenergie in der Schweiz» beauftragt. Im Rahmen dieses Projektes werden bis Mitte 2023 einerseits der aktuelle Stand von Nutzung, Potenzial und zukünftiger Nachfrage (Projekte und Projektideen) von Energieholz hergeleitet. Andererseits wird das Projekt auch ein Monitoringsystem erarbeiten und etablieren, welches diese Grössen in Zukunft laufend aktualisieren kann. Die Daten sollen jeweils auf kantonaler oder regionaler Ebene verfügbar sein. Damit wollen wir verhindern, dass in Zukunft neue Anlagen geplant und gebaut werden, deren Versorgung nicht oder nur mit langen Transportwegen sichergestellt ist.

9 Strategie der Potenzialausschöpfung

Holzenergie Schweiz ging 1979 mit dem Ziel an den Start, «...die sinnvolle energetische Verwendung von Holz, einschliesslich der nachhaltigen Nutzung des ökologischen und ökonomischen Potentials des Energieträgers Holz zu fördern.» Dieses Ziel dürfte innerhalb der nächsten fünf Jahre erreicht sein. Deshalb liegt die Konzentration darauf, das noch verfügbare Potenzial auf möglichst sinnvolle Art und Weise auszuschöpfen. Zu diesem Zweck erfolgte eine Beurteilung der möglichen Nutzungspfade gemäss folgenden Kriterien:

1. Effizienz
2. Eigentümerstrukturen der Ressourcen
3. Umweltbelastung
4. Regionale Wertschöpfung
5. Risiko der «Überbuchung»
6. erzielbare Erlöse
7. Geschwindigkeit der Realisierung des Potenzials.

Für jeden möglichen Nutzungspfad wurde jedes Kriterium auf einer Skala von 1 («sehr schlecht») bis 5 («sehr gut») beurteilt. Anschliessend erfolgte eine Priorisierung der Nutzungspfade anhand ihrer Anzahl Punkte:

- > 27 Punkte: 1. Priorität
- 23 – 27 Punkte: 2. Priorität
- < 23 Punkte: 3. Priorität

Für Holzschnitzel präsentiert sich die Priorisierung folgendermassen:

Holzschnitzel

1. Priorität

2. Priorität



Waldholz



Landschaftsholz



Restholz



Altholz



Neue Biomassen



Importe



< 300 kW



300 - 1'000 kW



1'000 - 10'000 kW



> 10'000 kW

Bild 6 1. und 2. Prioritäten zur Nutzung von Holzschnitzeln. Nicht aufgeführt ist die 3. Priorität.

Für Pellets ergibt sich die folgende Priorisierung:

Pellets

1. Priorität

2. Priorität



Waldholz



Landschaftsholz



Restholz



Altholz



Neue Biomassen



Importe



Öfen



< 300 kW



300 - 1'000 kW



> 1'000 kW

Bild 7 1. und 2. Prioritäten zur Nutzung von Pellets. Nicht aufgeführt ist die 3. Priorität.

Das Mengengerüst zeigt, in welchen Feuerungskategorien welche Holzarten und welche Energieholzsortimente in welchen Mengen genutzt werden sollen.

Tabelle 8 Mengengerüst der zusätzlichen Nutzung des noch verfügbaren Energieholzpotenzials.

	Waldholz	Restholz	Land- schafts- holz	Altholz	Neue Bio- massen	Importe	Total
	[m³/a]	[m³/a]	[m³/a]	[m³/a]	[m³/a]	[m³/a]	[m³/a]
Stückholz Öfen	140'000	0	15'000	0	0	0	155'000
Stückholz Kessel	160'000	0	30'000	0	0	0	190'000
Schnitzel < 300 kW	220'000	0	10'000	0	0	0	230'000
Pellets < 300 kW	90'000	10'000	0	0	0	220'000	320'000
Schnitzel 300 – 1'000 kW	350'000	10'000	60'000	10'000	0	0	430'000
Pellets 300 – 1'000 kW	30'000	5'000	0	0	0	120'000	155'000
Schnitzel 1'000 – 10'000 kW	275'000	10'000	90'000	30'000	65'000	0	470'000
Pellets 1'000 – 10'000 kW	0	0	0	0	0	0	0
Schnitzel > 10'000 kW	0	0	0	10'000	55'000	300'000	365'000
Pellets > 10'000 kW	0	0	0	0	0	0	0
Total Inland ohne Importe und ohne neue Biomassen	1'265'000	35'000	205'000	50'000			1'555'000
Total Inland ohne Importe und mit neuen Biomassen	1'265'000	35'000	205'000	50'000	120'000		1'675'000
Total Inland mit Importen und mit neuen Biomassen	1'265'000	35'000	205'000	50'000	120'000	640'000	2'315'000

10 Fazit

Die Nachfrage nach allen Energieholzsortimenten hat seit 2020 sehr stark zugenommen. Der Energieholzmarkt ist heute nicht mehr durch ein grosses Angebot, sondern durch eine stark ansteigende Nachfrage charakterisiert, sodass im schlimmsten Fall für den anstehenden Winter mit gewissen Versorgungsengpässen zu rechnen ist.

Gesamtschweizerisch wird das Energieholzpotenzial bereits heute zu fast vier Fünfteln ausgeschöpft und bis spätestens 2027 dürfte die vollständige Potenzialausschöpfung erreicht sein.

Die im Schweizer Wald jährlich gesamthaft genutzte Holzmenge liegt, mit Ausnahme von Jahren mit viel Sturm- und Käferholz, seit vielen Jahren bei knapp der Hälfte des jährlichen Zuwachses. Der Grund für diese Divergenz ist im Wesentlichen auf gesellschaftspolitische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen zurückzuführen. Diese könnten sich insbesondere bei anhaltend hohem Energiepreisniveau ändern, sodass allenfalls etwas mehr Energieholz zur Verfügung stehen wird. Das ändert aber grundsätzlich nichts an der Endlichkeit des Potenzials.

Im Moment ist zwischen den verschiedenen Energieholzsortimenten und Feuerungskategorien ein gewisser «Wettlauf» um die Sicherung der verbleibenden Ressourcen festzustellen, von welchem nicht zuletzt die Waldbesitzer in Form von höheren Holzpreisen profitieren.

Trotz hoher Nachfrage nach Energieholz sollte aus Gründen der CO₂-Speicherung am Prinzip der kaskadenartigen Holznutzung festgehalten werden. Denn auch verbautes Holz ist zukünftiges Energieholz. Wenn jetzt aufgrund der stark zunehmenden Nachfrage eine Sortimentsverschiebung vom Nutzholz zum Energieholz stattfindet, wird dieses Nutzholz mindestens für die nächsten 20 Jahre für den Holzbau nicht zur Verfügung stehen.

Die grosse Nachfrage und die Absehbarkeit der Potenzialausschöpfung erfordert in nächster Zukunft ein verstärktes Marktmonitoring durch Holzenergie Schweiz. Dieses wird laufend Angaben zur aktuellen Nutzung zum verfügbaren Potenzial und zur Entwicklung der Nachfrage (neue Projekte und Projektideen) bereitstellen. Vor allem für grössere Anlagen muss die Abklärung der Versorgung ganz am Anfang der Projektentwicklung stehen. Der Umstand, dass das «Ende der Fahnenstange» in Sichtweite gerückt ist, war für die Branche Anlass sich Gedanken darüber zu machen, wie das verbleibende Potenzial möglichst sinnvoll zu nutzen ist.

Mit den veränderten Marktbedingungen erhalten zwei langjährige Anliegen eine völlig neue Aktualität. Einerseits wird der Fokus noch viel stärker als bisher auf der Effizienzsteigerung der Anlagen liegen. Entsprechende Massnahmen werden sich dank den hohen Holzpreisen auch wirtschaftlich lohnen. Auf der anderen Seite ist die baldige Ausschöpfung des Energieholzpotenzials ein idealer Zeitpunkt zur Einläutung der «Post-Holz-Ära» und damit zur konsequenten Nutzung des Potenzials aller übrigen neuen Biomassen.

11 Literatur und Quellen

- [1] von Goethe, J. W.: *Aus meinem Leben. Dichtung und Wahrheit*, Band 3. Cotta, Stuttgart und Tübingen. 1814
- [2] Rutschmann, C.: mündliche Mitteilung, 1.3.2021
- [3] Altherr, M., Stamm, M.: *Schweizerische Holzenergiestatistik 2021, Vorabzug Datentabellen*, Basler & Hofmann AG, Holzenergie Schweiz, Bundesamt für Energie, Bern 2022
- [4] *Bundesgesetz über den Wald vom 4. Oktober 1991 (Waldgesetz WaG, SR 921.0)*, Stand am 1. Januar 2022
- [5] Brändli, U.-B.; Abegg, M.; Allgeier Leuch, B. (Red.): *Schweizerisches Landesforstinventar. Ergebnisse der vierten Erhebung 2009 – 2017*. Eidgenössische Forschungsanstalt für Wald, Schnee und Landschaft WSL, Birmensdorf, Bundesamt für Umwelt, Bern, 2020
- [6] Hofer, P. et al.: *Holznutzungspotenziale im Schweizer Wald. Auswertung von Nutzungsszenarien und Wachstumsentwicklung*. Bundesamt für Umwelt BAFU, Bern. Umwelt-Wissen Nr. 1116, 2011
- [7] Thees, O. et. al.: *Biomassepotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung, Ergebnisse des Schweizerischen Energiekompetenzzentrums SCCER BIOSWEET*. WSL-Bericht 57, Birmensdorf. 2017. Zitiert und angepasst in: Hammer, St. et al.: *Analyse von Hemmnissen und Massnahmen zur Ausschöpfung des Holzenergiepotenzials*. Bundesamt für Energie BFE. Bern. 2021
- [8] BAFU (Herausgeber): *Jahrbuch Wald und Holz 2021*. Bundesamt für Umwelt BAFU, Bern. Umwelt-Zustand Nr. 2125, 2022
- [9] www.proPellets.ch. 23.2.2022
- [10] *Luftreinhalte-Verordnung vom 16. Dezember 1985 (LRV, SR 814.318.142.1)*, Stand am 1. Januar 2022
- [11] Streiff, H., Holzindustrie Schweiz: *«Sägemehllücke - Geht uns der Rohstoff aus?»* Referat 8. Schweizer Pelletforum, 7.11.2008, Bern
- [12] Bundesamt für Statistik: *Eidgenössische Holzverarbeitungserhebung 2021*, 26.7.2022, Bern
- [13] Keel, A., Holzenergie Schweiz: *Machbarkeitsstudie für ein Waldpelletwerk*. Technische Betriebe Glarus, 30.4.2022, Zürich
- [14] Stäheli, V., ovb Beromünster AG: *Mündliche Mitteilung*. 27.6.2022
- [15] Keel, A., Energie & Holz GmbH: *Neue Biomasse-Brennstoffe. Eine Bestandesaufnahme*. Bundesamt für Energie BFE, 30.1.2016, Bern
- [16] proPellets.ch: *Medienmitteilung «Holzpellets: Lagerfüllung jetzt planen und vereinbaren»*, 12.4.2022, Zürich
- [17] proPellets.ch: *Präsentation «Versorgungssicherheit»*. Generalversammlung 2022. Andermatt, 17.6.2022, Update 30.6.2022

[18] Holzkurier: *Pelletproduktion in Deutschland, Österreich und der Schweiz. 2020/Plan 2021*, Holzkurier 44, 4.11.2021, Wien

[19] Gehring, M., proPellets.ch: E-Mail, 19.4.2022

[20] Tognella, I., Sägerei Tanner, Merishausen: *Mündliche Mitteilung*, 9.3.2022

[21] Neue Zürcher Zeitung: *Kampf um ein warmes Wohnzimmer hat begonnen*, 8.8.2022

[22] Schafer, A., Bundesamt für Umwelt BAFU: *Aufteilung Altholz 2020 Abteilung Wald*, Mitteilung 26.6.2022

12 Dank

Das im August 2022 gestartete Projekt «Monitoring Holzenergie in der Schweiz» wird vom Bundesamt für Umwelt BAFU im Rahmen des Aktionsplans Holz finanziell unterstützt und ermöglicht. Dafür danken wir bestens!

100 % erneuerbare Gebäudewärme mit 25 % Holz und 75 % PV-Wärmepumpen

Thomas Nussbaumer

Verenum AG, Zürich und Hochschule Luzern, Horw

Take-Home Messages

1. Holz reicht für 50 % der Gebäudewärme im Jahr 2050. Es kann somit 25 % decken, wenn die Hälfte des Holzes für Prozesswärme reserviert wird.
2. Holz mit Wärmepumpen wird als Winter-Spitzenlast zum Saisonspeicher.
3. Mit 12 m² Fotovoltaik pro Person auf Dächern oder der Hälfte der verfügbaren Dachfläche können 74 % der Gebäudewärme mit Wärmepumpen erzeugt und mit 26 % Holz für 10 Spitzenwochen alle Gebäude versorgt werden. Zusätzlich werden jährlich 14.3 TWh Überschuss an Solarstrom erzeugt.
4. Zur Umsetzung des Konzepts sind Heizzentralen mit zwei Wärmeerzeugern erforderlich und/oder thermische Netze mit Einbindung beider Wärmeerzeuger.
5. Daneben existieren verschiedene Potenziale zur Effizienzerhöhung, darunter alpine PV-Anlagen und Windkraft, die im Vergleich zu PV-Anlagen auf Dächern mehr Winterstrom erzeugen und die Umsetzung damit vereinfachen.

Zusammenfassung

Im Beitrag wird ein Konzept vorgestellt, das im Jahr 2050 eine 100 % erneuerbare Wärmeversorgung der Gebäude ermöglicht. Basis bilden mit Solarstrom betriebene Wärmepumpen, die durch Holzkessel ergänzt werden. Zum Betrieb der Wärmepumpen erfolgt ein Zubau von Fotovoltaikanlagen¹ an Gebäuden im Versorgungsgebiet, welche den Strombedarf der Wärmepumpen im Sommer und in der Übergangszeit decken. Im Winter erfolgt die Wärmeversorgung durch Holz, sodass das System keinen Winterstrombedarf verursacht und optional ein begrenzter Beitrag an solarem Winterstrom anfällt. Das speicherfähige Holz übernimmt im System damit die Funktion eines Saisonspeichers. Die Kombination bietet zudem Synergiepotenziale wie die Möglichkeit zur Kaskadierung von Wärmepumpen mit Nacherwärmung durch Holz und die Vermeidung tiefer Quellentemperaturen im Fall von Luft-Wasser-Wärmepumpen, die bei Kombination mit Holz in Kälteperioden ausser Betrieb genommen werden können. Die Untersuchung zeigt eine vereinfachte Abschätzung zur Versorgung von Gebäuden in der Schweiz mit einem durch Gebäudesanierungen bis dann auf etwas unter die Hälfte reduziertem Wärmeverbrauch. Wenn für eine Bevölkerung von 10 Mio. pro Person rund 12 m² PV-

¹ Fotovoltaik setzt sich aus dem altgriechischen Begriff *Photos* für Licht und dem Wort *Volt* für die Einheit der elektrischen Spannung zusammen. Nach Duden ist für das Wort Foto nur die Schreibung mit F zulässig, das Wort Photo ist unzulässig. Für zusammengesetzte Wörter lautet die von Duden empfohlene Schreibung zum Beispiel Fotografie und Fotovoltaik und die Schreibung Photographie und Photovoltaik gilt als "alternative Schreibung". Der vorliegende Beitrag verwendet die nach Duden empfohlene Schreibung "Fotovoltaik" und die aus dem englischen Wort Photovoltaics erkennbare und auch in Deutsch gebräuchliche Abkürzung PV.

Fläche auf Dächern und damit etwas weniger als die Hälfte der heutigen Dachflächen zur Verfügung steht und die Wärmeversorgung durch den Verbund von Holzwärme und Wärmepumpen erfolgt, ist mit dem verfügbaren Holzpotenzial eine erneuerbare Wärmeversorgung möglich, wobei der Deckungsgrad an Holz in einer Bandbreite von ungefähr 25 % bis 50 % wie folgt variiert werden kann:

Bei einer Betriebsart mit 50 % Holz und 50 % Wärmepumpen wird das gesamte Energieholzpotenzial beansprucht und etwa 17 TWh/a Überschuss an Solarstrom produziert, wovon ein geringer Teil im Winter anfällt.

Ein auf minimalen Holzverbrauch ausgelegter Betrieb führt zu rund 26 % Deckung mit Holz und 74 % mit solar betriebenen Wärmepumpen. Der Überschuss an Solarstrom sinkt dabei auf 14.3 TWh/a ohne Überschuss im Winter. Da Holz rund einen Viertel deckt, beansprucht dieser Fall rund die Hälfte des Energieholzpotenzials, während die verbleibende Hälfte für andere Anwendungen wie Prozesswärme verfügbar wird. Im Vergleich zu einem alleinigen Ausbau von Holzheizwerken wird durch den auf den Winter reservierten Einsatz von Holz das Potenzial zur Wärmeversorgung vervierfacht.

1 Einleitung

1.1 Aktuelle und künftige Energieversorgung

Die Wärmeerzeugung verursacht in der Schweiz 49.2 % oder rund die Hälfte des Endenergieverbrauchs von 206 TWh/a [1]². Davon entfallen 12.9 % auf Prozesswärme und 36.2 % auf Gebäudewärme, nämlich 30.1 % für Raumwärme und 6.1 % für Warmwasser.

Den grössten Beitrag an erneuerbarer Energie liefert die Wasserkraft mit 56 % der Elektrizität oder 14 % der Gesamtenergie gefolgt von Energieholz mit 6 % der Gesamtenergie [2]. Beide Ressourcen können noch ausgebaut werden, nämlich Energieholz in der Grössenordnung von voraussichtlich 50 % [3], [4]³ und die Wasserkraft um rund 10 % von 35.5 TWh/a im Jahr 2011 auf 38.6 TWh/a im Jahr 2050 [5]. Energieholz und Wasserkraft können somit zusammen rund einen Viertel des heutigen Energieverbrauchs decken.

Im Bereich der Gebäude kommen seit Annahme des Energieartikels⁴ im Jahr 1990 vermehrt erneuerbare Energien mit Wärmepumpen und Holzheizungen zum Einsatz. Zur Erreichung der Klimaziele muss aber die Energieversorgung bis 2050 vollständig erneuerbar gedeckt werden. Da Wasser und Holz nur rund einen Viertel decken können, ist dazu ein starker Ausbau der anderen erneuerbaren Energien und insbesondere der Solarenergie notwendig. Dieser erfolgt vor allem durch Fotovoltaikanlagen auf Dächern und teilweise an Fassaden. Wie Bild 10 für eine Anlage in Zürich illustriert, beträgt der Ertrag auf Dächern aber in den Wintermona-

² Endenergieverbrauch 2019: 741.5 PJ/a, davon Raumwärme 223.1 PJ/a, Warmwasser 45.6 PJ/a, Prozesswärme 95.9 PJ/a (Tabelle 1 in [1]).

³ Das Potenzial ist von zahlreichen Faktoren abhängig und die Angaben variieren für verschiedene Szenarien in einem breiten Bereich. Nach WSL 2017 [3] im aufgearbeitet für BFE und BAFU in [4] wird als Mittel 20 TWh/a und als Maximum 27 TWh/a ausgewiesen, was gegenüber dem in [4] ausgewiesenen Verbrauch von 14 TWh/a einer Steigerung um rund 43 % bzw. 93 % entspricht. Stand 2022 ist der Energieholzverbrauch bereits rund 16 TWh/a, sodass noch ein Zuwachs um rund 25 % bis 70 % möglich ist.

⁴ Volksabstimmung zum "Bundesbeschluss über den Energieartikel in der Bundesverfassung" vom 23.09.1990 mit 71.1 % Ja-Stimmen angenommen.

ten nur etwa 14 % (bei Ost/West-Ausrichtung) bis 28 % (bei 60° Südausrichtung) des Sommerertrags und verursacht deshalb einen grossen Bedarf an saisonaler Energiespeicherung. So zeigt Bild 2 [6], dass ein Ersatz der jährlichen Stromproduktion der Kernkraftwerke durch Fotovoltaik mit Speicher zum Tag/Nacht-Ausgleich einen Sommer-Überschuss und ein Winter-Defizit von rund 10 TWh verursacht.

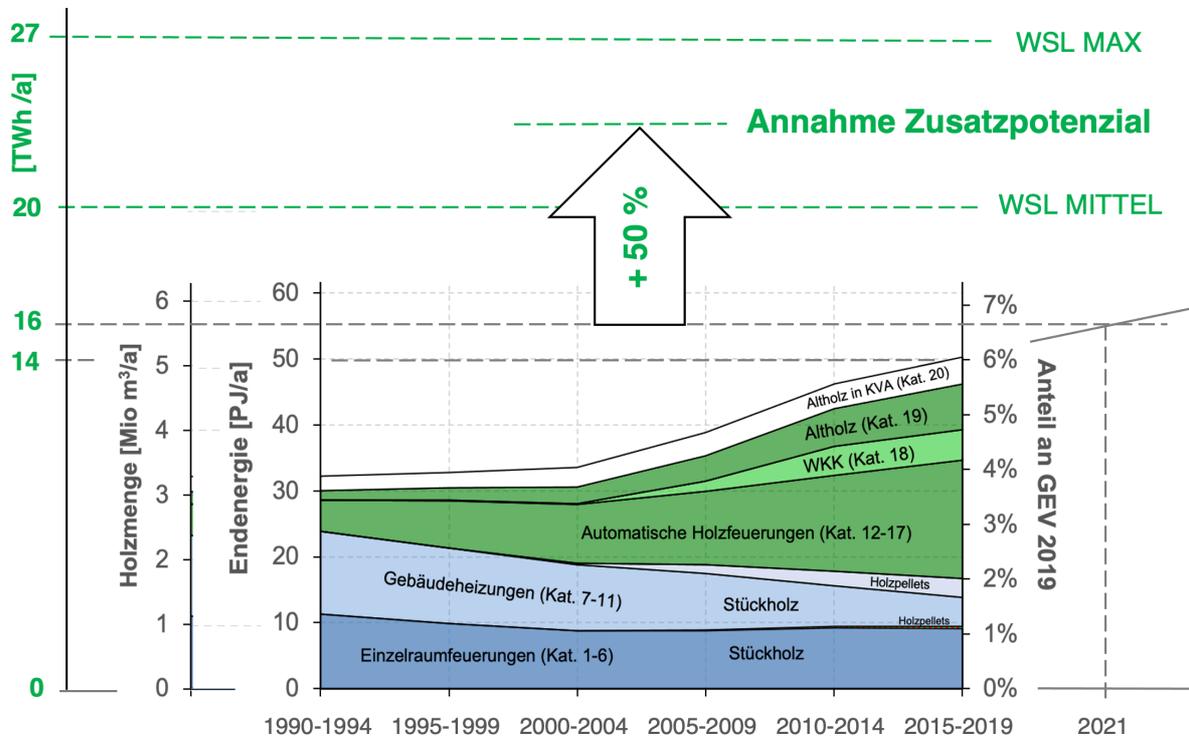


Bild 1 Trend der Energieholznutzung in der Schweiz seit 1990. Grafik nach [4] ergänzt mit Angaben in TWh/a, mittlerem sowie maximalem Potenzial nach WSL 2017 [3] und weiteren Angaben.

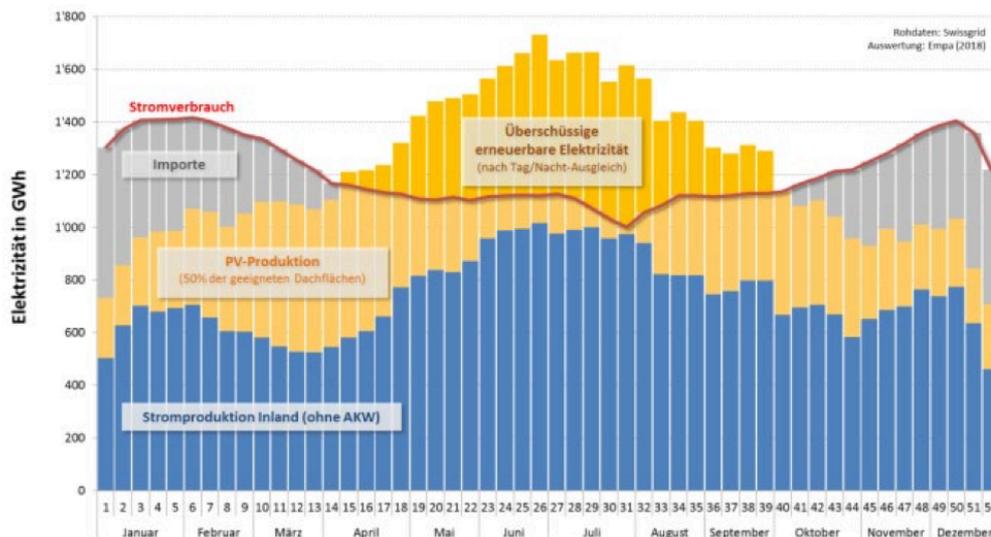


Bild 2 Hypothetisches Elektrizitätsprofil der Schweiz abzüglich der Atomstromproduktion von 25 TWh/a und Ausbau des PV-Potenzials auf 50 % entsprechend 25 TWh/a Produktion [6]. Für die Grafik wurden Stundenwerte einer Woche aufsummiert, was eine Speicherkapazität zum Tag/Nacht-Ausgleich über ganze Wochen (z.B. mit Speicherkraftwerken und Batterien) voraussetzt. Zur Deckung des Strombedarfs über ein Jahr resultieren ein Überschuss im Sommer und ein Defizit im Winter von rund 10 TWh.

1.2 Potenzial von Wärmepumpen und Holzheizungen

Um Wärmepumpen und Holzheizungen mit maximalem Nutzen einzusetzen, sind deren Vorteile und Einschränkungen zu beachten.

Vorteil von Wärmepumpen: Das Potenzial an Umweltwärme ist praktisch unbegrenzt und Wärmepumpen erzielen eine hohe Effizienz für Raumwärme und – etwas geringer – für Warmwasser aus Elektrizität. **Einschränkung:** Für Wärmepumpen wird erneuerbarer Strom zeitgleich zum Wärmebedarf benötigt. Mit Solarstrom betriebene Wärmepumpen setzen somit eine Energiespeicherung im Tagesgang und vor allem über saisonale Zeiträume voraus. Für Gebäudewärme kommt sowohl die Speicherung von Wärme als auch von Elektrizität infrage. Für den Tag/Nacht-Ausgleich für Warmwasser ist die Speicherung mit geringem Aufwand in Form von fühlbarer oder latenter Wärme möglich. Für energieeffiziente Gebäude ist dies auch für Raumwärme möglich, während eine Saisonspeicherung aufwändig ist.

Vorteil von Energieholz: Wärme aus Holz kann bedarfsgerecht bereitgestellt werden, sodass Holz bei ausschliesslicher Nutzung im Winter die Funktion der Saisonspeicherung übernehmen kann. **Einschränkung:** Das Potenzial reicht nur zur Versorgung von etwa einem Viertel des heutigen Gebäudeparks. Auch wenn dieser Wärmebedarf bis 2050 wie in [7] prognostiziert von 91 TWh/a auf 39 TWh/a sinkt, genügt das Holz nur für rund 50 % der Gebäude. Da Energieholz jedoch künftig vermehrt für Prozesswärme bei hohen Temperaturen eingesetzt werden wird, muss dessen Einsatz für Gebäudewärme begrenzt werden.

1.3 Künftige Beiträge von Sonne, Holz und Wärmepumpen

Solarenergie. Um die zur Wärmeversorgung fehlende erneuerbare Energie bereit zu stellen, ist ein Ausbau der Solarenergie erforderlich. Wegen der vielfältigen Anwendungen von Elektrizität, einer Zunahme des Stromverbrauchs und der deutlichen Kostenreduktion der Fotovoltaik erfolgt der Ausbau der Solarenergie hauptsächlich durch Fotovoltaik und erzielt heute einen Beitrag von rund 3 TWh/a [8] was rund 5 % des Elektrizitätsbedarfs von 58 TWh/a oder 1.5 % des Gesamtenergieverbrauchs entspricht. Zur Erhöhung des Eigenverbrauchs kommen zahlreiche Varianten zur Stromspeicherung infrage, nebst Batterien auch neue Technologien wie Power-to-Gas (PtG). Diese Technologien weisen allerdings hohe Kosten und eine geringe Effizienz auf, im Fall von PtG mit Rückverstromung zum Beispiel je unter 50 % und somit insgesamt unter 25%, weshalb für die Schweiz nach Einschätzung des Bundesamts für Energie auf absehbare Zeit kein Bedarf zum Einsatz dieser Technologie im grösseren Stil besteht [9].

Energieholz. Obwohl Holz nur einen Bruchteil des Potenzials der Solarenergie aufweist, wurde die Holzenergie in den letzten 20 Jahren deutlich ausgebaut, nämlich von rund 9.5 TWh/a auf 14 TWh/a oder von rund 4 % auf 6 % des Gesamtenergieverbrauchs [2]. Der Beitrag von Holz ist derzeit somit noch mehr als doppelt so gross wie derjenige der Solarenergie. Ein weiterer Ausbau wird, wie in Kapitel 1.1 beschrieben, auf rund 20 TWh/a erwartet. Für den Wärmeverbrauch für Raumwärme und Warmwasser wird eine Reduktion von 91 TWh/a auf 39 TWh/a prognostiziert [7]⁵. Das Potenzial an Energieholz entspricht somit gut 50 % des

⁵ Für Prozesswärme wird von unverändert 26 TWh/a ausgegangen, womit der Gesamtwärmebedarf von 117 TWh/ auf 65 TWh/a sinken wird.

künftigen Bedarfs für Raumwärme und Warmwasser. Der Einsatz von Energieholz sollte deshalb gezielt so erfolgen, dass er die Solarenergie optimal ergänzt und die Wirkung des Energieholzes damit multipliziert wird.

Wärmepumpen. Solarstrahlung und Biomasse weisen einen hohen Exergiegehalt auf und ermöglichen die Umwandlung in hochwertige Formen von Nutzenergie wie Elektrizität und Hochtemperatur-Prozesswärme. Als Ergänzung dazu ermöglichen Wärmepumpen eine Erhöhung der Temperatur von Wärme bei nicht nutzbarer Temperatur auf eine für Gebäudewärme ausreichende Temperatur. Als Wärmequelle dient Umgebungsluft, Oberflächenwasser, Erdreich oder Abwärme. Die Nutzung von Umgebungsluft ist praktisch überall möglich und kommt heute bei rund 70 % der Anwendungen und insbesondere für kleinere Leistungen zum Einsatz [10]. Die Erschliessung des Erdreichs ist abhängig vom Standort und bietet den Vorteil, dass damit auch Anwendungen zur Gebäudekühlung und zur Wärmespeicherung möglich sind. Für thermische Netze bieten jedoch Oberflächenwasser aus Seen und Flüssen das grösste Potenzial, wie nachfolgend ausgeführt und in Bild 8 beschrieben wird. Die mittels Wärmepumpen aus Umgebungswärme erzielbaren Temperaturen ermöglichen die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser mit hoher Effizienz (COP für Raumwärme bei rund 35 °C über 4 und für Warmwasser⁶ von über 2.5), weshalb sich Wärmepumpen in der Schweiz seit 1990 als häufiges Heizsystem etabliert haben ([11] und Bild 3). Im Jahr 2018 machten Wärmepumpen knapp 50 % der neu installierten Heizungen aus (Bild 4). Dieser Trend wird dazu führen, dass der Grossteil der fossilen Heizungen durch Wärmepumpen oder Anschlüsse an Fernwärmenetze ersetzt werden wird. Wie aus Bild 5 hervorgeht, sind Wärmepumpen bis anhin jedoch erst im kleinen Leistungsbereich dominierend, während ab 20 kW fossile Wärmeerzeuger überwiegen. Somit besteht insbesondere für Wärmeerzeuger ab 20 kW und noch verstärkt ab 100 kW ein Bedarf zum Einsatz von Wärmepumpen.

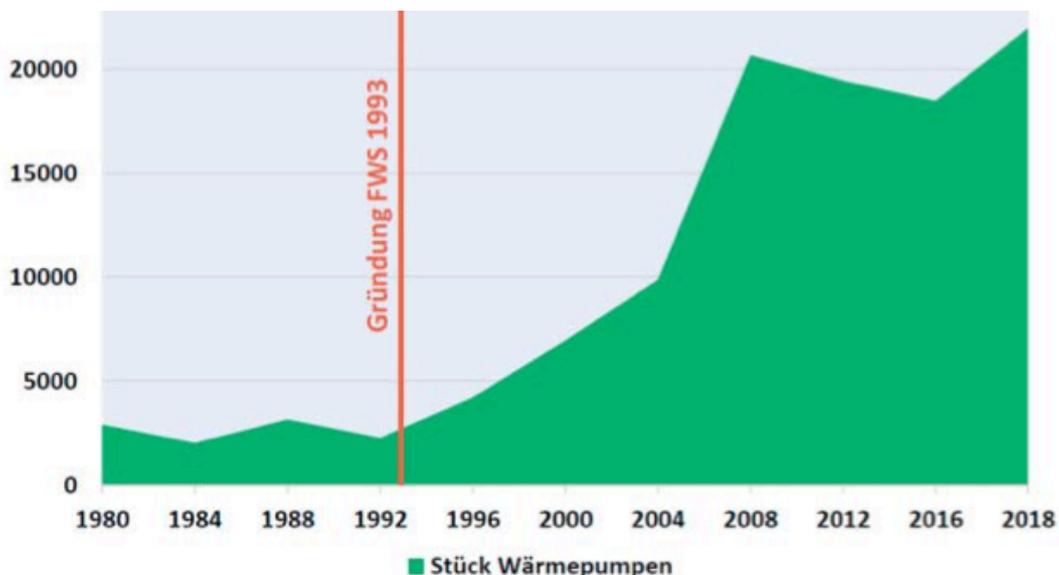


Bild 3 Anzahl in der Schweiz ab 1980 pro Jahr verkaufter Wärmepumpen [10].

⁶ Für Warmwasser wird zum Legionellenschutz eine Temperatur von 60 °C verlangt. Bei dezentralen Wärmepumpen erfolgt oft eine Vorwärmung auf rund 50 °C bis 52 °C mittels Wärmepumpe und eine periodische Nacherwärmung auf 60°, was im COP von 2.5 berücksichtigt ist.

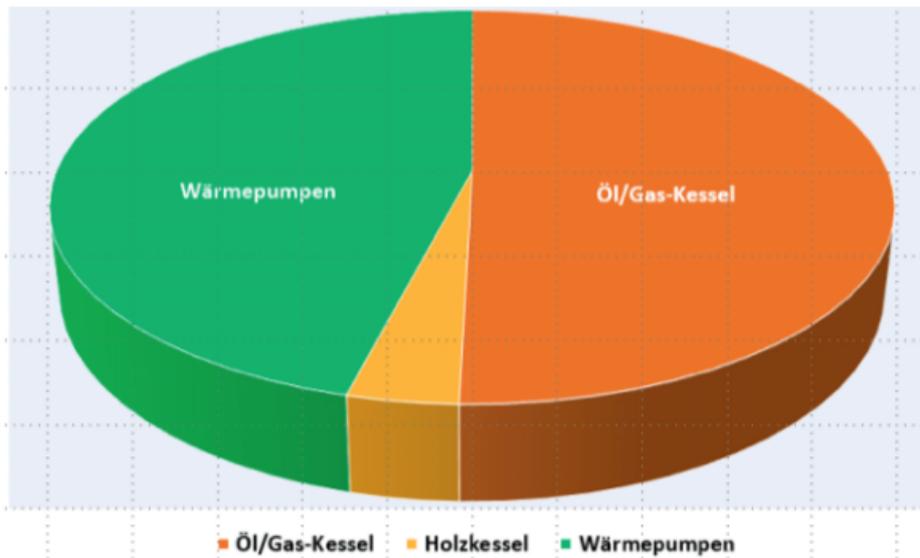


Bild 4 Verkaufszahlen von Wärmeerzeugungseinheiten in der Schweiz im Jahr 2018 [10].

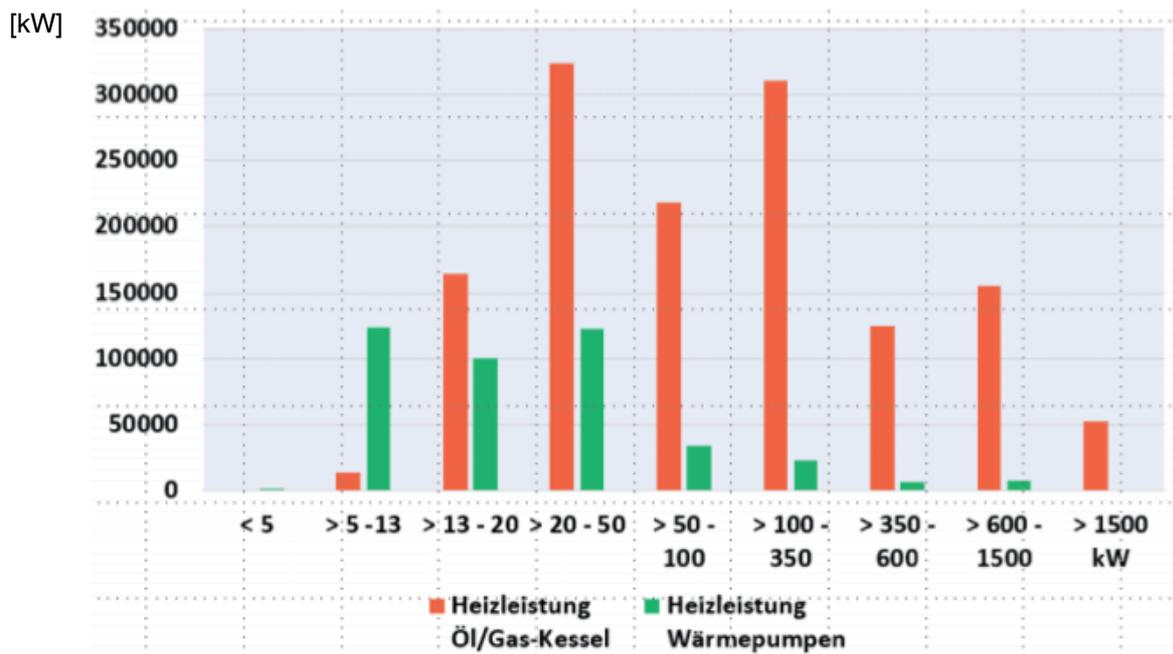


Bild 5 Aufteilung der Verkaufszahlen von Wärmeerzeugungseinheiten auf die Leistungsbereiche und Stück mit Leistung multipliziert in kW im Jahr 2018. [10] ergänzt mit Einheit auf y-Achse.

1.4 Rolle von thermischen Netzen

Fernwärmenetze mit Vorlauftemperaturen ab 65 °C bis 70 °C sowie thermische Netze, die auch auf niedrigeren Temperaturen Wärme übertragen, bieten vorteilhafte Möglichkeiten zur Nutzung erneuerbarer Energien und zur Vernetzung von Abwärmequellen mit Wärmeverbrauchern. Der Bau von Fernwärmenetzen wird deshalb unter anderem durch die Stiftung KliK unterstützt, die im Auftrag des Bundes eine Abgabe auf fossile Treibstoffe erhebt und die Erträge für Projekte zur CO₂-Kompensation einsetzt. Während die ersten Fernwärmenetze in der Schweiz grösstenteils zur Nutzung von Abwärme aus Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA) und Abwasserreinigungsanlagen (ARA) gebaut wurden, erfolgte der Bau in den letzten 30 Jahren mehrheitlich zur Nutzung von Energieholz. Entsprechend werden aktuell (Stand 2020) in der Schweiz 633 oder 61 % der total 1037 Fernwärmenetze mit Holz versorgt [12]. Die meisten Fernwärmenetze sind im Leistungsbereich zwischen 300 kW und 3 MW zur Versorgung von Quartieren und Ortschaften (Bild 6). Die KVA-Netze tragen aktuell noch 47 % zur installierten Gesamtleistung von 4.16 GW bei, während Biomasse 29 % und mit Wärmepumpen genutzte Umweltwärme und Abwärme 17 % beitragen (Bild 7).

Das Potenzial für Fernwärmenetze und mögliche Wärmequellen wurde für das Bundesamt für Energie durch eine geografische Einteilung der Schweiz in Cluster von 100 mal 100 Meter (Hektaren) abgeschätzt [13]. Die Wärmepotenziale sind in Bild 8 orange dargestellt. Unter der Annahme, dass der Wärmeverbrauch für Gebäude bis 2050 um 50 % und für die Industrie um 20 % reduziert wird, wurde das lokale Potenzial abgeschätzt und anhand der Lage im Bild als der Fernwärme „zugeordnetes“ Potenzial ausgewiesen. Die zugeordneten Potenziale gelten für Wärmeverteilungskosten von maximal 4.5 Rp./kWh [13] und sind in Bild 8 blau dargestellt. Die Erhebung zeigt, dass Seewasser mit 29 % Anteil das mit Abstand grösste zugeordnete Potenzial für Fernwärme aufweist. Das total zugeordnete Potenzial beträgt 17 TWh/a bei einem für 2050 prognostizierten Bedarf von 45 TWh/a. Vom zugeordneten Potenzial entfallen 69 % auf Niedertemperaturquellen, zu dessen Nutzung Wärmepumpen notwendig sind.

Insgesamt können Fernwärmenetze damit wesentlich zur Energiestrategie 2050 beitragen. Nach Ausschöpfung der direkt nutzbaren Abwärmequellen bietet sich die Kombination von mit erneuerbarer Elektrizität betriebenen Wärmepumpen und Holzheizkesseln zur CO₂-neutralen Wärmeerzeugung an. Als Option können Wärmepumpen zur kombinierten Wärme- und Kälteversorgung eingesetzt und in thermischen Netzen auf verschiedene Standorte verteilt werden.

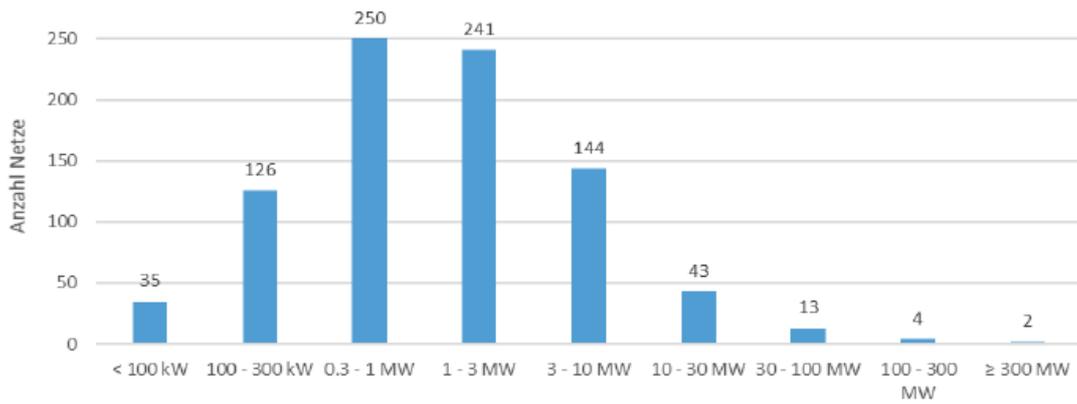


Bild 6 Anzahl Fernwärmenetze in der Schweiz nach Leistung [12].

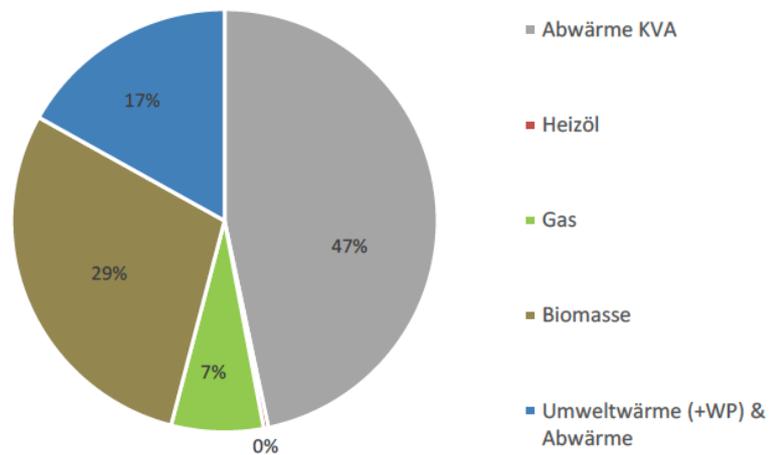


Bild 7 Installierte Leistung der Fernwärmenetze nach Energieträger (total 4.16 GW) [12].

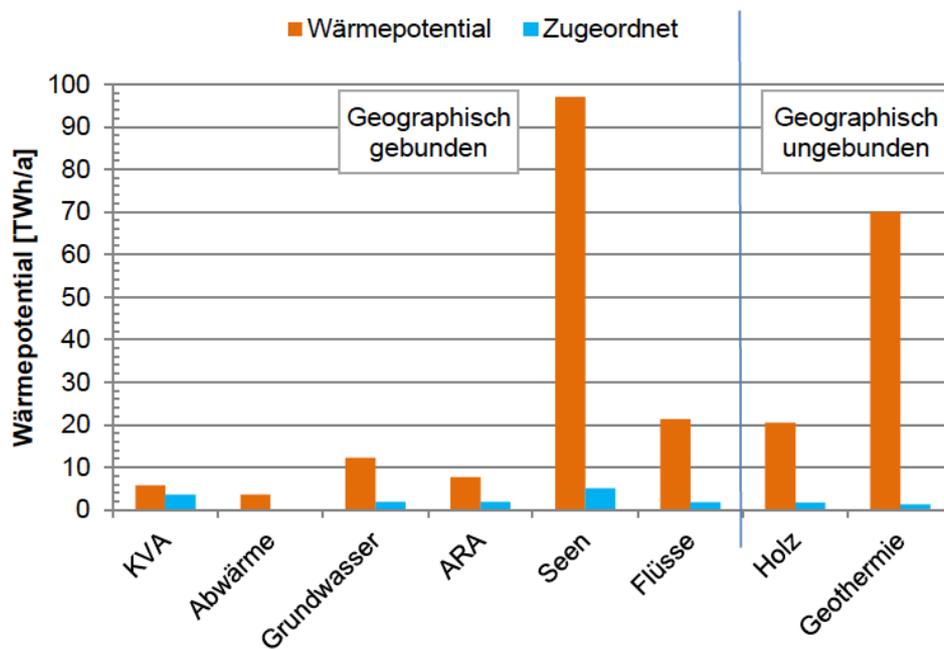


Bild 8 Wärmepotenzial verschiedener Wärmequellen (orange) sowie das „zugeordnete“ Potenzial, das im Jahr 2050 den dann noch vorhandenen Bedarf mit Fernwärme zu maximal 4.5 Rp./kWh verteilt werden kann [13].

1.5 Zielsetzung

Ziel der Studie ist eine Abschätzung des Potenzials zur Wärmeversorgung von Gebäuden und Wärmeverbänden durch mit Solarstrom betriebenen Wärmepumpen und Holzheizungen. Die Wärmeversorgung der Gebäude soll damit zu 100 % erneuerbar erfolgen, wobei der Solarstrom an Gebäuden produziert und Energieholz durch das noch verfügbare Potenzial gedeckt wird. Das System soll damit als indirekter Saisonspeicher für Elektrizität dienen und keinen zusätzlichen externen Winterstrombedarf verursachen. Als Basisfall dient eine Kombination von Wärmepumpen und Holzheizungen, die mit Wärmespeichern so ausgelegt und betrieben werden, dass die Wärmeversorgung im Sommer zu 100 % mit PV-betriebenen Wärmepumpen («WP») erfolgt und im Winter mit Energieholz («Holz») ergänzt oder ersetzt wird. Im Winter und während der Übergangszeit ist ein flexibler Betrieb in Abhängigkeit des Angebots an Elektrizität und Energieholz möglich. Dank der Kombination mit Holzkesseln sollen zudem Möglichkeiten zur Effizienzerhöhung der Wärmepumpen genutzt werden, indem zum Beispiel die Nutztemperatur der Wärmepumpen durch Kaskadierung mit Holzwärme gesenkt, ein Betrieb der Wärmepumpen bei niedrigen Quellentemperaturen vermieden und die Kondensationswärme im Abgas von Holzkesseln durch Einsatz von Wärmepumpen genutzt wird.

Dank der Kombination von Holz und Wärmepumpen besteht an jedem Tag die Möglichkeit, die Wärmeproduktion zu 100 % mit Holz oder einen Teil davon mit Wärmepumpen zu decken, wobei der Wärmepumpenanteil durch die Produktion von Solarstrom limitiert wird. Der Anlagenbetrieb kann damit optimiert werden, um so wenig Holz wie möglich zu verbrauchen (da Holz begrenzt ist) oder um so viel PV-Strom wie möglich zu produzieren. Da das Energieholzpotenzial für maximal 50 % der Wärmeversorgung reicht, soll der Deckungsgrad von Holz deutlich weniger als 50 % betragen und somit im Gegenzug 50 % bis 75 % des Wärmebedarfs durch solar betriebene Wärmepumpen gedeckt werden.

2 Methode

2.1 Wärmebedarf 2050

Zur Abschätzung des Wärmebedarfs im Jahr 2050 wird von einem sinkenden Energieverbrauch der Gebäude bei gleichzeitiger Zunahme der Bevölkerung auf 10 Mio. ausgegangen. Der nach Tabelle 1 damit erwartete Bedarf von 39 TWh/a entspricht der Prognose von [7], die auch als Basis für die Szenarien zum Ausbau der Fernwärme dient [13]. Der Wärmebedarf wird vereinfachend in vier saisonale Perioden mit einem Tageswert für den Solarertrag und den Wärmebedarf nach Tabelle 2 unterteilt und in Bild 9 dargestellt. Zur Veranschaulichung wird der durchschnittliche Wärmeleistungsbedarf in Watt pro Person ausgewiesen und in den Grafiken als y-Achse dargestellt. Im Modell erfolgt eine Berechnung für 52 Wochen. Da die Spitzenlast im Vergleich zu Tagesmittelwerten nach QM Holzheizwerke [16] und SIA unterschätzt wird, berücksichtigt die installierte Leistung einen Korrekturfaktor.

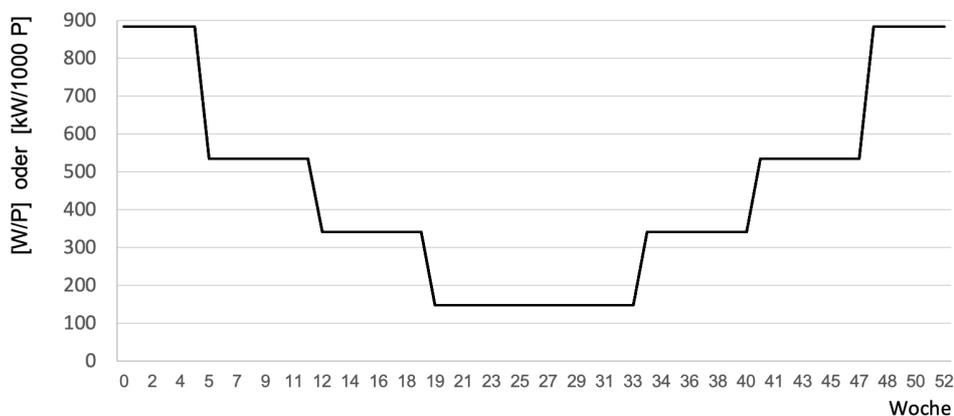


Bild 9 Wärmeleistungsbedarf in Watt pro Person oder in kW pro 1000 Personen als Basis zur Berechnung über ein Jahr.

2.2 Anlagenbetrieb

Im Konzept erfolgt die Wärmeversorgung im Sommer zu 100 % durch mit PV-Strom betriebenen Wärmepumpen, wobei die Verschiebung zwischen Ertrag und Wärmebedarf durch Speicherung ausgeglichen wird. Während im Sommer ein Überschuss an Solarstrom resultiert, der für andere Anwendungen nutzbar wird, wird der Winterbedarf mit Energieholz gedeckt. Frühling und Herbst umfassen zusammen eine "warme" und eine "kalte" Übergangsphase, in welcher eine kombinierte Versorgung erfolgt und Holz flexibel nach Bedarf eingesetzt wird.

Als übergeordnete Systemgrenze dient die Schweiz, während zur Umsetzung zum Beispiel mit einem thermischen Netz versorgte Gebiete infrage kommen, die nach Bild 6 typische Leistungen zwischen 300 kW und 30 MW aufweisen. Zur Nutzung von Holz bieten sich Wärmезentralen an, während die PV-Anlagen innerhalb der Versorgungsgebiete verteilt und die Wärmepumpen sowohl zentral als auch im Netz verteilt ausgeführt werden können. Für die mit Holz betriebenen Wärmeerzeuger wird ein Betrieb auf Abruf mit niedriger Anzahl jährlicher Vollbetriebsstunden vorausgesetzt. Dies entspricht nicht den heutigen Empfehlungen und es setzt in den nächsten knapp drei Jahrzehnten technische Entwicklungen und wirtschaftliche Anpassungen voraus.

Tabelle 1 Annahmen zum Wärmebedarf der Gebäude in der Schweiz im Jahr 2050.

Kenngrösse	Symbol	Wert	Dimension
Nettowohnfläche pro Person	a_1	45	m^2 / P
Infrastruktur-Gebäudefläche pro Person	a_2	20	
Total Gebäudefläche pro Person (a_1+a_2)	a	65	
Spezifischer Heizwärmebedarf Gebäude	w_1	40	$kWh / m^2 a$
Spezifischer Heizwärmebedarf Warmwasser	w_2	20	
Total spezifischer Heizwärmebedarf (w_1+w_2)	w	60	
Total Wärmebedarf pro Person	$a \cdot w$	3900	$kWh / P a$
Einwohnerzahl	e	10	Mio. P
Total Wärmebedarf Gebäude	$e \cdot a \cdot w$	39	TWh / a

Tabelle 2 Annahmen zur saisonalen Verteilung des Jahreswärmebedarfs.

Kenngrösse	Sommer	Übergang warm	Übergang kalt	Winter	Total	Dimension	
Anzahl Tage pro Jahr	98	98	98	71	365	d / a	
Anzahl Wochen pro Jahr	14.00	14.00	14.00	10.14	52.14	w / a	
Wärmebedarf pro Fläche	Heizen	0.0	7.0	14.0	19.0	40	$kWh / m^2 a$
	Warmwasser	5.4	5.4	5.4	3.9	20	
	Total	5.4	12.4	19.4	22.9	60	
Wärmebedarf pro Person	pro Saison (s)	349	804	1259	1488	–	$kWh / P s$
	pro Jahr (a)	–	–	–	–	3900	$kWh / P a$
	pro Tag (d)	3.6	8.2	12.8	21.0	–	$kWh / P d$
Wärmeleistungsbedarf pro Person	148	342	535	873	–	W / P	

2.3 Wärmeversorgung

Zur Optimierung der kombinierten Wärmeerzeugung mit Wärmepumpen und Holz kommen folgende Ansätze infrage:

1. Das Fernwärmenetz wird gleitend-konstant betrieben [17], wobei die Vorlauftemperatur im Sommer so tief gewählt wird, dass eine reine Versorgung mittels Wärmepumpe möglich ist. Da im Sommer in Zukunft von PV-Überschussstrom auszugehen ist, ist eine Maximierung des sommerlichen COP nicht prioritär, weshalb Vorlauftemperaturen von 65 °C bis 70 °C möglich sind. Im Winter wird die Vorlauftemperatur erhöht und die Temperaturspreizung damit vergrößert. Dadurch können die Netzdimensionen, die Kosten und auch der Stromverbrauch zum Netzbetrieb im Winter reduziert werden.
2. Die Wärmebereitstellung erfolgt durch Kaskadierung von Wärmepumpen und zur Nacherwärmung eingesetzten Holzkesseln. Während im Sommer ein reiner Wärmepumpenbetrieb erfolgt, werden die Wärmepumpen im Winter zur Vorwärmung eingesetzt und die Maximaltemperaturen durch Nacherwärmung mit Holz erreicht. In der Übergangszeit werden die Vorlauftemperatur und der Einsatz der Holzkessel in Abhängigkeit von der Verfügbarkeit von Energieholz und von Elektrizität betrieben. Im vorliegenden Szenario wird dabei eine 100 %-ige Selbstversorgung mit PV-Strom vorausgesetzt. Als Option kann bei günstig verfügbarer Elektrizität aus anderen erneuerbaren Quellen jederzeit der Betrieb zu einem höheren Anteil der Wärmepumpen verschoben werden, wobei zur Nutzung von entsprechendem Peak-Strom auch ein tieferer COP akzeptiert wird. Mit diesen Massnahmen werden für den Betrieb der Wärmepumpen COP-Werte nach Bild 11 erzielt.

2.4 PV-Produktion

Der Ertrag von Fotovoltaikanlagen ist abhängig von Standort, Technologie und Ausrichtung der Anlage. Als Beispiel für einen Standort mit einem für die Schweiz eher geringen Ertrag dient der Standort Tannenstrasse 7 in Zürich. Für die PV-Anlage wird ein Modulwirkungsgrad von 19 % angenommen, was im Jahr 2022 als typischer Wert gilt und somit für künftige Anlagen konservativ ist. Berechnungen mit dem "Solarrechner" von EnergieSchweiz [18] ergeben für diesen Fall die in Bild 10 gezeigten PV-Erträge. In Bezug auf den Beitrag zur Winterstromproduktion ist der Unterschied zwischen Sommer- und Winterertrag von Interesse. Steil Richtung Süden geneigte Anlagen (in der Grafik 60° und 90°) weisen einen saisonal deutlich ausgeglicheneren Ertrag als horizontal oder flach geneigte Anlagen auf und erzielen im ertragärmsten Monat Dezember einen rund doppelt so hohen Ertrag wie horizontal oder Ost/West ausgerichtete Anlagen. Für die Berechnungen wird nach Tabelle 3 ein Fall angenommen, der dem Ertrag von je zur Hälfte Ost-/West-Anlagen und steilen Südanlagen entspricht.

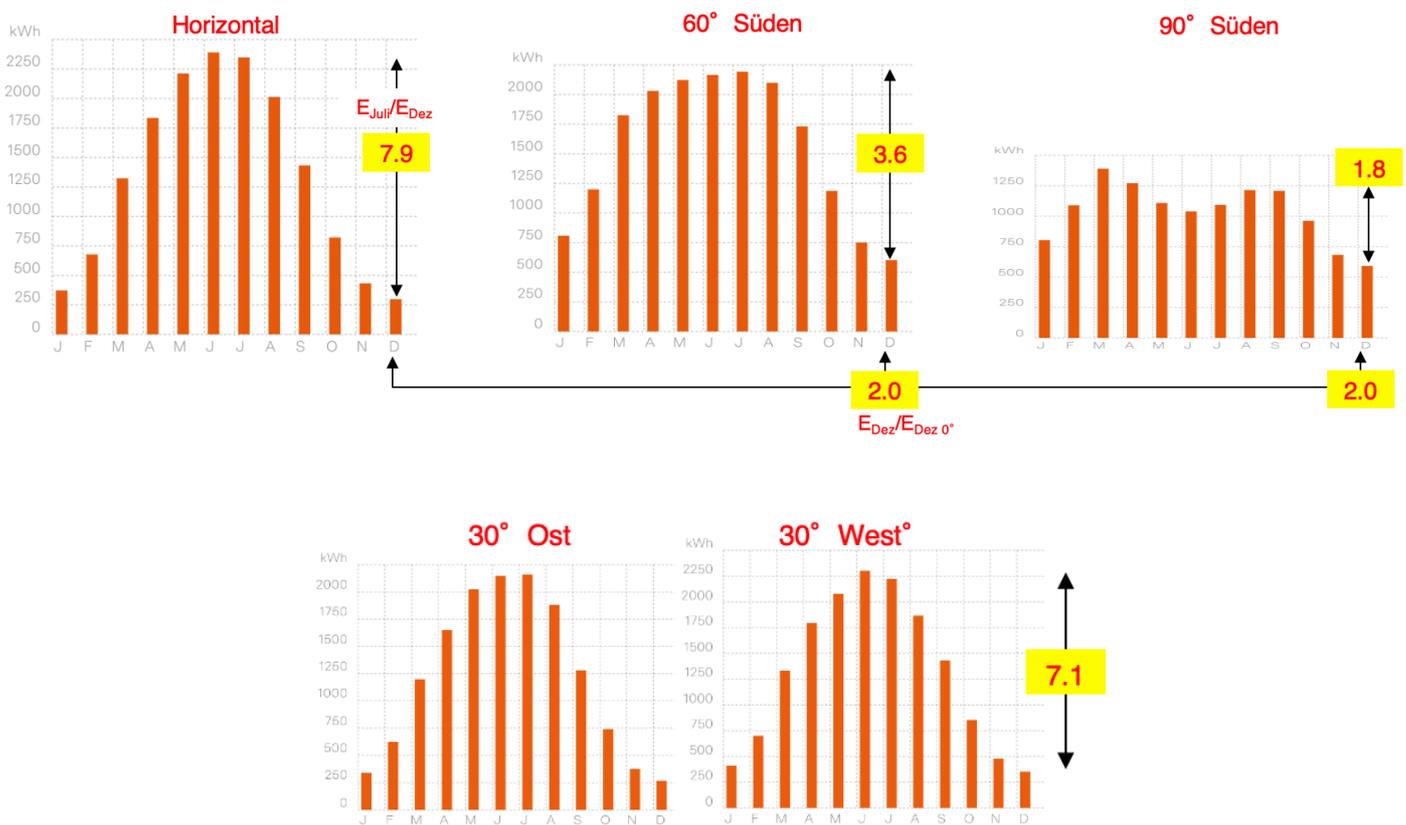


Bild 10 PV-Ertrag in Zürich, Tannenstrasse 7 für unterschiedliche Neigungen und Ausrichtungen nach Berechnungen mit [18].

Tabelle 3 Annahmen zum PV-Ertrag nach Berechnungen mit [18]. Für die dimensionslosen Einheiten gilt: $[E/E_{\text{Horizontal}}] = [\text{kWh/m}^2\text{a} / \text{kWh/m}^2\text{a}]$ und $[E_{\text{Juli}}/E_{\text{Dezember}}] [\text{kWh/m}^2\text{Monat} / \text{kWh/m}^2\text{Monat}]$.

Kriterium	Kenngrosse	Beispiel	Wert	Dimension
Standort	Globalstrahlung	Tannenstrasse 7, 8006 Zürich	1152	$\text{kWh/m}^2\text{a}$
PV-Technologie	Modulwirkungsgrad	Standardmodul 2022	19%	%

Ausrichtung	PV-Ertrag (Simulation)	$\frac{E}{E_{\text{Horizontal}}}$	$\frac{E_{\text{Juli}}}{E_{\text{Dezember}}}$	$\frac{E_{\text{elektrisch}}}{\text{Globalstrahlung}}$	Jahres-Wirkungsgrad	Performance Ratio
	$\text{kWh/m}^2\text{a}$	-	-	-	%	%
Horizontal	161	1	7.9	0.14	14%	73.6%
Ost/West mit Neigung 30°	153	0.95	7.1	0.13		
Süden mit Neigung 60°	187	1.16	3.6	0.16		
Süden mit Neigung 90°	125	0.78	1.8	0.11		
Beispiel: Ost/West und Süden 60°	173	1.07	5.5	0.15		

Tabelle 4 Annahmen zur saisonalen Verteilung der Globalstrahlung und des COP der Wärmepumpen.

Kenngrosse	Sommer	Übergang warm	Übergang kalt	Winter	Total	Dimension
Globalstrahlung	5.5	3.5	2.0	1.0	-	$\text{kWh/m}^2\text{d}$
	540	343	196	71	1150	$\text{kWh/m}^2\text{a}$
PV-Ertrag	81	51	29	11	172	$\text{kWh/m}^2\text{a}$
COP der Wärmepumpe	3.6	3.6	4.0	4.0	-	-

2.5 Einsatz von Wärmepumpen

Mit Seewasser als Quelle werden typische Quellentemperatur zwischen 4 °C und 12 °C erzielt. Im Konzept ist vorgesehen, Fernwärmenetze im Sommer mit Vorlauftemperaturen zwischen 65° und 70 °C zu betreiben. Im Winterbetrieb mit Holz können die Vorlauftemperaturen auf 80 °C und mehr angehoben werden. Die Rücklauftemperaturen sollen ganzjährig unter 40 °C betragen. Die Wärmepumpen erzielen damit COP um 3.6 im Sommerbetrieb und zwischen 4.0 und 4.5 im Winterbetrieb.

Als Wärmequelle kommen nebst Seewasser weitere Quellen infrage, die alternativ oder ergänzend genutzt werden. Für das vorliegende Konzept besteht unter anderem die Möglichkeit, im Sommer Luft als Wärmequelle zu nutzen, während im Winter bei Betrieb der Holzkessel als Wärmequelle der Rücklauf des Fernwärmenetzes abgekühlt wird, um durch Absenkung deutlich unter den Taupunkt der Holzabgase die Kondensationsenthalpie der Abgase zu nutzen, wodurch 10 % bis 20 % Einsparung an Energieholz erzielt werden.

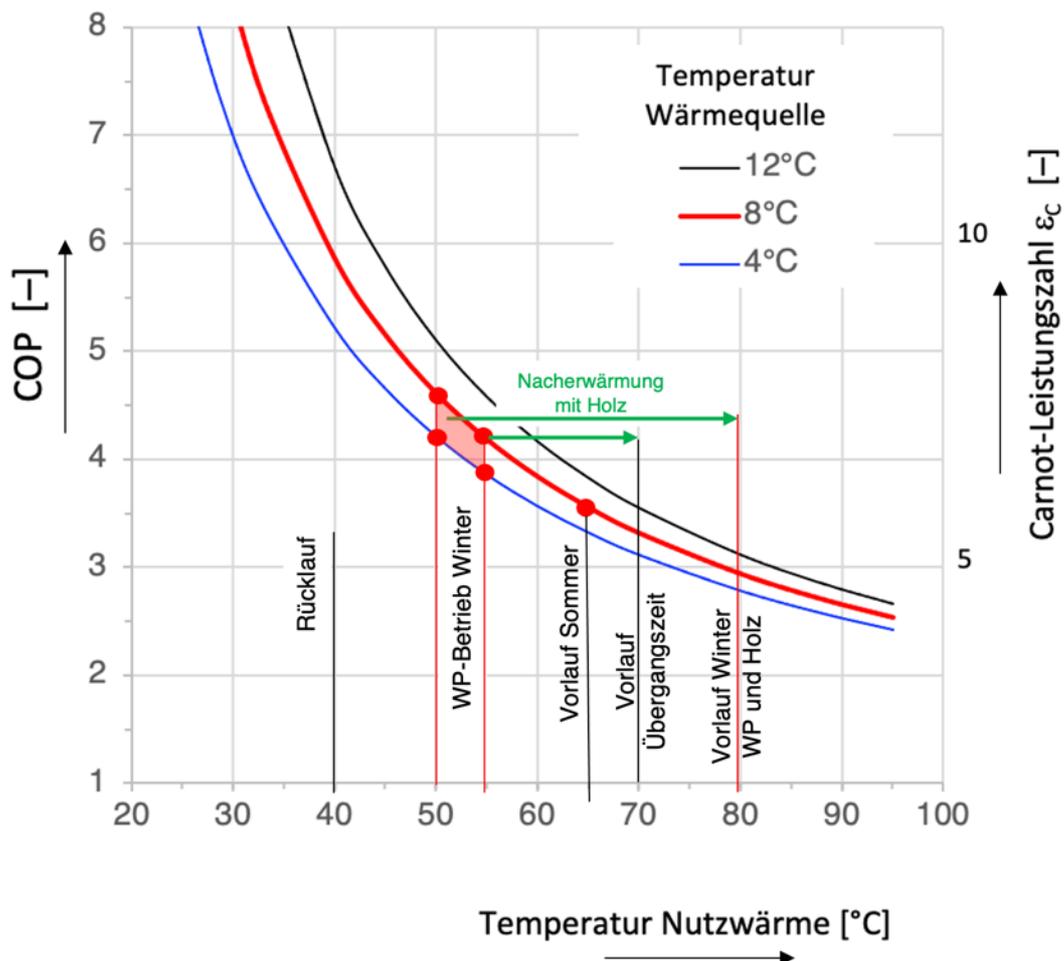


Bild 11 Carnot-Leistungszahl und COP bei einem Gütegrad von 0.6 von Wärmepumpen bei Quellentemperaturen von 4°, 8° und 12° C.

3 Resultate

3.1 Szenario 1: Mindestgrösse der PV-Fläche

In einem ersten Schritt erfolgt eine Auslegung der PV-Anlage auf die minimale Grösse zur Deckung des Sommerbedarfs. Eine Modellierung mit den in Kapitel 2 beschriebenen Annahmen zu Standort und Auslegung ergibt eine PV-Fläche von 1.2 m² oder 228 W_p pro Person. In Szenario 1A wird ein Betrieb mit minimalem Holzverbrauch angestrebt und dabei die Wärmepumpen ganzjährig betrieben. Damit ergibt sich eine Wärmeversorgung nach Bild 12, der einen solaren Deckungsgrad mit Wärmepumpen von 19 % aufweist, während 81 % mit Holz gedeckt werden. Wenn die Wärmepumpen nur im Sommer betrieben werden, was einen maximalen solaren Überschuss ausserhalb des Sommers erzielt und in Szenario 1B angenommen wird, sinkt der mit Wärmepumpen erzielte solare Deckungsgrad auf 8 % mit einem PV-Überschuss nach Bild 13 in der Übergangszeit und im Winter. Dementsprechend weist Holz einen Deckungsgrad von 92 % auf (Tabelle 5).

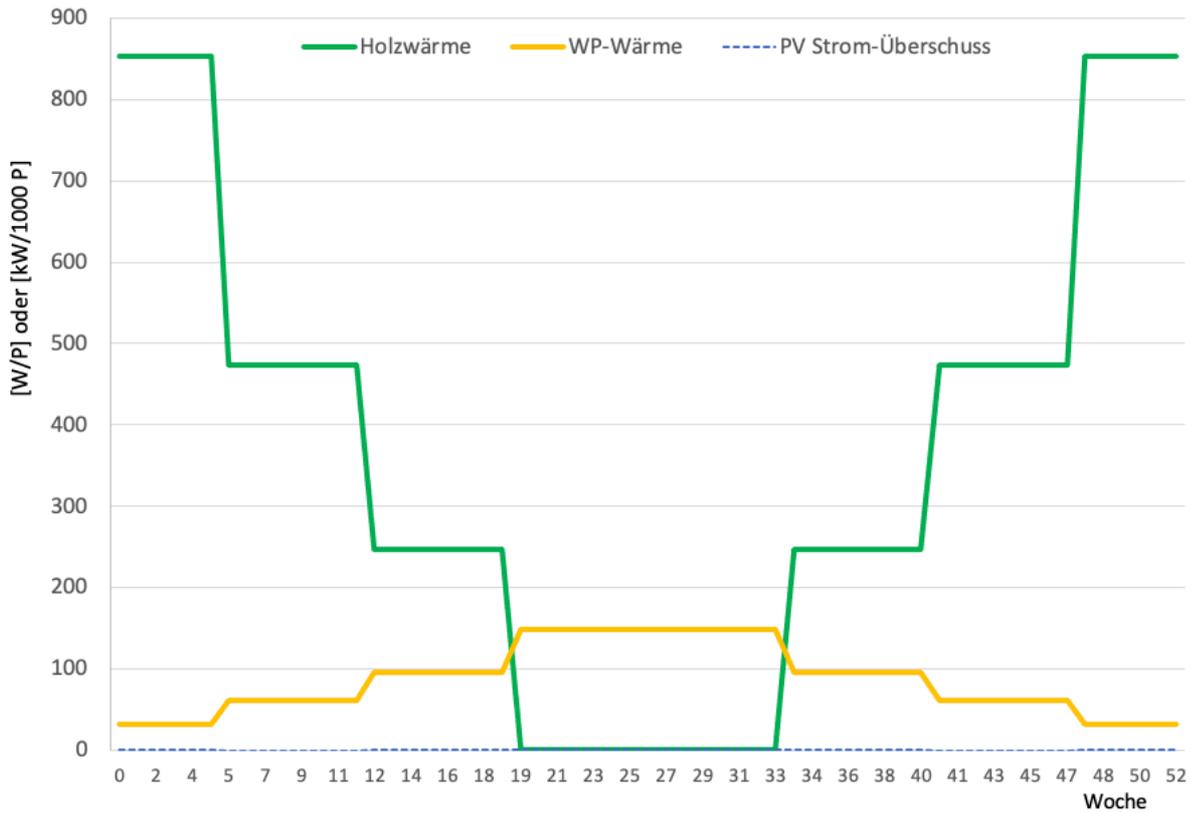


Bild 12 Szenario 1A: PV-Fläche von 1.2 m² pro Person für Sommerwärmebedarf und ganzjähriger Nutzung von Solarstrom für Wärmepumpen. Dabei resultieren 81 % Anteile Holz und 19 % solare Deckung sowie null PV-Überschuss.

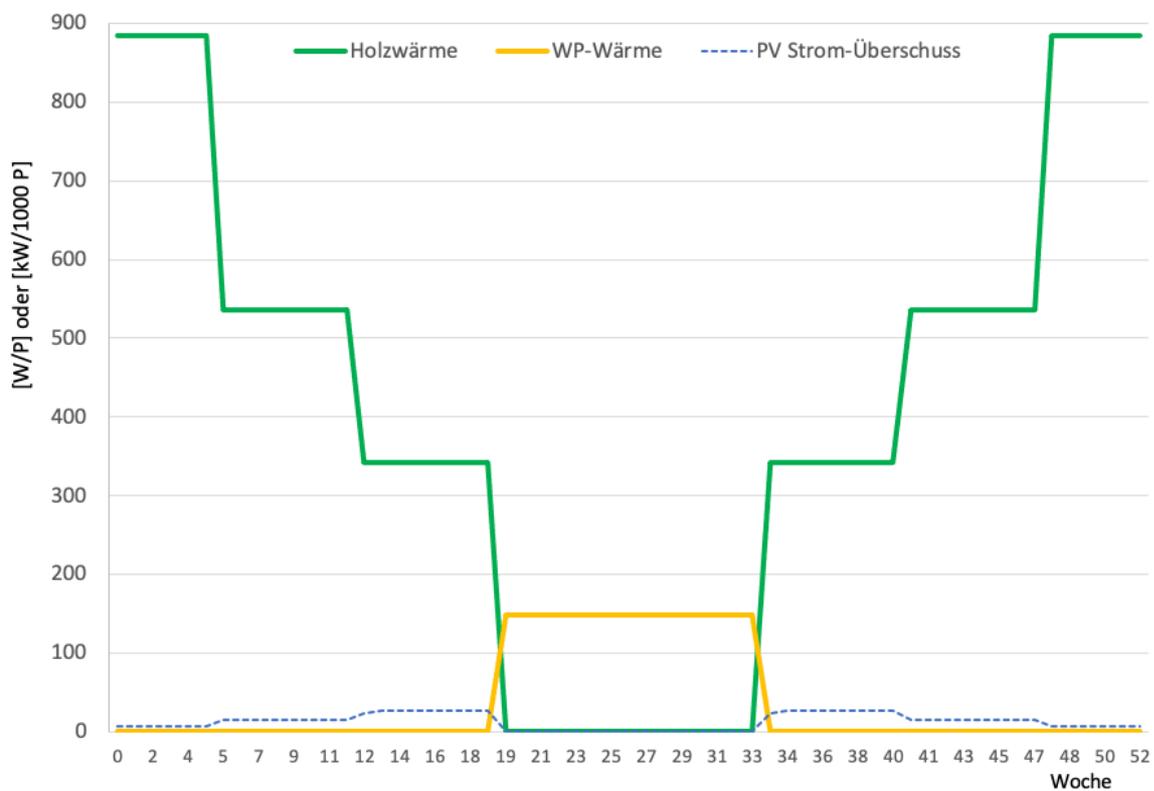


Bild 13 Szenario 1B: PV-Fläche von 1.2 m² pro Person für Sommerwärmebedarf und Betrieb der Wärmepumpen nur im Sommer ergibt Deckung mit 92% Holz und 8% Wärmepumpe plus PV-Überschuss ausserhalb des Sommers.

3.2 Szenario 2: PV-Fläche für maximal 50 % Holzanteil

Um das Ziel von 25 % bis 50 % Holzanteil oder 50 % bis 75 % solarem Anteil zu erreichen, werden deutlich grössere PV-Flächen benötigt. Da der Solarertrag in der Übergangszeit leicht und im Winter stark absinkt, weist ein weiterer Zubau allerdings einen abnehmenden Grenznutzen auf, sodass zum Beispiel eine Verdreifachung der PV-Fläche nicht ausreicht, um den solaren Anteil auf über 50 % zu erhöhen. Als Variante, welche den Zielwert erreicht und aufgrund der verfügbaren Dachflächen sicher realisierbar ist, wird in Szenario 2 eine Auslegung mit einer auf 12 m² pro Person vergrösserten PV-Fläche angenommen. Für die Schweiz wird damit von 120 km² PV-Fläche ausgegangen. Diese Fläche entspricht rund 50 % der in der Schweiz für PV-Anlagen heute verfügbaren Dachfläche von 231 km² [19] (die bis 2050 ja noch deutlich zunehmen wird) und sie erzielt einen Jahresertrag von etwa 23 TWh/a oder rund 68 % der in den Energieperspektiven 2050+ vorausgesetzten Produktion [20].

Szenario 2 dient als Vergleich zu Szenario 1B. Dabei werden die Wärmepumpen nur im Sommer betrieben, sodass der Deckungsanteil von Holz unverändert 92 % beträgt und dafür ein Solarstrom-Überschuss von 22 TWh/a resultiert (Tabelle 5).

Für die vorliegende Zielsetzung von Interesse ist ein ganzjähriger Betrieb der Wärmepumpen, bei dem der Holzverbrauch minimal wird. Diese Betriebsart ist in **Szenario 2A** und in Bild 14 beschrieben und sie erzielt einen solaren Deckungsgrad von 74 % und 26 % Deckung mit Holz. Die Holzkessel werden dabei nur während der 10-wöchigen Winterperiode betrieben, während die Versorgung während der restlichen Zeit zu 100 % mit Wärmepumpen erfolgt. Aus der PV-Produktion von 23 TWh/a fallen 14 TWh/a als Überschuss an, jedoch ausserhalb der Winterperiode.

Wenn die Betriebsphase der Holzkessel in **Szenario 2B** auf die winternahe Periode erweitert wird und die Wärmepumpen in dieser Zeit zur Vorwärmung auf tiefem Temperaturniveau eingesetzt werden, kann zum Beispiel eine Versorgung nach Bild 15 mit 50 % Deckung durch Holz und 50 % solarer Deckung erzielt werden. Der PV-Überschuss steigt dabei auf 17 TWh/a und verteilt sich über das ganze Jahr, also auch auf die Winterperiode.

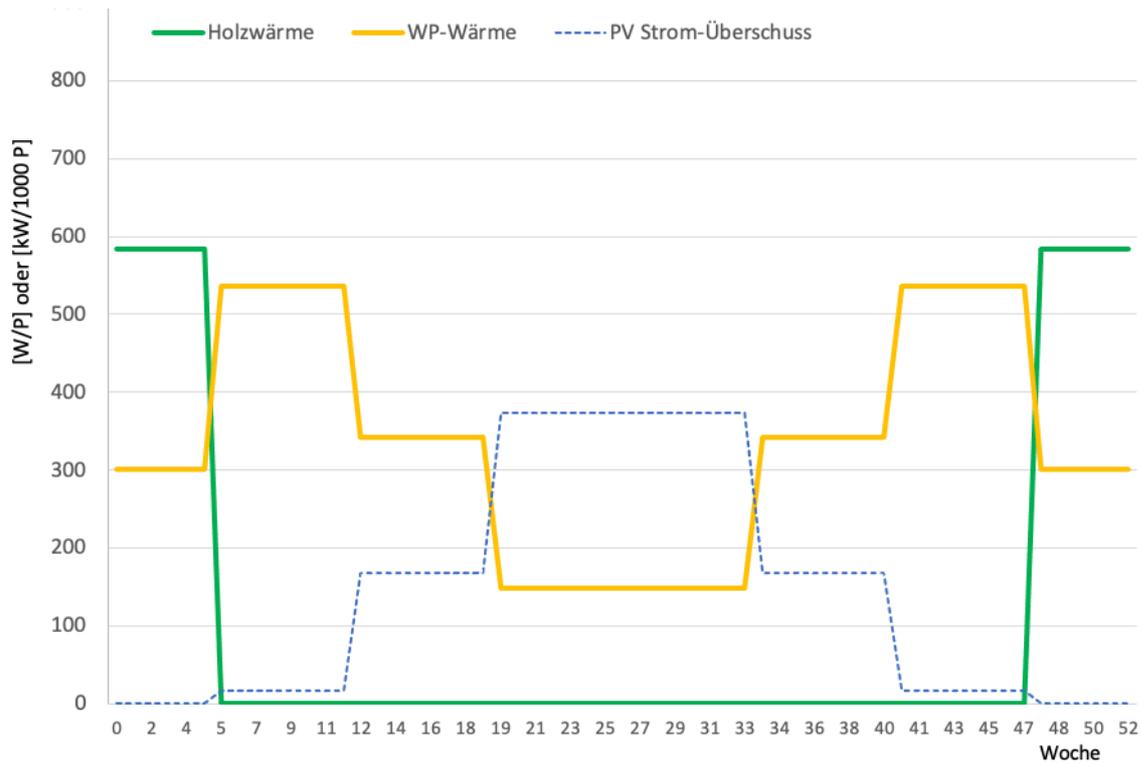


Bild 14 **Szenario 2A:** PV-Fläche von 12 m² pro Person für Sommerwärmebedarf und ganzjähriger Nutzung von Solarstrom für Wärmepumpen. Dabei resultieren 26 % Deckung mit Holz und 74 % solare Deckung sowie ein PV-Überschuss von 14 TWh/a bei einer gesamten PV-Produktion von 23 TWh/a oder 68 % der Energieperspektiven 2050+.

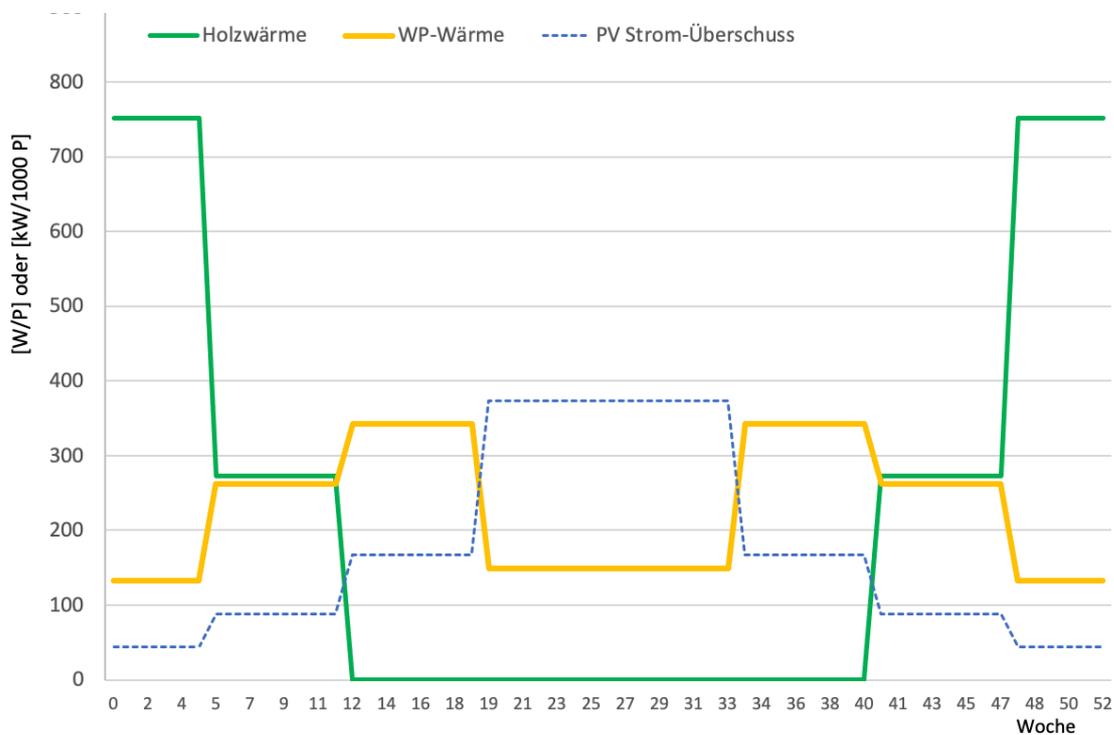


Bild 15 **Szenario 2B:** PV-Fläche von 12 m² pro Person für Sommerwärmebedarf und gegenüber Szenario 2B rund verdoppelter Nutzung der Holzkessel im Winter und in der winternahen Periode, womit über das Jahr je 50 % Deckung mit Holz und 50 % solar erreicht werden. Bei unveränderter Gesamtproduktion an Solarstrom resultiert damit ein 17 TWh/a erhöhter PV-Überschuss, der zudem bis in den Winter reicht.

Tabelle 5 Anteil von Holz und Wärmepumpe zur Deckung der Wärmeversorgung für Szenarien mit unterschiedlicher PV-Fläche. Zahlen in Klammern: Gegebene Werte (Annahmen).

Szenario 2 geht von identischem Holzverbrauch wie 1B aus.

Szenario 2A erricht mit 26 % knapp den Zielwert von 25 % Deckung mit Holz.

Szenario 2B entspricht einer Wärmeerzeugung mit identischen Deckungsgraden von Holz und Wärmepumpen (50/50).

Szenario		PV-Kennzahlen						Deckungsanteile		
		Fläche	Jahresproduktion		Eigenverbrauch	Überschuss		Holz	Solar (PV+WP)	
		[m ² /P]	[TWh/a]	Anteil an Ziel 2050	[-]	TWh/a	Anteil an Ziel 2050	[-]	[-]	
1 A	PV-Fläche für Sommerbedarf mit ganzjährigem Betrieb der Wärmepumpen	1.2	2.3	6.8 %	100 %	0.0	0.0 %	81 %	19 %	
	1 B				PV-Fläche für Sommerbedarf und Betrieb der Wärmepumpen nur im Sommer	45 %	1.3	3.7 %	92 %	8 %
2	Zehnfache PV-Fläche mit Holzverbrauch wie 1B und maximalem PV-Überschuss	12	23	67.8 %	5 %	22.0	64.7 %	↓ (92 %)	↓ (8 %)	
	2 A				Zehnfache PV-Fläche mit maximalem Wärmepumpenanteil und somit minimalem Holzverbrauch	38 %	14.3	42.1 %	26 % (10 Wochen im Winter)	74 %
	2 B				Zehnfache PV-Fläche mit Deckungsanteilen von 50 % Holz und 50 % WP	26 %	17.0	50.1 %	(50 %)	(50 %)
3	PV-Produktion nach Energieperspektiven 2050+ [20]	17.7	34	(100 %)	17 %	28.4	83.5 %	26 %	74 %	

4 Schlussfolgerungen

Wenn Wärmeerzeuger mit Energieholz und solche mit Wärmepumpen zu einem Verbund zusammengefasst werden, kann das Holz für kalte und sonnenarme Perioden reserviert werden, wenn erneuerbare Elektrizität zum Betrieb von Wärmepumpen fehlt. Für den Zubau von Solarstrom kann Holz damit die Funktion der saisonalen Energiespeicherung übernehmen und ausschliesslich in der kalten Jahreszeit genutzt werden, wenn der Tageswärmebedarf hoch und die Produktion von Solarstrom auf Dächern gering ist.

Die Abschätzung zum Solarertrag und dem Wärmebedarf des Gebäudeparks im Jahr 2050 zeigt, dass unter Annahme einer Wärmespeicherung im Bereich von Tagen nach **Szenario 2B** eine Deckung des Jahreswärmebedarfs mit **je 50 % Holz und 50 % solar betriebenen Wärmepumpen** möglich ist, wobei das Holz im Winter zum Einsatz kommt und somit die Saisonspeicherung übernimmt. Für den Antrieb der Wärmepumpen ist eine PV-Fläche auf Dächern von etwa 12 m² pro Person erforderlich, was knapp der Hälfte der heute für PV-Anlagen verfügbaren Dachfläche (die bis 2050 noch zunehmen wird) entspricht. In diesem Szenario würden lediglich 26 % des Solarstroms für Wärme genutzt und jährlich rund **17 TWh zusätzlicher Solarstrom** erzeugt, wovon auch ein Teil im Winter anfällt. Allerdings wird in diesem Szenario das **Holzpotenzial ausgeschöpft** oder annähernd ausgeschöpft. Wenn die Holzheizungen und Wärmepumpen im Gegensatz zum hier mit thermischer Vernetzung vorausgesetzten kombinierten Einsatz unabhängig voneinander betrieben würden, wäre eine Versorgung der Gebäude mit gleichem Aufwand an Ressourcen nicht möglich, sondern würde eine zusätzliche Saisonspeicherung von Solarstrom und eine grössere PV-Fläche zur Deckung der Speicherverluste voraussetzen.

Die Verfügbarkeit von 12 m² PV-Fläche pro Person ermöglicht innerhalb einer gewissen Bandbreite eine Flexibilisierung des Anlagenbetriebs. Wenn der Wärmepumpenanteil maximiert und der Holzanteil damit nach **Szenario 2A** minimiert wird, können **74 % des Jahreswärmebedarfs solar** gedeckt werden, während **Holz 26 % zur Deckung beiträgt**. Der Überschuss an **Solarstrom sinkt dabei auf 14.3 TWh pro Jahr** und es resultiert kein Überschuss an Winterstrom. Da Holz aber nur 26 % des Wärmebedarfs deckt, ist der Holzverbrauch im Vergleich zu reinen Holzheizwerken entsprechend geringer, sodass das zusätzlich verfügbare Energieholz für andere Anwendungszwecke wie insbesondere Prozesswärme verfügbar wird. Entsprechend der Prognosen zum Wärmebedarf von 39 TWh pro Jahr und zum Energieholzpotenzial von 20 TWh pro Jahr genügt in diesem Szenario knapp die Hälfte des Energieholzpotenzials zur Wärmeversorgung des gesamten Gebäudeparks, sodass die andere Hälfte von 10 TWh pro Jahr für Prozesswärme genutzt werden kann.

5 Ausblick

Der Beitrag gibt eine Grobabschätzung zum Einsatz von Fotovoltaik, Wärmepumpen und Holzheizungen in Gebäuden bei Einsatz heutiger Standard-Technologien mit einer begrenzten örtlichen und zeitlichen Auflösung. Für eine Umsetzung bietet sich eine Modellierung mit höherer Auflösung an. Daneben kann das Konzept ergänzt werden durch Ausführungsvarianten, Optionen zur Effizienzsteigerung und Nutzung von Synergieeffekten, darunter folgende:

1. Nutzung von Energieholz zur Wärme-Kraft-Kopplung zur Winterstromproduktion.
2. Ergänzung der Energieholznutzung mit Abgaskondensation und Einsatz von Wärmepumpen zur Absenkung der Rücklauftemperatur zur Nutzung der Kondensationswärme.
3. Als Entscheidungsbasis kann das Konzept räumlich und zeitlich höher aufgelöst und auf typische Objekte und Regionen angewendet sowie durch Variantenvergleiche wirtschaftlich optimiert werden.
4. Ausführung der hydraulischen Kombination von Wärmepumpen und Holzheizungen mit Unterscheidung des Quellenmediums und des Temperaturverlaufs.
5. Optimierung des Einsatzes von Wärmespeichern zur Nutzung durch Wärmepumpen (Tag/Nachtausgleich des PV-Ertrags) und Holzkessel.
6. Solarstromproduktion in Anwendungen mit höherem Winterstromanteil:
 - Anlagen an Fassaden.
 - Anwendungen auf Verkehrsflächen und Beschattung von Parkflächen.
 - Alpine Anlagen, welche im Winter einen gleich grossen oder höheren Ertrag wie im Sommer erzielen. Beispiele: Muttsee-Staumauer (Bild 16) und Totalp in Davos (Tabelle 6), auf rund 2500 Metern über Meer ([21] und [22]).
 - Bifaziale Solarmodule für freistehende Anwendungen und auf Flachdächern.
 - Agrar-Fotovoltaik, welche mit bifazialen Modulen bis über 160 % Gesamtertrag an Agrarprodukten und Strom im Vergleich zu separaten Flächen erzielen [23].
 - Schwimmende Solaranlagen.
7. Der Zubau von Fotovoltaik wird idealerweise durch Zubau von Windkraftanlagen ergänzt, da die Windstromproduktion im Winterhalbjahr grösser ist als im Sommerhalbjahr. Während eine Erhebung von Meteotest AG im Auftrag des BAFU im Jahr 2012 ein Windstrompotenzial von 3.7 TWh pro Jahr aufwies, beträgt das Windstrompotenzial gemäss einer aktuellen Erhebung der gleichen Firma im Auftrag des BFE im August 2022 pro Jahr 29.5 TWh, wovon 19 TWh oder 64 % im Winterhalbjahr anfallen [24]. Die Gründe für die Verachtfachung des Potenzials sind höhere Effizienz der Anlagen und veränderte politische Rahmenbedingungen. Da die Sicherung der Energieversorgung an Bedeutung gewonnen hat und der Nutzung erneuerbarer Energien eine höhere Priorität als früher eingerechnet, stehen potenziell mehr Flächen für die Windenergienutzung zur Verfügung. Ein grosses Potenzial kommt neuerdings insbesondere den Waldgebieten zu, welche mit 14.8 TWh die Hälfte des Potenzials für Windstrom ausmachen. Das Windstrompotenzial in Waldgebieten entspricht somit ungefähr der heutigen Energieholznutzung. Für alpine Anwendungen bietet sich zudem eine kombinierte Nutzung von Wind- und Solarenergie an, was zum Beispiel von Armasuisse an einer Testanlage auf 2500 m.ü.M. in der Gemeinde Medel (GR) geplant ist [25].

Gleichzeitig führt die Umsetzung von Konzepten zur Kombination von Wärmepumpen und Holzenergieanlagen zu folgenden neuen Anforderungen an Holzessel und WKK-Anlagen:

- Möglichkeit für rasches Starten der Wärmebereitstellung mit geringen Emissionen und geringen Energieverlusten.
- Wirtschaftliche Anlagen für den Betrieb von Holzesseln mit geringer Vollbetriebsstundenzahl sowie mit ökonomisch optimierter Brennstoffversorgung (kurzfristige Anlieferung im Winter, just in time oder wettergesteuert vorausschauend).

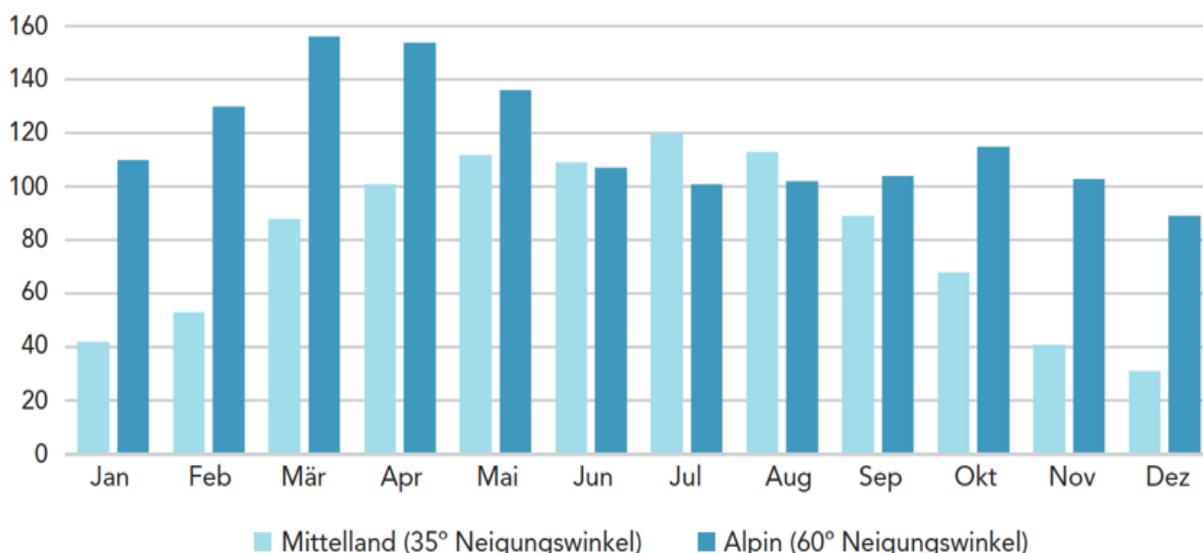


Bild 16 Monatlicher Ertrag einer Fotovoltaikanlage im Mittelland und einer alpinen PV-Anlage (relative Werte) [21].

Tabelle 6 Ertrag von PV-Anlagen auf einem Süddach in Wädenswil und auf der Totalp in Davos (2500 Meter über Meer) nach [22]. Die Daten sind Mittelwerte von Messungen während der Jahre 2018 bis 2020 und gelten für den AC-Ertrag. Die ersten drei Fälle gelten für monofaziale Module, der vierte für bifaziale. Der Fall der 30° geneigten Anlage im hochalpinen Raum dient für den Vergleich mit Wädenswil und ist für praktische Anwendungen unbedeutend.

Standort	Neigung	Ertrag			$\frac{E_{Winter}}{E_{Sommer}}$	$\frac{E_{Winter}(\text{Standort})}{E_{Winter}(\text{Wädenswil})}$
		E_{Sommer} kWh/kWp 0.5 a	E_{Winter} kWh/kWp 0.5 a	E_{Jahr} kWh/kWp a		
Wädenswil	20°/30°	678	240	918	0.35	1
Totalp, Davos	30°	928	569	1497	0.6	2.4
	90°	622	705	1327	1.1	2.9
	90° bifazial	830	880	1710	1.1	3.7

6 Literatur

- [1] Kemmler, A. et al.: Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2019, Infrac, TEP & Prognos im Auftrag Bundesamt für Energie, Bern 2020
- [2] Stettler, Y.: Schweizerische Holzenergiestatistik. Erhebung für das Jahr 2019. Basler & Hofmann im Auftrag Bundesamt für Energie, Bern 2020.
- [3] Thees, O.; Burg, V.; Erni, M.; Bowman, G.; Lemm, R.: Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung. Ergebnisse des Schweizerischen Energiekompetenzzentrums SCCER BIOSWEET. WSL, Birmensdorf, WSL Berichte Heft 57, 2017.
- [4] Hammer, S.; Soini, M.; Iten, R.; Nussbaumer, T.; Zotter, P.: Analyse von Hemmnissen und Massnahmen zur Ausschöpfung des Holzenergiepotenzials, Infrac und Verenum, Bundesamt für Energie, Bern 2021, [Link Hammer ea](#)
- [5] Bundesamt für Energie: Wasserkraftpotenzial der Schweiz. Bern 2019.
- [6] Bach, C.: Die post-fossile Mobilität, EMPA, 2018. [Link C. Bach](#)
- [7] Eicher, H.-P.: Potenzial der Fernwärme zur Energieversorgung 2050 und Rolle der Biomasse. In: 15. Holzenergie-Symposium, 14.09.2018, ETH Zürich, 13–24, [www.holzenergie-symposium.ch](#)
- [8] Hostetller, T.; Hekler, A.: Statistik Sonnenenergie Referenzjahr 2021, BfE 2022
- [9] Plattner, C.: Zusammenhang zwischen Energie- und Klimapolitik, Sektorkopplung, thermischen Netzen und Holzenergie, 15. Holzenergie-Symposium, 14.09.2018, ETH Zürich, 7–12, [www.holzenergie-symposium.ch](#)
- [10] Vonlanthen, B.: Erfolgsgeschichte der Wärmepumpen in der Schweiz, Tagung des BFE-Forschungsprogramms Wärmepumpen und Kälte, 26. Juni 2019, BFH Burgdorf, 7–16
- [11] Zogg, M.: Geschichte der Wärmepumpe, Zogg-Engineering, Oberburg, 2008
- [12] Hangartner, D.; Ködel, J.: Liste "Thermische Netze", Auswertungsbericht 2020, Bundesamt für Energie, Bern 2021
- [13] Sres, A.: Weissbuch Fernwärme – VFS Strategie, Schlussbericht Phase 2: GIS-Analyse und Potentialstudie, Verband Fernwärme Schweiz VFS, Niederrohrdorf 2014
- [14] Agorameter: [agora-energiewende.de](https://social.tchncs.de/@alsternerd/102489849328065303);
<https://social.tchncs.de/@alsternerd/102489849328065303>
- [15] Felix, D.; Müller-Hagmann, M.; Boes, R.: Ausbaupotenzial der bestehenden Speicherseen in der Schweiz, Wasser Energie Luft, 2020, Nr. 1, 1–10
- [16] QM Holzheizwerke: Planungshandbuch, Schriftenreihe QM Holzheizwerke Band 4, C.A.R.M.E.N. e.V., 2. Auflage, 2008, ISBN 3-937441-94-8
- [17] Nussbaumer, T.; Thalmann, S.; Jenni, A.; Ködel, J.: Planungshandbuch Fernwärme, Bern 2017 (1.0) und 2021 (1.3), ISBN 3-908705-39-8, [www.qmfernwaerme.ch](#)
- [18] Energie Schweiz: Solarrechner, [www.energieschweiz.ch/tools/solarrechner](#), 13.07.2022
- [19] Moro, N. et al.: Das Schweizer Solarstrompotenzial auf Dächern, ZHAW, Wädenswil 2021, [Solarstrompotenzial auf Dächern](#), 26.08.2022
- [20] Bundesamt für Energie: Energieperspektiven 2050+, [Energieperspektiven](#), 25.08.2022
- [21] AlpinSolar, Factsheet: Die grösste alpine Solaranlage der Schweiz. Denner, AXPO, IWB, [www.alpinsolar.ch](#), 14.10.2021
- [22] Rohrer, J.: Photovoltaik in den Alpen wird unumgänglich. Erneuerbare Energien Nr. 2 2021
- [23] Bucher, C.: Photovoltaikanlagen, Faktor Verlag, 440 Seiten, ISBN 978-3-905711-62-2, 25.11.2021
- [24] Meyer, L.; Koller, S.; Froidevaux, P.; Schaffner, B.: Windpotenzial Schweiz 2022, Bundesamt für Energie, Bern 24.08.2022
- [25] armasuisse Immobilien hat Baugesuch für eine Testanlage mit Wind-Sonnenenergie in der Surselva eingereicht. [www.ar.admin.ch](#), 31.08.202

Holzheizkraftwerk Küssnacht am Rigi mit Pelletproduktion und Fernwärmenetz

Michael Müller, ecoenergy Systems AG, Brunnen

Pirmin Reichmuth, AGRO Energiezentrum Rigi AG, Küssnacht a.R.

Zusammenfassung

Seit zwei Jahren ist das Holzheizkraftwerk Haltikon in Betrieb und produziert erneuerbare Elektrizität und Wärme für das sich in Bau befindliche Fernwärmenetz. Die AGRO Energiezentrum Rigi AG betreibt das Kraftwerk. Die Finanzierung, der Aufbau und der Betrieb des Fernwärmenetzes läuft hingegen über die ECOGEN Rigi Genossenschaft. Mit der Deckung des Energiebedarfs für 8'000 Haushalte mit Strom und 6'000 Haushalte mit Wärme versorgt das Holzheizkraftwerk mehrere Gemeinden über die Kantone Schwyz und Luzern. Eine starke lokale Verankerung durch die Ressourcennutzung der vor Ort anfallenden Holzmengen und der Wärmeverteilung erlaubt die Bildung einer Energiegemeinschaft mit regionaler Unabhängigkeit.

Die effiziente Nutzung der Ressource Holz in einem Wasserdampfkreislauf erlaubt die ganzjährige Produktion von Elektrizität. Teilweise sogar eine saisonale Produktion von Wärme für Heizzwecke als auch für ganzjährige Industrieprozesse.

Trotz der wenigen Jahre auf dem Wärmemarkt zählt die Genossenschaft bereits über 300 Genossenschafterinnen und Genossenschafter und beheizt aktuell über 60 Fernwärmeanschlüsse. Die Genossenschafterinnen und Genossenschafter bringen bereits ein Kapital von über 5 Mio. CHF in die Finanzierung ein und haben eine Anschlussleistung von über 10 MW gebucht.

1 Einleitung

Die AGRO Energiezentrum Rigi AG realisierte im Jahr 2020 ein Holzheizkraftwerk angrenzend an das Areal der Schilliger Holz AG in Haltikon. Das Kraftwerk erzeugt Strom und Wärme durch die Verwertung der vor Ort anfallenden Nebenprodukte (Späne, Abschnitte, Rinde) als auch durch die Verbrennung von Altholz und Waldhackschnitzeln. Die Wärme gelangt via Fernwärmenetz der ECOGEN Rigi Genossenschaft zu den Wärmeabnehmenden in der Region.

2 Hintergründe und Strukturen

2.1 Motivation

Zwei Jahre nach der erfolgreichen Inbetriebnahme der Energiezentrale der Agro Energie Schwyz ist der Projektstart für die AGRO Energie Rigi erfolgt. Nach Jahren der Verzögerungen durch Einsprachen, welche allesamt abgewiesen wurden, konnte das nächste Energiezentrum gebaut und 2020 in Betrieb genommen werden. Aufgrund der Erfahrungen und der vielen positiven Rückmeldungen wuchs die Idee über die Jahre, das Fernwärmenetz mit Beteiligung der Kunden aufzubauen. Dies ermöglicht, ein riesiges Infrastrukturprojekt näher an die Konsumierenden zu rücken und regionale Energiepolitik umzusetzen.

Im Januar 2020 wurde schliesslich die ECOGEN Rigi Genossenschaft gegründet, welche das Fernwärmenetz finanziert, baut und betreibt. Aus der AGRO Energie Rigi entstand das AGRO Energiezentrum Rigi AG, welches nebst Fernwärme, auch Strom und Pellets produziert und sich auf den Betrieb und Unterhalt der Zentrale fokussiert.



Bild 1 Chronologie.

2.2 Firmenstruktur

Die Initiatoren der damaligen Agro Energie Rigi Baptist Reichmuth und Ernest Schilliger sind seit über zehn Jahren als Aktionäre mit Herzblut im Projekt involviert. Während der Bauphase konnte ein weiterer lokaler Aktionär gefunden werden, die Oberallmeindkorporation Schwyz als grösster privater Waldbesitzer. Nach der Gründung der ECOGEN Rigi Genossenschaft konnten über Bankdarlehen und Startinvestitionen der AGRO Energiezentrum Rigi die Vorinvestitionen überschrieben und der Basisleitungsbau finanziert werden.

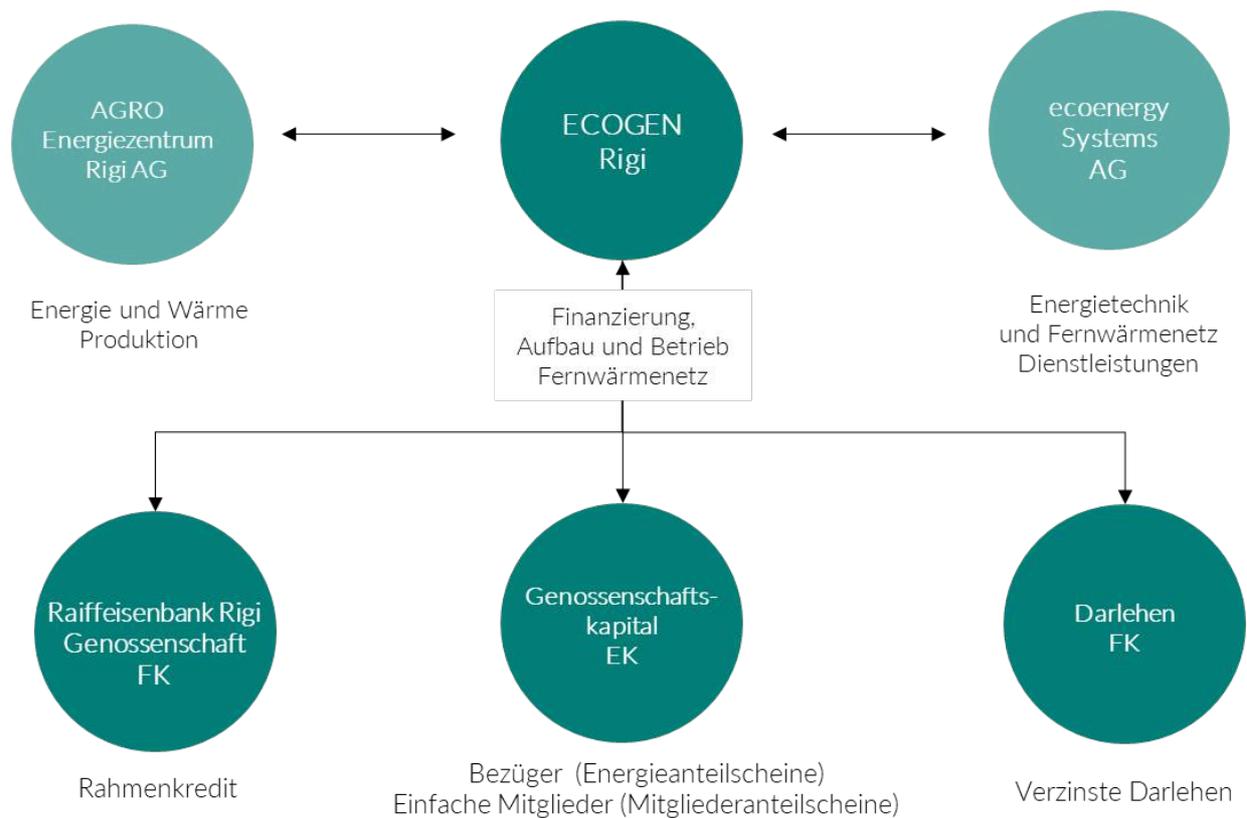


Bild 2 Firmenstruktur.

3 ECOGEN Rigi Genossenschaft

3.1 Vision

Die Genossenschaft bezweckt die Schaffung einer gemeinsamen erneuerbaren Energiezufuhr mit Beteiligung aller an das Fernwärmenetz angeschlossenen Bezügerinnen und Bezüger. Sie stärkt die regionale Wertschöpfung und damit die Unabhängigkeit der Region. Die ECOGEN Rigi Genossenschaft ist für den Aufbau und Betrieb des Fernwärmenetzes verantwortlich. Die Wahl der Rechtsform als Genossenschaft erlaubt, Erträge in direkte Vorteile für Genossenschafter umzumünzen, seien das niedrige Wärmepreise, eine moderne Infrastruktur oder die Ausschüttung über die gezeichneten Energieanteilscheine. Das Preismodell «Frühbucher» ermöglicht, die Anschlusskosten, respektive die Energieanteilscheine, vor effektivem Bau der Anschlussleitungen zu zeichnen und somit von einem Frühbucherrabatt von 10 % und einem Warterabatt von 2 % pro Jahr zu profitieren. Diese frühe Anmeldung inklusive finanzieller Beteiligung an der Genossenschaft erlaubt, die Liegenschaften zielgerichtet und effektiv zu erschliessen. Mit dem Abschluss des zweiten Geschäftsjahres durfte die ECOGEN Rigi Genossenschaft bisher über 300 Genossenschafter willkommen heissen.

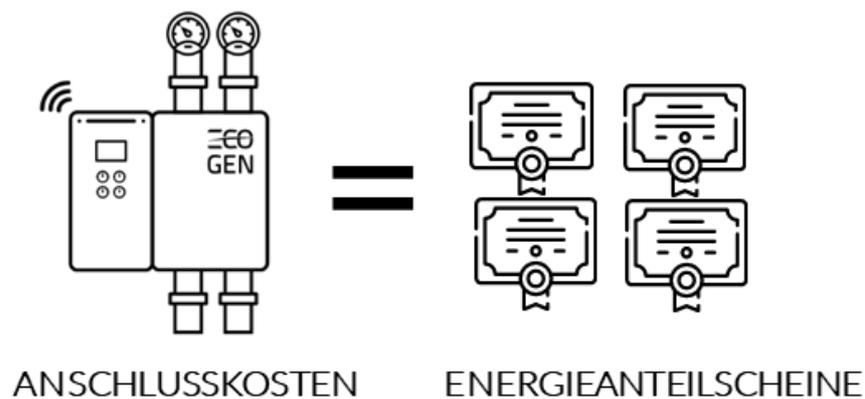
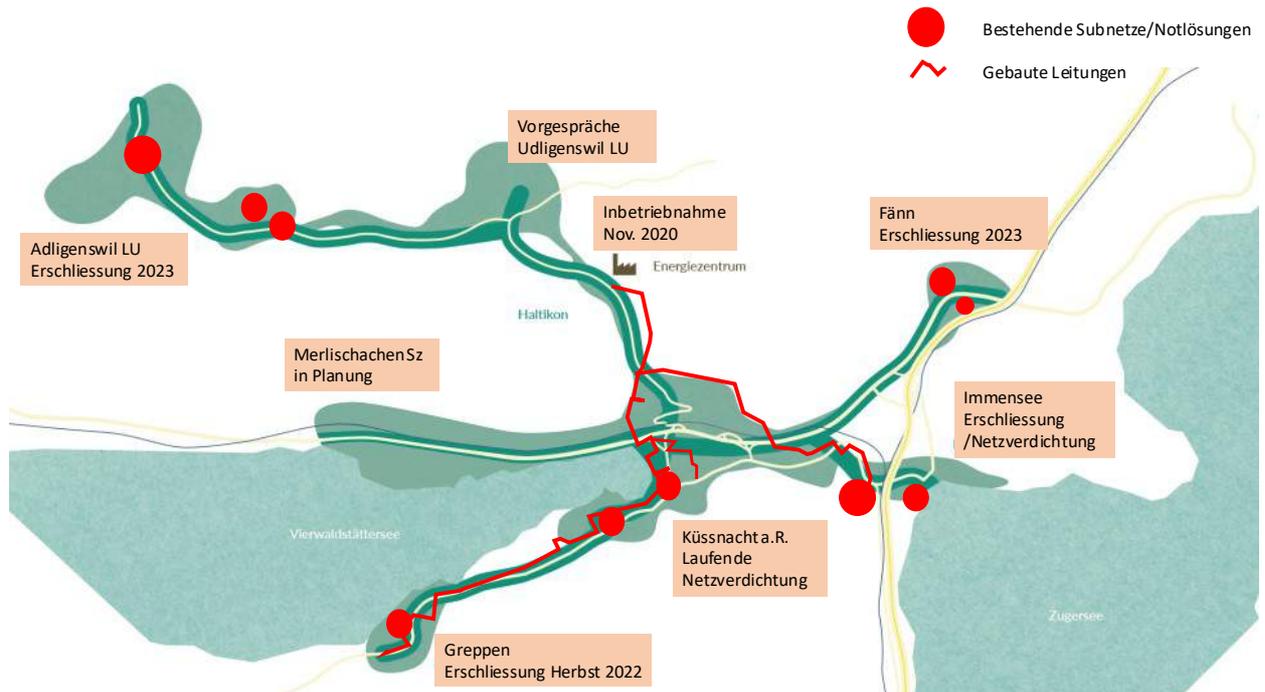


Bild 3 Anschlusskosten und Energieanteilscheine.

3.2 Versorgungsgebiet

Das Versorgungsgebiet umfasst den Zentralen Standort Haltikon sowie die Schwyzer Gemeinden Küssnacht am Rigi, Immensee, Merlischachen sowie das Küssnachter Industriegebiet Fänn. Im Jahr 2023/2024 erfolgt die Erschliessung der Luzerner Gemeinden Udligenswil sowie Adligenswil. Greppen ist bereits erschlossen. In der unteren Grafik sind sowohl die realisierten Fernwärmeleitungen als auch die bereits genutzten Zwischenlösungen der ECOGEN Rigi Genossenschaft, bis zur Umschaltung auf die Fernwärme eingezeichnet. Hierfür kommen Holzheizkessel, Pelletkessel, Ölcontainer oder Elektroprovisorien zum Einsatz.



Küsnacht am Rigi	18'000	kW
Immensee	6'500	kW
Greppen	2'800	kW
Udligenswil	5'500	kW
Adligenswil	12'500	kW

Bild 4 Versorgungsgebiet.

Die Potenzialanalyse der Gemeinden ergeben eine summarische Leistung von über 45 MW. Potenzial ist grundsätzlich genügend vorhanden, auch mit dem Voranschreiten alternativer erneuerbarer Heizlösungen und Sanierungsmassnahmen der Gebäudehüllen.

3.3 Fernwärmetechnik

Aufgrund der starken Höhenunterschiede von der Zentrale hinunter in die Dörfer auf Seehöhe und der weiten Verzweigung ist das Fernwärmenetz auf das Druckniveau von 25 bar ausgeführt. Als Schnittstellen in der Zentrale fungieren die Netzpumpen (2 x Winterpumpen, 1 x Sommerpumpe) sowie beim Kunden der Wärmeübertrager und der Regulierung, was eine professionelle Kundenbewirtschaftung und Servicedienstleistung ermöglichen.

Es handelt sich um ein Hochtemperaturnetz, welches daher gleitend zwischen 75 °C und 95 °C gefahren wird, in Abhängigkeit des Leistungs- und Temperaturbedarfs der Kundschaft und Industriebetriebe.

Die Anschlussleitung in Richtung Küssnacht ist als DN300 KMR ausgeführt und trennt sich vor dem Dorf in Richtung Immensee sowie Küssnacht-Dorf und Greppen mit je DN250. Die weitere Dimensionierung in den Quartieren und Weilern richtet sich nach dem Wärmepotenzial. Die ECOGEN Rigi Genossenschaft hat für die ersten Jahre eine Anschlussleistung von 20 MW zur Verfügung, welche vom Kraftwerk CO₂-neutral zur Verfügung gestellt wird.

3.4 Preisstruktur

Die Anschlusskosten an die Fernwärme der ECOGEN Rigi Genossenschaft sind abhängig von der Anschlussleistung des Hausanschlusses. Mit einer üblichen Preisstruktur mit Service-, Grund- und Wärmekosten ergeben sich für Kleinkunden Bruttopreise von rund 14-18 Rp./kWh sowie für Grosskunden von ca. 11 Rp./kWh.

4 Agro Energiezentrum Rigi AG

4.1 Anlagenbeschrieb

Die Energiezentrale gliedert sich in drei Anlagegruppen:

Der Holzfeuerung mit Abgasreinigungsanlage, bestehend aus

- Holzfeuerung mit Vorschubrostfeuerung und Feuerleistung von 20 MW
- Abgasreinigung mit SNCR-Anlage, Elektroabscheider und Gewebefilter
- Abgaskondensation und Entschwadungsanlage
- Dampfnutzung über Dampfturbine und Generator mit elektrischer Leistung von ca. 5 MW.

Der Fernwärmeauskopplung mit Reservezentrale, bestehend aus

- 18 MW Heizkondensator
- Wärmespeicher mit 18'000 m³ Nutzinhalt
- Reservezentrale mit 16 MW Ölkessel für Revisionen und Störfälle.

Der Pelletierungsanlage mit

- Zwei Pelletpressen und Holzshredderanlagen
- Bandtrocknungsanlage
- Lagersilos.

Die Pelletierungsanlage ist aufgrund der örtlichen Synergien im selben Gebäude entstanden. Einerseits fällt am Standort unbehandeltes Frischholz in Form von Hackschnitzeln oder Sägemehl an. Andererseits steht genügend Energie zur Trocknung der teils nassen Fraktionen zur Verfügung.

Speziell zu erwähnen ist, dass die Trocknung des Sägemehls und der Hackschnitzel besonders effizient erfolgt. Hierfür wird die Zuluft für den Bandrockner durch die Wärmerückgewinnung der Kondensationsanlage des Holzheizkraftwerks genutzt, womit die latente Wärme des Abgases ganzjährig genutzt werden kann. Zudem ist die Bandrocknungsanlage mit „Fernwärme“-Heizregistern ausgestattet, welche eine zusätzliche Spitzenenergiequelle sind sowie den Betrieb während der Revision des Kraftwerks ermöglichen, wobei die Energie aus dem Fernwärmespeicher bezogen wird.

Die beiden Pelletpressen verarbeiten mit je 4 t/h jährlich 125'000 m³ Sägemehl zu rund 25'000 t Pellets. Diese werden in fünf Silos mit je 560m³ für den Verlad zwischengelagert und über Grossverteiler in der ganzen Deutschschweiz vertrieben.

4.2 Installierte Leistungen und Jahresmengen

Das Holzheizkraftwerk verbrennt in einer Altholzfeuerungsanlage das Alt-, Rest- und Frischholz und bezieht die Fraktion zu über 50 % direkt vom benachbarten Partner Schilliger Holz AG, Altholz von Altholzaufbereitern aus der Region und das Frischholz von den lokalen Waldkorporationen. Die installierten Leistungen und die Jahresmengen sind wie folgt:

Holzfeuerung, nominale Feuerleistung	20.0 MWth	
Dampfturbine (Stromproduktion)	5 MWeI	/ ca. 32 GWh/a
Wärmeauskopplung Dampf an Fernwärmenetz	12.6 MWth	/ 64 GWh/a
Nutzwärme an Bandrockner	3.0 MWth	/ 22 GWh/a
Fernwärmespeicher	33 MWth	/ ca. 800 MWth
Öl-Reservezentrale für Fernwärmenetz	16 MWth	/ 1 GWh/a

Eine Übersicht über das Anlagelayout gibt Bild 5.

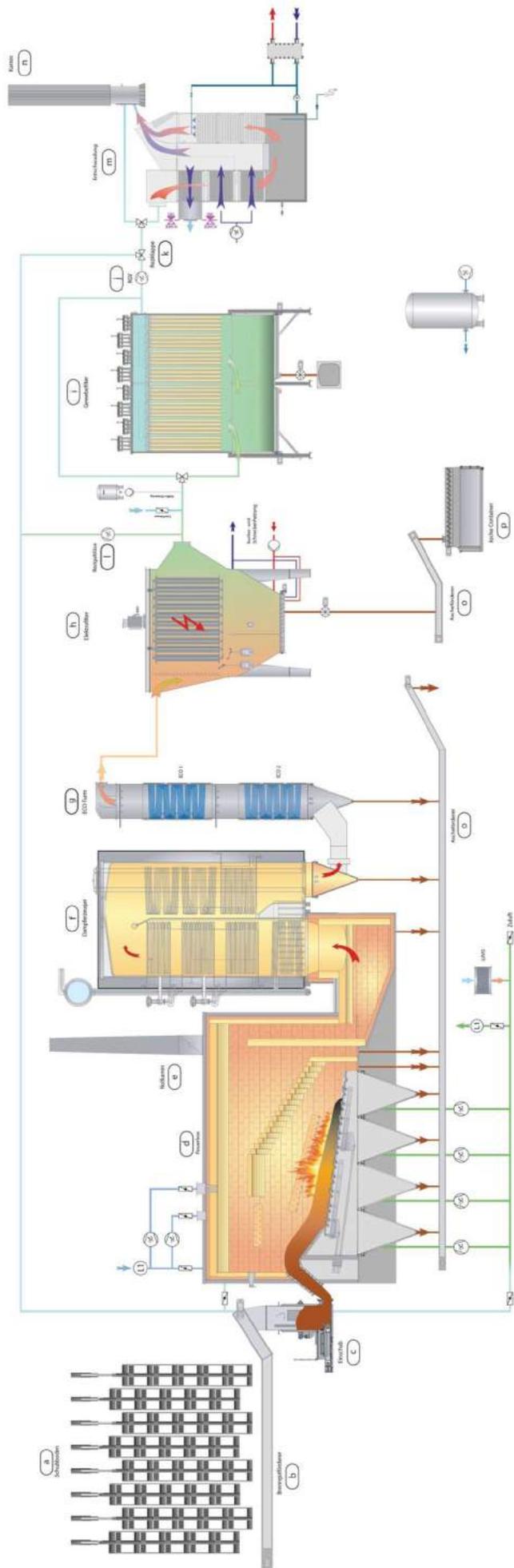


Bild 5 Anlagelayout.

4.3 Dampfkreis

Die Stromproduktion des Holzheizkraftwerks wird über die KEV abgegolten, weshalb sich eine ganzjährige Stromproduktion anbietet. Die Frischdampfparameter des Wasserdampfkreislaufs sind 420 °C bei 60 bar. Die Heizzentrale nutzt die Energie des Dampfes zur Produktion von erneuerbarer Bandenergie, entspannt diesen daher bis auf das Niveau der Temperatur der Fernwärme. Die Vorlauftemperatur wird in Abhängigkeit der Jahreszeit gleitend gefahren, um einen effizienten Betrieb im Sommer zu ermöglichen. Daher wird im Sommer die Vorlauftemperatur gesenkt und effizienter Strom produziert, wohingegen im Winter bei höherer Heizlast die Stromproduktion gedrosselt werden kann.

4.4 Abgasstrecke und Emissionen

Zur Grobfiltrierung der im Abgas enthaltenen Partikel wurde als erste Stufe ein Elektroabscheider installiert, welcher eine Abscheidung von Partikeln bis zu einer Konzentration von 30 mg/m_n³ erreicht. Dies unter dem Hintergrund, die Austragsmenge an Flugasche im nachgeschalteten Gewebefilter zu reduzieren, allfällige noch glühende Partikel abzuscheiden sowie einen niedrigen Druckverlust zu gewährleisten.

Die zweite Stufe bildet ein Schlauch-Gewebefilter, der mit einer entsprechenden Porenweite die maximale Partikelkonzentration im Abgas auf unter 10 mg/m_n³ begrenzt.

Die Abgasreinigung ist auf die Verbrennung von Altholz gemäss LRV §72 (entspricht Klasse AII) ausgelegt.

Zur Reduzierung der Stickoxide wird Harnstoff in die Brennkammer eingespritzt.

Zur Neutralisation von allfällig im Altholz enthaltenen Säuren und Schwermetallen wird das Abgas mit Kalkhydrat versetzt, was Halogene und Metalle adsorbiert, womit diese über den Gewebefilter abgeschieden werden können.

Sämtliche aufgeführten Massnahmen gewährleisten, dass die Emissionswerte von NO_x, CO, Staub, Ammoniak, Schwefel- und Halogenwasserstoffverbindungen sowie Schwermetallanteilen derart reduziert und gemessen werden, dass die Anforderungen leicht übertroffen werden können. Folgend eine Zusammenfassung des Messberichts vom Frühling 2021.

Tabelle 1 Messdaten der Schadstoffemissionen im Abgas nach Messbericht der Firma mess-bar.

Schadstoff	Grenzwert	Höchster Stundenmittelwert	
		90 % Last	75 % Last
	[mg/m ³]	[mg/m ³]	[mg/m ³]
Feststoffe	10	<1	<1
Summe Blei und Zink	5	0.4	0.4
Gesamt-C	50	<1	<1
CO	150	38	26
Stickoxide als NO ₂	150	131	122
Schwefeldioxid	250	7	3
F als HF	5	0.4	0.4
Cl als HCl	30	1.7	2.7
NH ₃	30	4	3

4.5 Brennstofflogistik und Lagerung

Die für den ganzjährigen Betrieb der Holzfeuerung benötigte Brennstoffmenge beträgt ca. 300'000 m³/a. Die Anlieferung erfolgt ausschliesslich mit Sattelschleppern und Lastwagen mit Kapazitäten von 90 m³, um die Verkehrslast zu minimieren.

Um die manuelle Logistikbewegungen auf dem Gelände des Holzheizkraftwerkes zu ermöglichen, werden Radlader eingesetzt. Es wird lediglich aufbereitetes Altholz angeliefert, am Standort befindet sich keine Aufbereitungs- oder Shredderanlage.

Ein Teil des Sägemehls wird über eine Druckluftleitung direkt von der Schilliger Holz AG ins Pelletwerk eingeblasen, weitere Fördermechanismen sind in Planung.

4.6 Fernwärmespeicher

Zur Entkopplung von Produktion und Wärmenachfrage entstand der Fernwärmespeicher neben dem Heizkraftwerk. Der Speicher ist in den Fernwärmekreislauf eingebunden und gleicht kurz- und mittelfristige Lastschwankungen aus. Zudem ist der Fernwärmespeicher in der Lage, Revisionsunterbrüche der Holzfeuerung in den Sommermonaten ohne Unterstützung der Reservezentrale zu überbrücken. Eckdaten Fernwärmespeicher:

Nutzvolumen	18'000 m ³
Betriebstemperatur	100°C
Betriebsdruck	druckloser Warmwasserspeicher
Ausführung	Stahlspeicher mit Isolation s=0.5m

5 Schlussfolgerungen

- Die Trennung von Wärmeerzeuger und Wärmeverteilung erlaubt eine bessere Fokussierung der Tätigkeiten in Betrieb und Unterhalt (Kraftwerk) einerseits und dem andauernden Aufbau und Ausbau (Fernwärme) anderseits.
- Fernwärmenetze mit der Einbindung der lokalen Bevölkerung als Energiegemeinschaften in Form einer Genossenschaft stärken den lokalen Zusammenhalt und zahlen sich langfristig aus.
- Kraftwerke sollen auf die verfügbaren Ressourcen und die örtlichen Potenziale ausgelegt werden, um die Wärmenachfrage von Gemeinden sinnvoll decken zu können. Hier gilt es gerade den Bedarf an erneuerbarer Wärme von Unternehmen ernst zu nehmen, bei denen sich nur wenige alternative erneuerbare Heizsysteme anbieten.
- Kraftwerke mit Fernwärmespeichern erlauben den sicheren und stabilen Betrieb und sind punkto Versorgungssicherheit nicht nur für den Betreiber interessant, sondern wird von der Kundschaft sehr geschätzt.
- Durch die höheren Anforderungen der Luftreinhalte-Verordnung an Grossanlagen und die Substitution hunderter kleiner Feuerungen durch Fernwärme sind Holzheizkraftwerke mit den entsprechenden Abgasreinigungsanlagen wahre Luftverbesserer und erhöhen die Luftqualität anhaltend.

Altholzfeuerung Basel 2 – Anlagentechnik und Versorgung mit Altholz

Florian Lüthy

Industrielle Werke Basel (IWB), Basel

Zusammenfassung

Im Beitrag wird aufgezeigt, weshalb IWB Industrielle Werke Basel (IWB) ein zweites Holzkraftwerk gebaut hat, wie der Ablauf der Planung war, weshalb Altholz eingesetzt wird und welches die Erkenntnisse aus rund zwei Heizperioden sind. Am Ende erfolgt ein kurzer Blick auf die aktuell angespannte Lage im Altholzmarkt.

IWB betreibt das grösste Fernwärmenetz der Schweiz und versorgt in der Stadt Basel ca. 6'400 Kunden (Hausanschlüsse) mit rund 1 TWh Fernwärme pro Jahr. Die Basler Fernwärme soll zukünftig zu mindestens 80 % aus CO₂-neutralen Energieträgern wie Abfall, Holz, Abwärme, Biogas usw. produziert werden. Mit Biogas kann einerseits die Anhebung der CO₂-Neutralität beschleunigt und andererseits können Lastspitzen mit bestehenden Anlagen abgedeckt werden. Gleichzeitig wird in Basel die Fernwärme stark ausgebaut. In den nächsten 15 bis 20 Jahren werden rund 60 km zusätzliche Fernwärmeleitungen verbaut und neue CO₂-neutrale Produktionsanlagen sowie Heisswasserspeicher gebaut.

Das Holzkraftwerk Basel 2 (HKW2) wurde so geplant und gebaut, dass erstens die vorhandenen Anlagen am Standort Hagenau ideal ergänzt werden und zweitens die CO₂-Neutralität der Basler Fernwärme gesteigert werden kann. Dabei mussten auch die beengten Platzverhältnisse in der Stadt berücksichtigt werden. IWB hat rund 45 Mio. CHF für das HKW2 investiert. Die Anlage erhält die KEV-Vergütung entsprechend dem Direktvermarktungsmodell. Nachfolgend die wichtigsten Eckwerte des HKW2:

Kesselanlage

3-Zug Kessel mit stationärer Wirbelschicht
Abgasreinigung mittels Gewebefilter
Entstickung mittels SNCR
Wasserdampfparameter von 455 °C und 65 bar

Leistungsdaten

Feuerleistung	28 MW
Thermische Leistung	17.5 MW
Elektrische Leistung	7.5 MW
Kesselwirkungsgrad Nennlast	90.4 %

Energiedaten

Wärme	70 GWh/a
Elektrizität	25 GWh/a

Brennstoff

Anteil Altholz (A1-A2)	25 – 75 %
Anteil Waldholz	75 – 25 %
Stückigkeit	P100
Brennstoffbedarf	30'000 t/a
Ø Wassergehalt ¹	10 - 45 %

Reststoffe

Bettasche	Ø 1.8 %-Anteil Brennstoff
Schlauchfilterasche	Ø 1.2 %-Anteil Brennstoff

Emissionswerte 2021

	Jahresmittelwerte	Grenzwert LRV
Stickoxide (NO _x)	61.81 mg/m _n ³	100 mg/m _n ³
Kohlenmonoxid (CO)	31.38 mg/m _n ³	150 mg/m _n ³
Staub	1.33 mg/m _n ³	10 mg/m _n ³

Durch die gewählten Spezifikationen können Wirtschaftlichkeit und Ökologie miteinander kombiniert werden. Die Nutzung von Altholz (Klasse A1 und A2) folgt dem Prinzip der Kaskadennutzung und ermöglicht das Holz möglichst lange im Nutzungskreislauf zu halten. Das eingesetzte Waldholz besteht primär aus nicht anderweitig nutzbaren Sortimenten und ist somit ein ökologischer sowie ein finanzieller Beitrag für die Waldwirtschaft.

In den letzten zwölf Monaten hat sich der Altholzmarkt sehr stark verändert, was die Beschaffung von Altholz deutlich erschwert hat. Teilweise musste dieses auch durch Waldholz ersetzt werden. Momentan kann noch nicht abgeschätzt werden, ob und wie lange diese Situation anhalten wird. Dank der guten und langjährigen Zusammenarbeit mit der Brennstofflieferantin war die Brennstoffversorgung auch in den letzten zwölf Monaten jederzeit sichergestellt und es gibt keine Anzeichen, dass sich dies ändern wird. Die sichere Brennstoffversorgung wird in der kommenden Winterperiode noch wichtiger als bisher werden, denn auch die Strommengen der inländischen Holz(heiz)kraftwerke werden im schweizerischen Stromnetz benötigt.

¹ Je nach Sortiment (Altholz/Waldholz) variiert der Wassergehalt

1 Motivation für ein zweites Holzkraftwerk

Seit 2008 ist das Holzkraftwerk der Holzkraftwerk Basel AG (HKW1) in Betrieb. Die Holzkraftwerk Basel AG gehört zu 51% der Raurica Waldholz AG und zu 49% der IWB. Die Geschäfts- und Betriebsführung obliegt IWB, welche auch die Wärmeabnehmerin ist. Der Brennstoff wird durch die Raurica Waldholz AG geliefert und besteht im Wesentlichen aus Waldholz (ca. 50%), Altholz der Klasse A1 und A2 (max. 30%), Sägereirestholz und Landschaftspflegeholz.

Die Erfahrungen mit dem ersten Holzkraftwerk in Basel waren durchwegs positiv, so dass IWB ein weiteres Holzkraftwerk (HKW2) zur Steigerung der CO₂-Neutralität in Angriff nahm. Bei der Konzeption war auch der Brennstoffmix zu klären, denn die Nutzung von Altholz (Klasse A1 und A2) hat sowohl ökologische als auch ökonomische Vorteile. Die Altholzklassen A3 und A4 wurden von vorneherein ausgeschlossen, da diese problemlos in der Kehrlichtverwertungsanlage (KVA) verwertet werden können.

1.1 Testaufbau und Resultate der Versuchsfahrten mit verschiedenen Altholzanteilen

Um den Einfluss des Altholzanteils auf Korrosion und Abzehrrate beurteilen zu können, wurden zusammen mit der Fa. CheMin GmbH im HKW1 Tests durchgeführt. Das HKW1 wurde dazu während je ca. 1'200 Betriebsstunden mit einem Altholzanteil von 25% und 50% betrieben. Mittels einer Korrosionssonde (Bild 1) wurde ein Überhitzerrohr mit unterschiedlichen Temperaturen simuliert und mit einer isokinetischen Absaugung von Stäuben am Kesselende (Bild 2) wurde der eingesetzte Brennstoff bewertet. Der Vorteil dieser Testanordnung ist, dass der Kessel des HKW1, welcher mit Wasser-Dampfparametern einer KVA ausgelegt ist, nicht beeinträchtigt wird. So konnten auch die anfänglichen Bedenken der Holzkraftwerk Basel AG entkräftet werden.

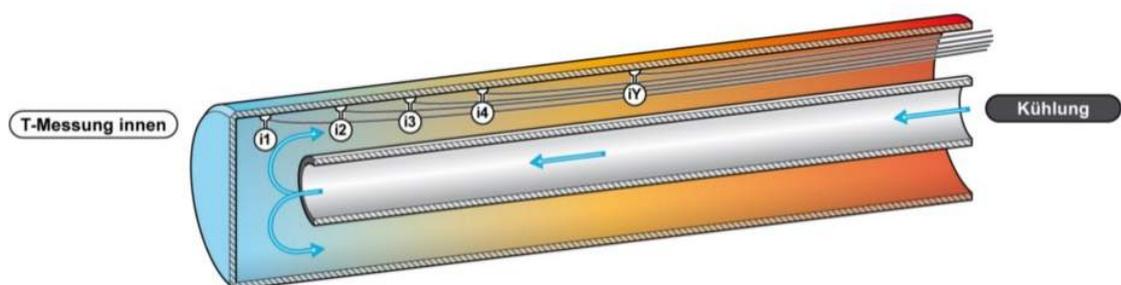


Bild 1 Sonde mit Temperaturprofil, Fa. CheMin GmbH.



Bild 2 Isokinetische Absaugung, Fa. CheMin GmbH.

Die optische Analyse der eingesetzten Sonden ergab bezüglich Korrosionsangriff/Abzehrrate das folgende Bild:

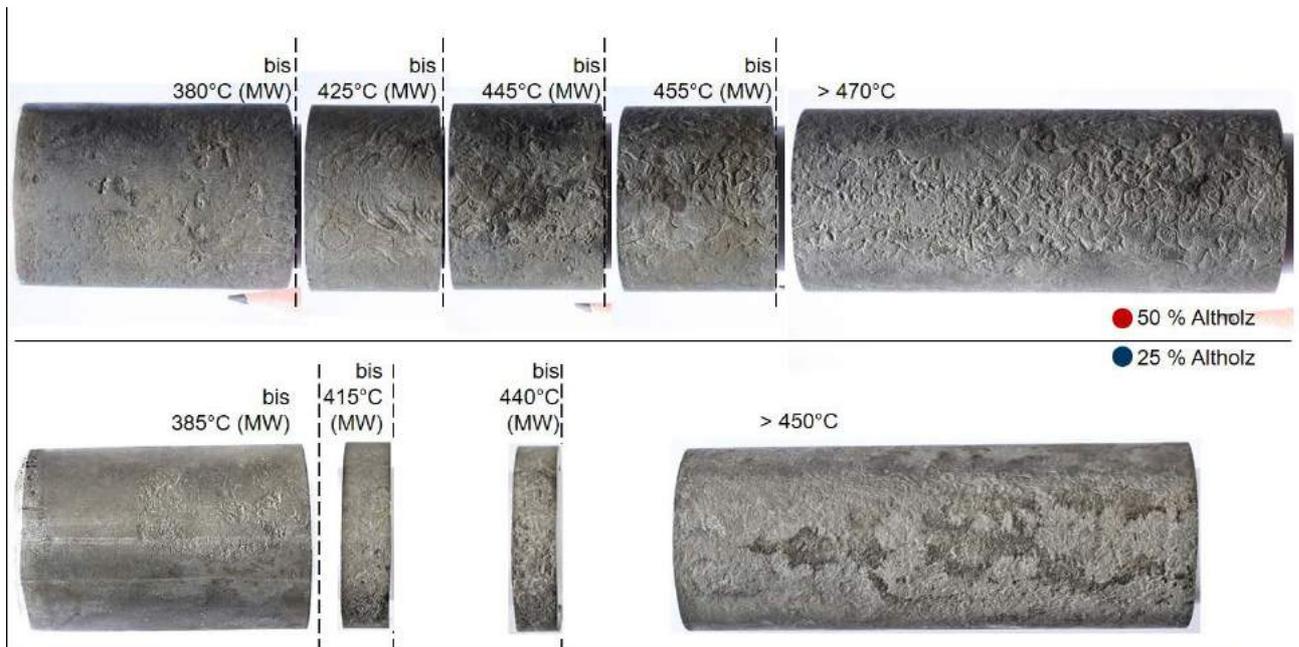


Bild 3 Optische Auswertung der Sonden bzgl. Korrosion/Abzehrrate, CheMin GmbH.

Optisch ergibt sich im unteren Temperaturbereich im Vergleich zwischen den Betriebsarten mit 25% und 50% Altholzanteil eine ähnliche Abzehrungsdynamik. Ab 450°C nimmt die Abzehrung beim Betrieb mit 50% Altholz zu.

Die messtechnische Auswertung der Sonden ergibt die folgenden Abzehrkurven:

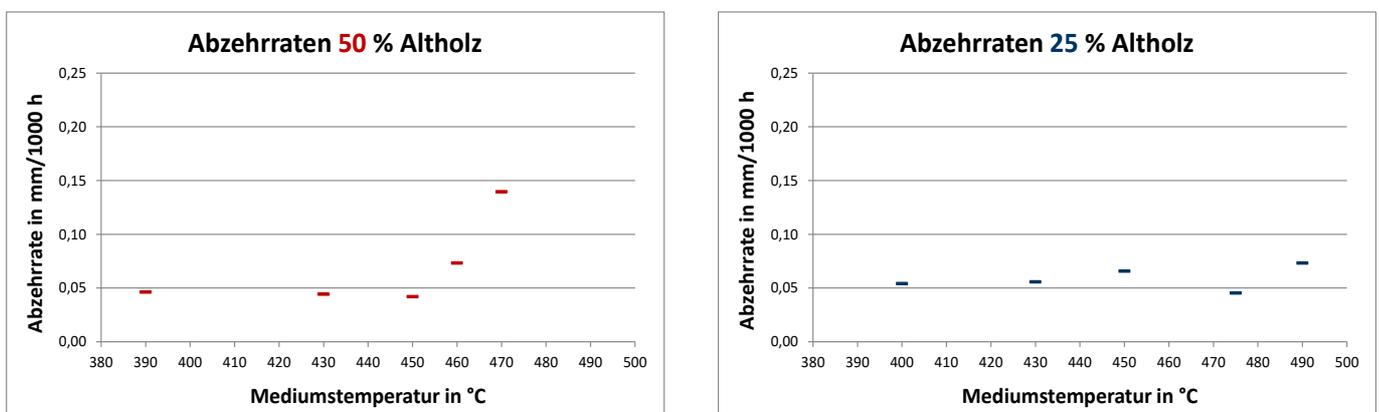


Bild 4 Abzehrdaten bei 25% und 50% Altholzanteil, CheMin GmbH.

Die Abzehrung nimmt erwartungsgemäss mit steigender Temperatur (in den Rohren) zu. Die Abzehrung bei 460°C von 0.05 bis 0.1mm/1'000 Betriebsstunden bedeuten für das HKW2, welches mit ca. 5'000 – 6'000 Betriebsstunden geplant ist, eine Abzehrung von etwas weniger als 0.5mm/Jahr. Auf Basis dieser Tests und Abklärungen mit anderen Anlagen wurden 460°C und 65bar (Wasserdampfparameter) bei einem maximalen 70% Altholzanteil als geeigneter Auslegungsbereich definiert. Dies stellt aus Sicht IWB einen guten Mittelweg zwischen konservativer und risikofreudiger Auslegung dar. Mit dem Variieren des Altholzanteils kann die Abzehrung bei Bedarf auch beeinflusst werden. Die Anbieter mussten in Kenntnis des gewünschten Auslegungsbereichs das energetische und finanzielle Optimum bestimmen und offerieren. Die Firma Josef Bertsch GmbH & Co. hat den Kessel für das HKW2 mit 455°C und 65 bar ausgelegt.

2 Lageplan und 3D Modell

Für das HKW2 konnte eine Parzelle neben der KVA genutzt werden. Das HKW2 umfasst ein Kesselhaus (rechts in Bild 5), ein Maschinenhaus (links oben in Bild 5) und einen Schnitzelbunker inkl. Einwurfgruben (links unten in Bild 5).



Bild 5 Lageplan HKW2.

Das Gebäude weist ohne Aufbauten eine Höhe von 36 m auf. Es konnte die bestehende Kaminanlage der KVA genutzt werden, was sowohl kostenmässig als auch optisch eine ideale Lösung darstellt. Die kompakte Bauweise ist dem beschränkten Platzangebot in der Stadt geschuldet. Dennoch konnte eine auch für Betrieb und Instandhaltung geeignete Anordnung realisiert werden.



Bild 6 Frontansicht HKW2.



Bild 7 Dachaufbauten HKW2.

3 Anlagentechnik

3.1 Schnitzelbunker und Fördertechnik

Im Schnitzelbunker können ca. 4'000 SRm Holzsnitzel eingelagert werden. Die Ein- und Auslagerung erfolgt mittels einer vollautomatisierten Krananlage. Mittels priorisierter Aufträge wird sichergestellt, dass die Einwurfgruben geleert werden, der Kessel jederzeit genügend Brennstoff zugeführt bekommt und die verschiedenen Anlieferungen gemischt werden. Der Brennstoff, welcher dem Kessel zugeführt wird, wird über sogenannte Scheibensichter geführt, welche Übergrößen und Störstoffe abscheiden. Nach dem Scheibensichter wird der Brennstoff über einen Senkrechtförderer zwei kleinen Vorratsbehältern zugeführt. Von diesen wird der Kessel gleichmässig beschickt.

3.2 Kesselanlage und Abgasreinigung

Das Herz der Anlage ist ein 3-Zug Kessel mit stationärer Wirbelschicht. Für das An- und Abfahren ist der Kessel mit zwei Gasbrennern ausgerüstet. Das Wirbelbett besteht aus ca. 40 Tonnen Quarzsand und wird bei rund 820°C betrieben.

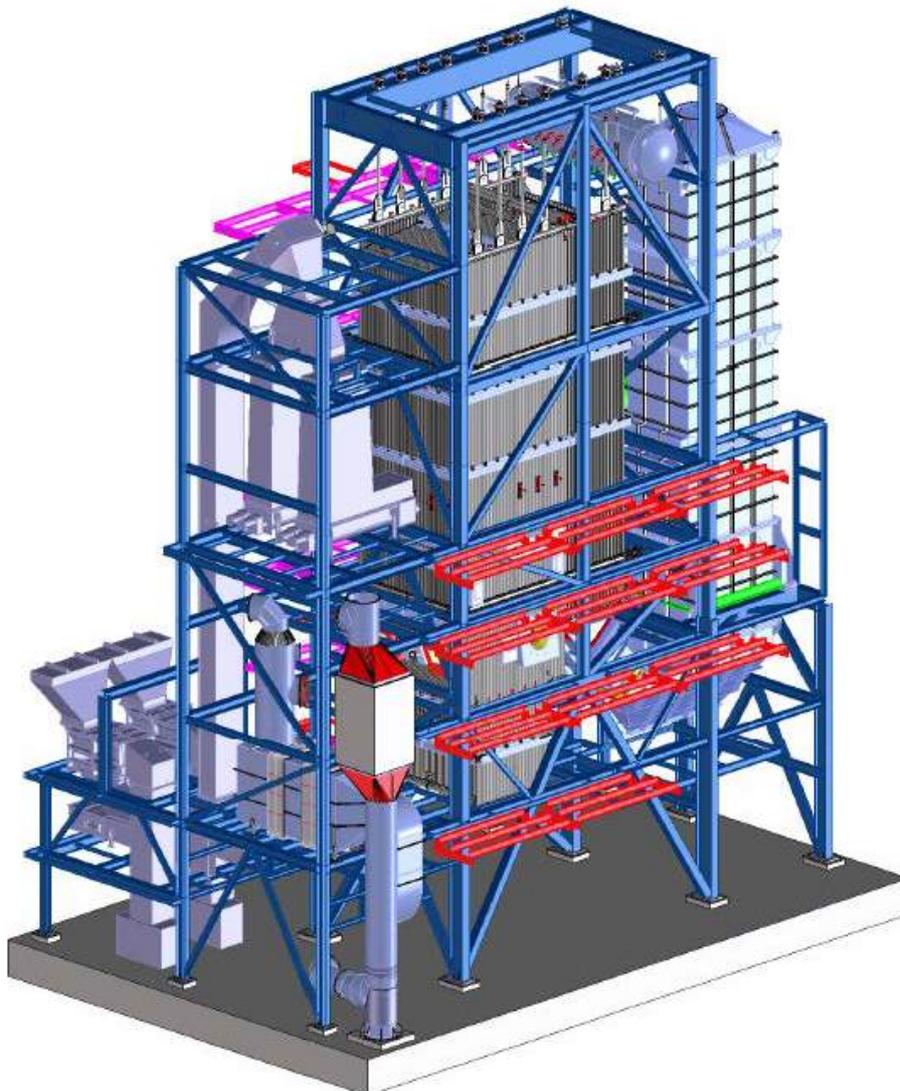


Bild 8 3D-Visualisierung Kesselanlage mit Stahlbau.

Das Feuerleistungsdiagramm (Bild 9) zeigt die Auslegung des Kessels. Der bisherige Betrieb hat gezeigt, dass die Anlage im definierten Betriebsbereich stabil gefahren werden kann.

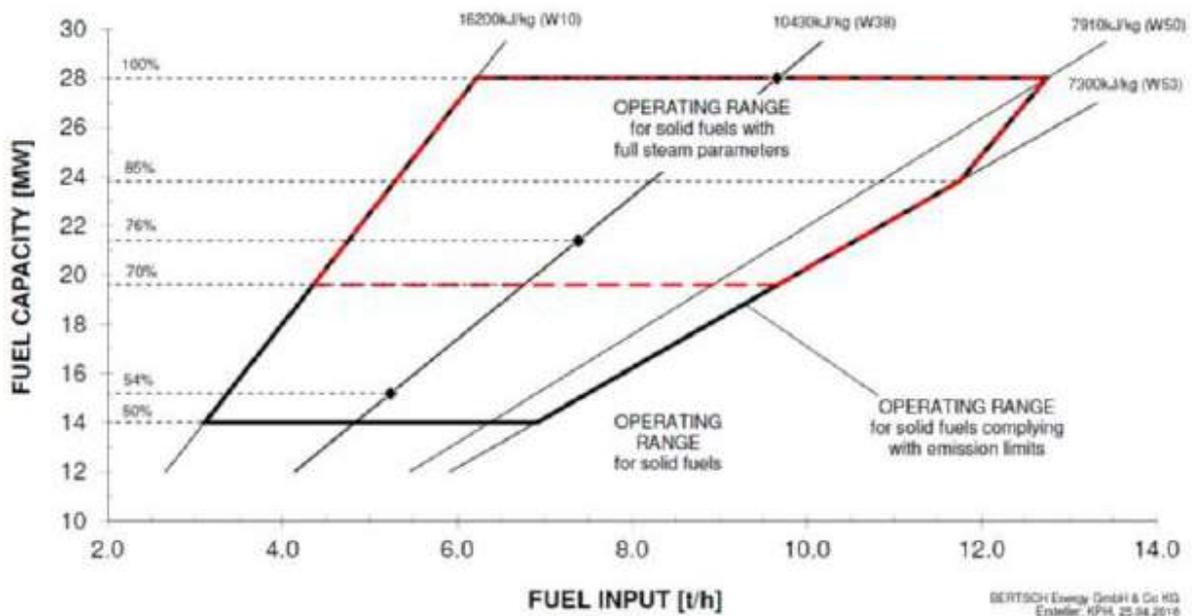


Bild 9 Feuerleistungsdiagramm.

Die Entstickung erfolgt mittels SNCR²-Verfahren unter Verwendung von Ammoniakwasser. Eine Zugabe von weiteren Additiven ist nicht notwendig. Danach wird das Abgas durch ein Gewebefilter geführt, um die im Abgas befindlichen Partikel abzuscheiden. Das Abgas kann nun entweder direkt über einen gemeinsamen Kaminzug mit dem HKW1 oder über einen Abgaswäscher der Wärmerückgewinnungsanlage (WRG) der Atmosphäre zugeführt werden. Diese Schaltung entkoppelt die beiden HKWs vom Betrieb der WRG und erhöht damit die Verfügbarkeit der Produktionsanlagen.

Im Abgaswäscher wird das Abgas von rund 160 °C auf 60 °C abgekühlt. Dadurch können für beide Holzkraftwerke (HKW 1 und HKW 2) zusätzlich nochmals ca. 10 MW an Wärme ausgekoppelt werden.

Die Emissionswerte des HKW 2 (Tabelle 1) zeigen, dass die LRV-Grenzwerte eingehalten resp. meistens deutlich unterschritten wurden. Tabelle 2 zeigt die Frachten.

Im Jahr 2021 sind gesamthaft 919 Tonnen an Reststoffen angefallen. 60% dieser Menge fällt als Bettasche und 40% als Schlauchfilterasche an.

² Die Selektive nichtkatalytische Reduktion ist ein sekundäres Verfahren zur Abgasentstickung.

Werte in [mg/m ³]	Schadstoffkonzentration	Grenzwert LRV*
Stickoxide (NO _x)	61.81	100
Kohlenmonoxid (CO)	31.38	150
Staub	1.33	10
Ammoniak (NH ₃)	4.54	30
Salzsäure (HCl)	0.52	20
Schwefeldioxid (SO ₂)	0.44	50

* Grenzwert Luftreinhalteverordnung (LRV)

Tabelle 1 Abgasemissionen: Jahresmittelwerte 2021 (links) und LRV-Grenzwerte (rechts).

	Spezifische Schadstofffracht in g/t	Schadstofffracht in t pro Jahr
Stickoxide (NO _x)	445.45	14.62
Kohlenmonoxid (CO)	236.98	7.78
Staub	9.03	0.30
Ammoniak (NH ₃)	31.41	1.03
Salzsäure (HCl)	2.95	0.10
Schwefeldioxid (SO ₂)	2.04	0.07

Tabelle 2 Schadstofffrachten im Jahr 2021. Links in g/t, rechts in t pro Jahr.

3.3 Wasser-Dampf-Kreislauf

Der Frischdampf aus dem Kessel wird auf die Dampfturbine (FabrikR Siemens) geführt, welche den Dampf auf ca. 0.4 bara entspannt. Nach der Turbine wird der Abdampf über den Heizkondensator (Heiko) kondensiert. Mittels des Heikos können rund 17 MW Fernwärme ausgekoppelt werden. Der Heiko ist die erste Stufe im sechsstufigen Aufheizprozess. Die Stufen zwei bis sechs erfolgen in der KVA. In Bild 10 sind die Schaltung und die wesentlichen Parameter des HWK2 vereinfacht dargestellt.

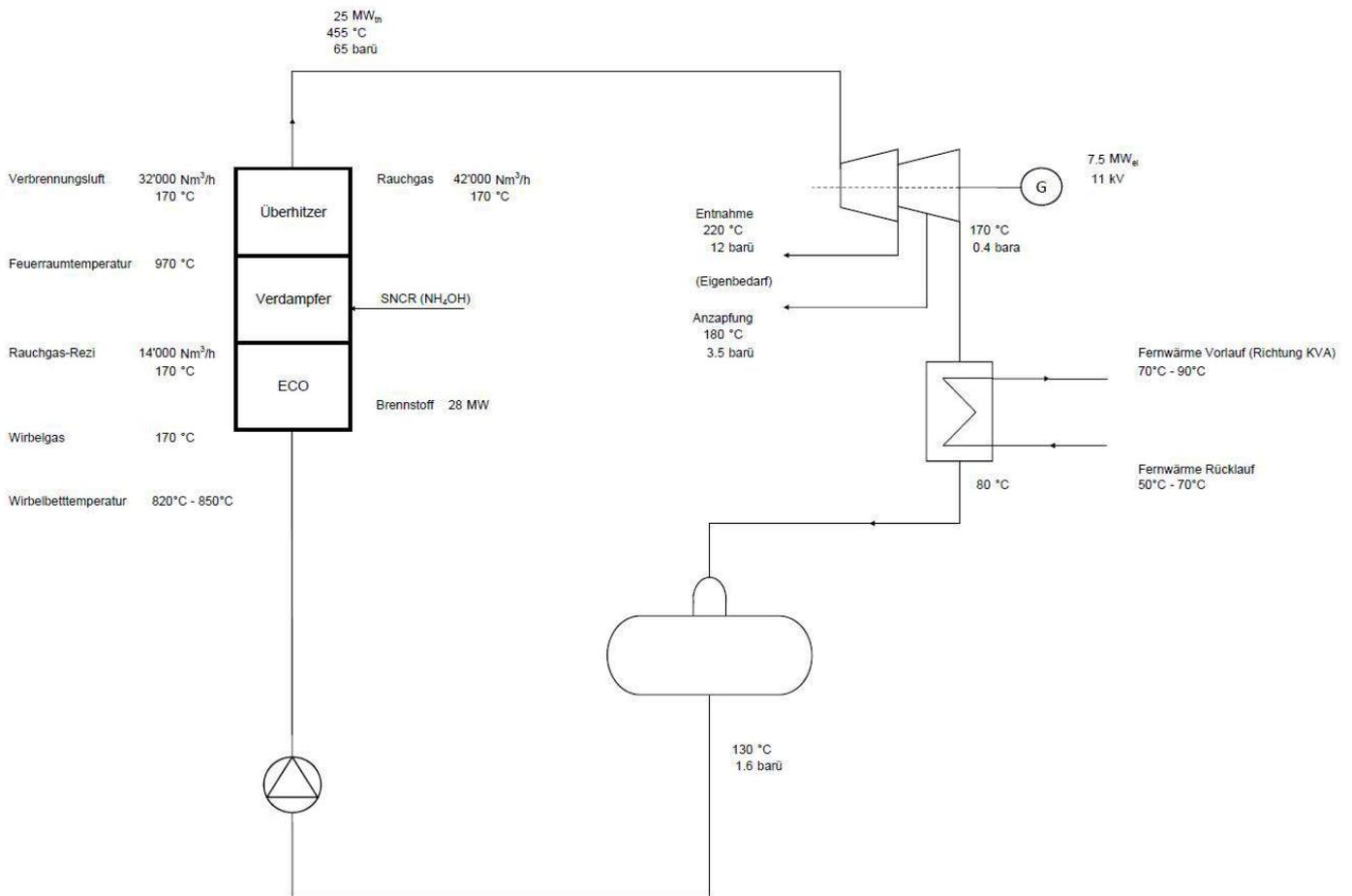


Bild 10 Vereinfachtes Prinzip Schema HKW2.

3.4 Reststoffaustrag

Die Bettasche wird über einen Nassentascher in Mulden gefördert, welche dann auf einer Deponie Typ D deponiert wird. Die Kesselasche, welche im Schlauchfilter zurückgehalten wurde, wird mittels Druckförderanlagen in ein Aschesilo gefördert. Das Aschesilo wird regelmässig mittels Silowagen entleert und die Kesselasche auf einer Deponie Typ E deponiert. Die beiden Aschen werden mittels Eisen(II)-Sulfat behandelt um Chrom(VI) zu Chrom(III) zu reduzieren.

3.5 PLS Bilder

Die nachfolgenden PLS³-Übersichtsbilder zeigen die Implementierung in der Leittechnik.

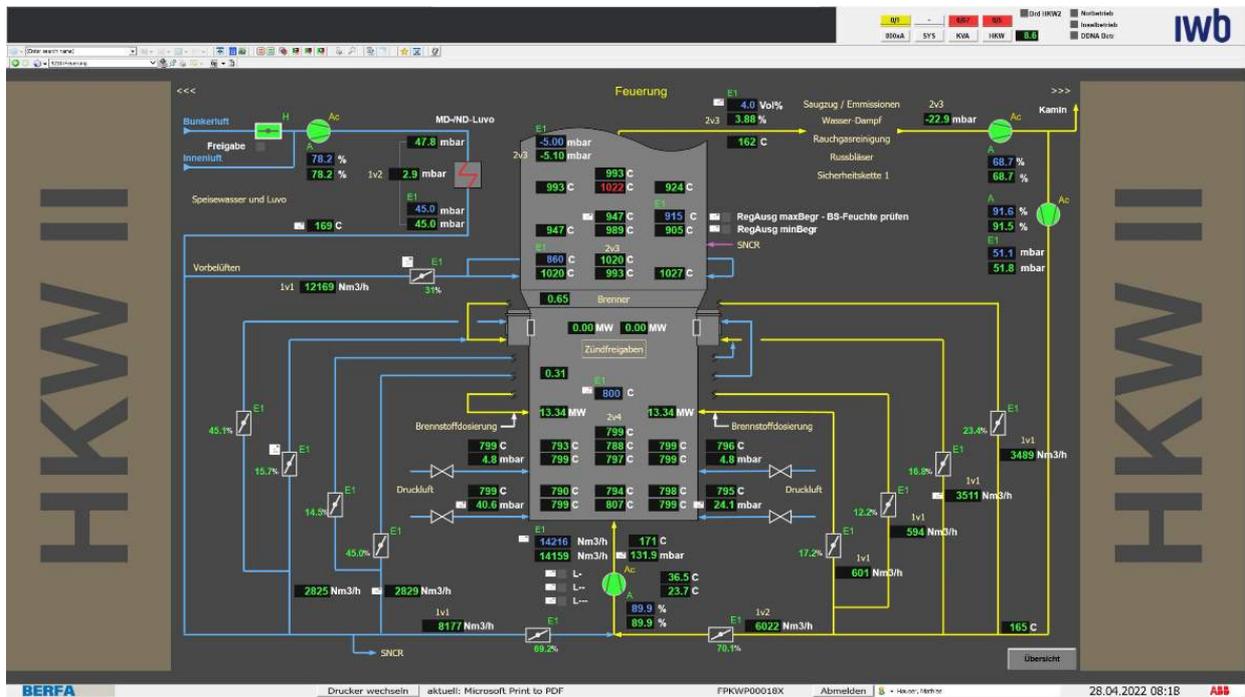


Bild 11 PLS Bild Feuerung.

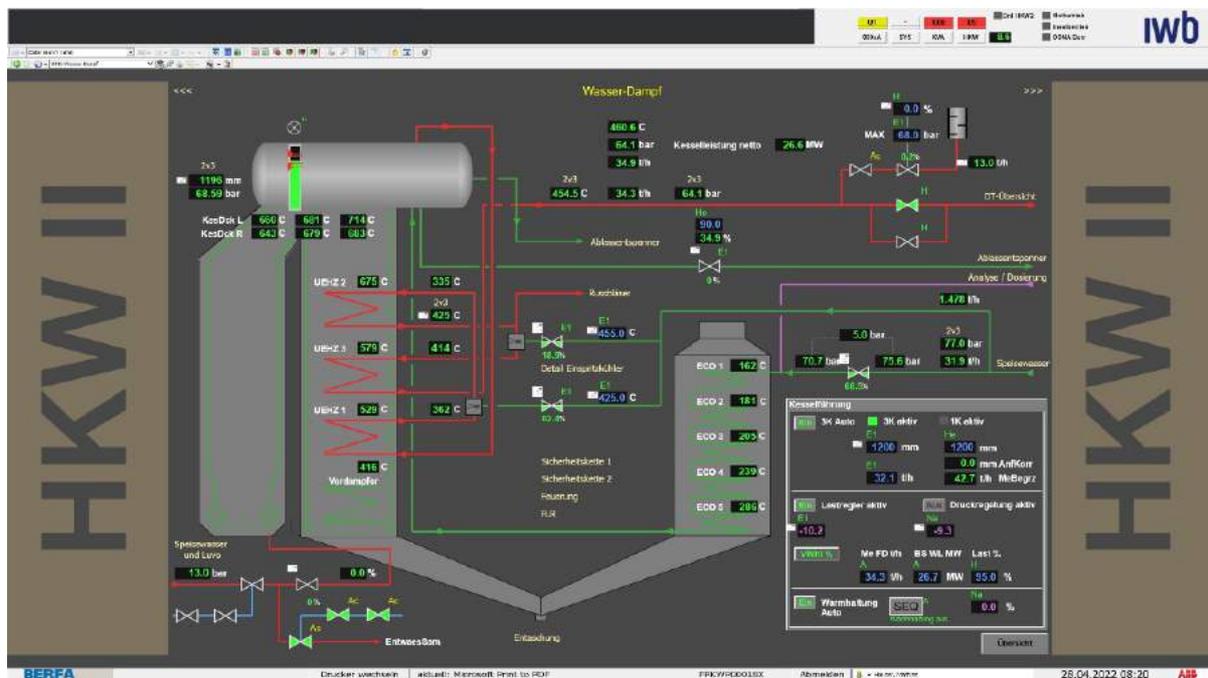


Bild 12 PLS Bild Wasser-Dampf-System Kessel.

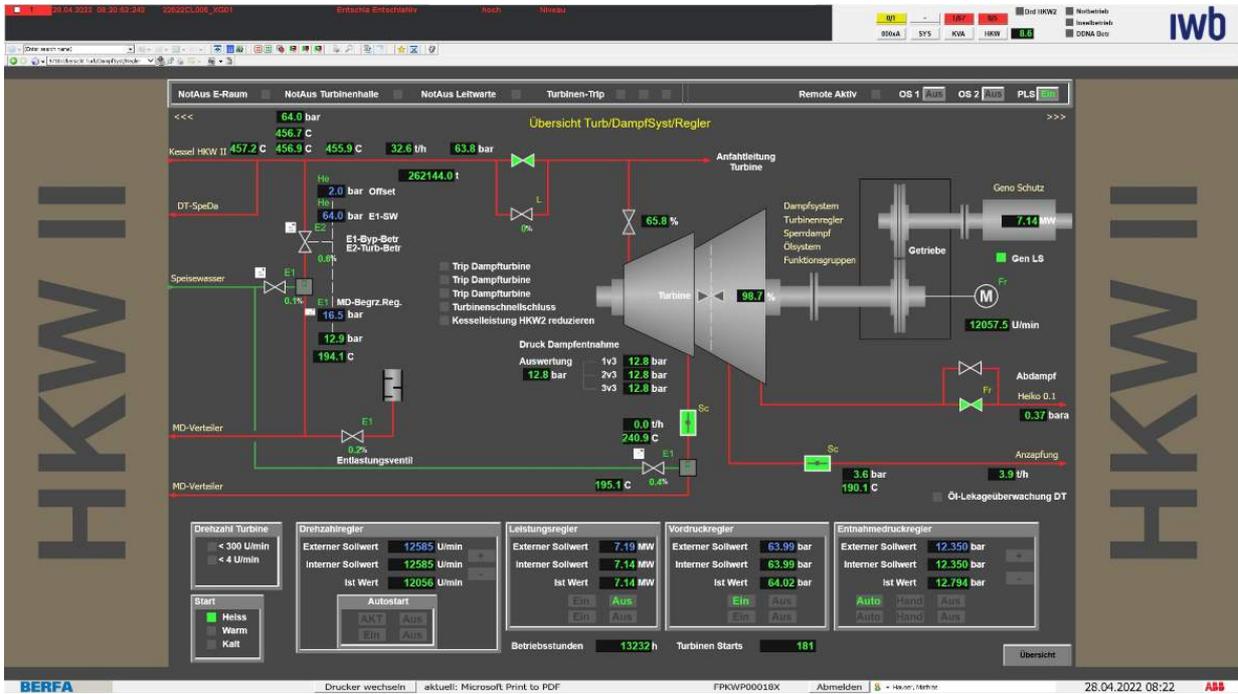


Bild 13 PLS Bild Wasser-Dampf-System Turbine.

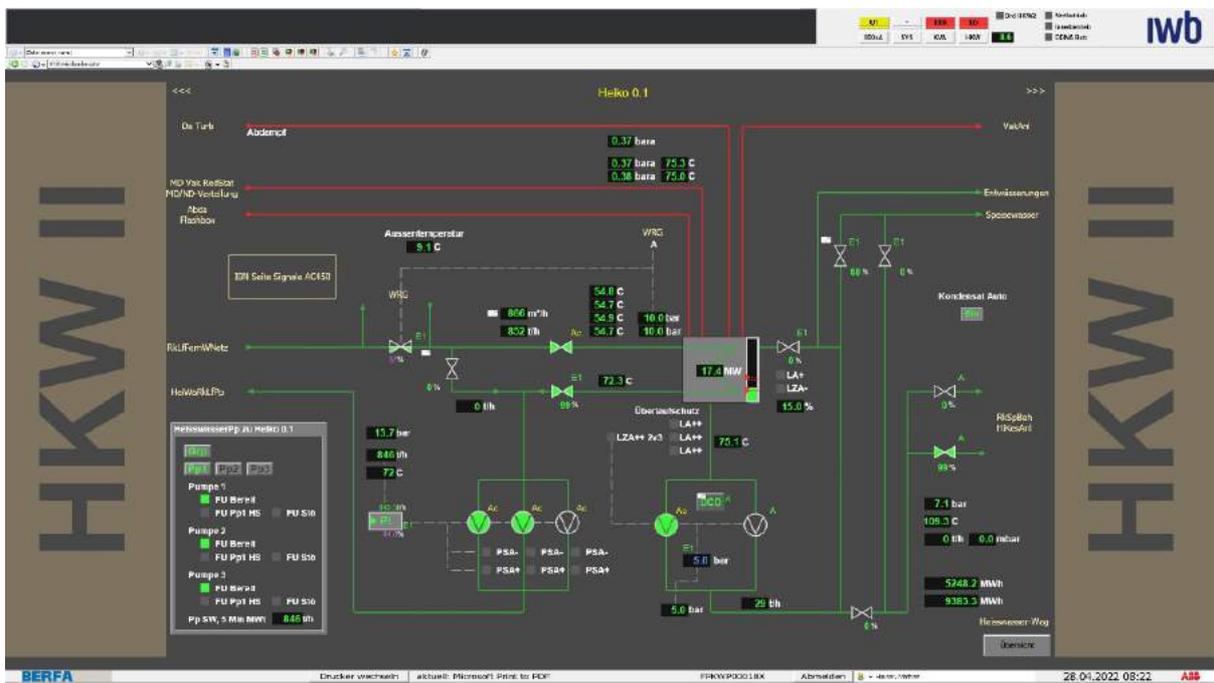


Bild 14 PLS-Bild Wasser-Dampf-System Heiko.

4 Brennstoffbeschaffung und Logistik

4.1 Brennstoffbeschaffung

Für die Brennstoffversorgung hat sich IWB nach längeren Abklärungen und diversen Verhandlungsrunden für eine Ein-Lieferanten-Strategie entschieden. IWB bestellt beim Lieferanten den Brennstoff in MWh mit einem durchschnittlichen Liefermix (Altholz/Waldholz). Die Vergütung des Brennstoffs wird aus dem Energieinhalt der produzierten Frischdampfmenge, dem Kesselwirkungsgrad und dem Brennstoffvergütungssatz berechnet. Die Berechnung der Parameter und die Abrechnung erfolgen auf Monatsbasis. Die Vorteile der Ein-Lieferanten-Strategie sind, dass

- die Verantwortlichkeiten eindeutig zugewiesen werden können;
- damit dem Lieferanten auch die Verantwortung für die ausreichende Lager-Befüllung übertragen werden kann;
- Veränderungen bei der Verfügbarkeit von einzelnen Sortimenten durch den Lieferanten ausgeglichen werden müssen.

Diese Strategie hat sich bisher bewährt. Die in den letzten neun Monaten aufgetretenen Verwerfungen im Altholzmarkt haben die Richtigkeit der Strategie zusätzlich bestätigt. Das HKW2 wurde auch in dieser Zeit mit ausreichend Brennstoff versorgt, obwohl der Altholzanteil teilweise auf unter 10 % fiel.

4.2 Logistik

Die Anlieferungen erfolgen weitgehend ohne Personal seitens des Kraftwerkbetreibers. Die gesamte Liefersteuerung liegt in der Verantwortung des Brennstofflieferanten. Die Anlieferterminals sind bei der KVA und den Holzkraftwerken auf Selbstbedienung ausgelegt und nur bei Störungen muss das Personal der Waage eingreifen. Die einzelnen Anlieferungen werden über den Tag verteilt eingeplant um allfällige Wartezeiten zu minimieren. Zum Einsatz kommen mehrheitlich Sattelaufleger in Schubbodenausführung. Diese fassen bis zu 90 SRm, was die Anzahl der Lastwagenfahrten reduziert.

5 Altholz – ein begehrtes Gut

5.1 Altholzsituation Schweiz im 2021/2022

Die Altholzsituation in der Schweiz hat sich gegenüber den Vorjahren sehr stark verändert. Im Jahr 2020 waren noch ausreichend Altholzmengen verfügbar und es bestand im Sommer sogar ein starkes Überangebot. Seit dem Sommer 2021 sind weder ein Sommer-Überangebot noch ausreichende Altholzmengen verfügbar. Die vier Hauptfaktoren für diese Entwicklung sind gemäss dem momentanen Wissensstand

- ein verändertes Verhalten beim Umgang mit Holz,
- das Verhalten grosser Altholz-Händler in Europa,
- stromgeführte Altholzkraftwerke in Deutschland,
- ein gesteigerter Bedarf der Spanplattenwerke, auch in der Schweiz.

Auch wenn der veränderte Umgang mit dem Holz eine Herausforderung für die Kraftwerksbetreiber ist, so ist diese Veränderung positiv zu werten. So werden beispielsweise Schalttafeln, welche früher oftmals nach kurzem Gebrauch weggeworfen wurden, heute länger verwendet und somit werden unsere natürlichen Ressourcen geschont.

Das Verhalten einiger grosser Altholz-Händler in Europa ist aber durchaus kritisch zu sehen, denn diese kaufen Mengen zu fast jedem Preis mit der Annahme, dass diese dann später noch teurer weiterverkauft werden können. Die wesentlichen Nutzniesser in diesem Fall sind die Händler und dies zum einen zu Lasten der Endkonsumenten (Erhöhung der Wärmepreise) und zum anderen wird die (Alt)Holzwirtschaft in ein falsches Licht gerückt. Diese Entwicklung ist nicht nachhaltig und hat zudem das Potenzial, etablierte Lieferketten zu beschädigen.

Aufgrund der momentan exorbitant hohen Strompreise werden in Deutschland auch Altholzkraftwerke, welche aus der EEG-Förderung herausgefallen sind, weiterbetrieben, da dies lukrativ ist. Da das Altholz bei anderen Kraftwerken fehlt, ist es fraglich, ob am Ende wirklich eine nennenswerte Strommenge zusätzlich ins Netz eingespeist werden kann. Unbekannt ist zudem, ob die Anlagen (noch) auf dem aktuellen Stand der Technik sind oder ob sie gerade noch am Laufen gehalten werden können.

Auch der gesteigerte Bedarf der Spanplattenwerke wirbelt den Altholzmarkt durch. So werden weit überhöhte Einkaufspreise bezahlt und dies ist nicht nachhaltig, denn es ist fraglich, ob die höheren Preise weitergegeben werden können oder billige Produkte aus Übersee anziehen. Zudem besteht auch hier das Potenzial, dass die etablierten Lieferketten für eine kurzfristige Gewinnmaximierung geopfert werden.

5.2 Marktentwicklungen

Die Entwicklung in der Schweiz und in Deutschland, besonders in Süd-Deutschland, verlaufen sehr ähnlich, da die Altholzmengen auch grenzüberschreitend gehandelt werden. Auch wenn für die Schweiz keine Zahlen verfügbar sind, so wird die Tendenz ähnlich sein, wie die in Bild 15 dargestellte Marktentwicklung in Süd-Deutschland während der letzten zwölf Monate. Die Balken zeigen die Bandbreite der Marktpreise.

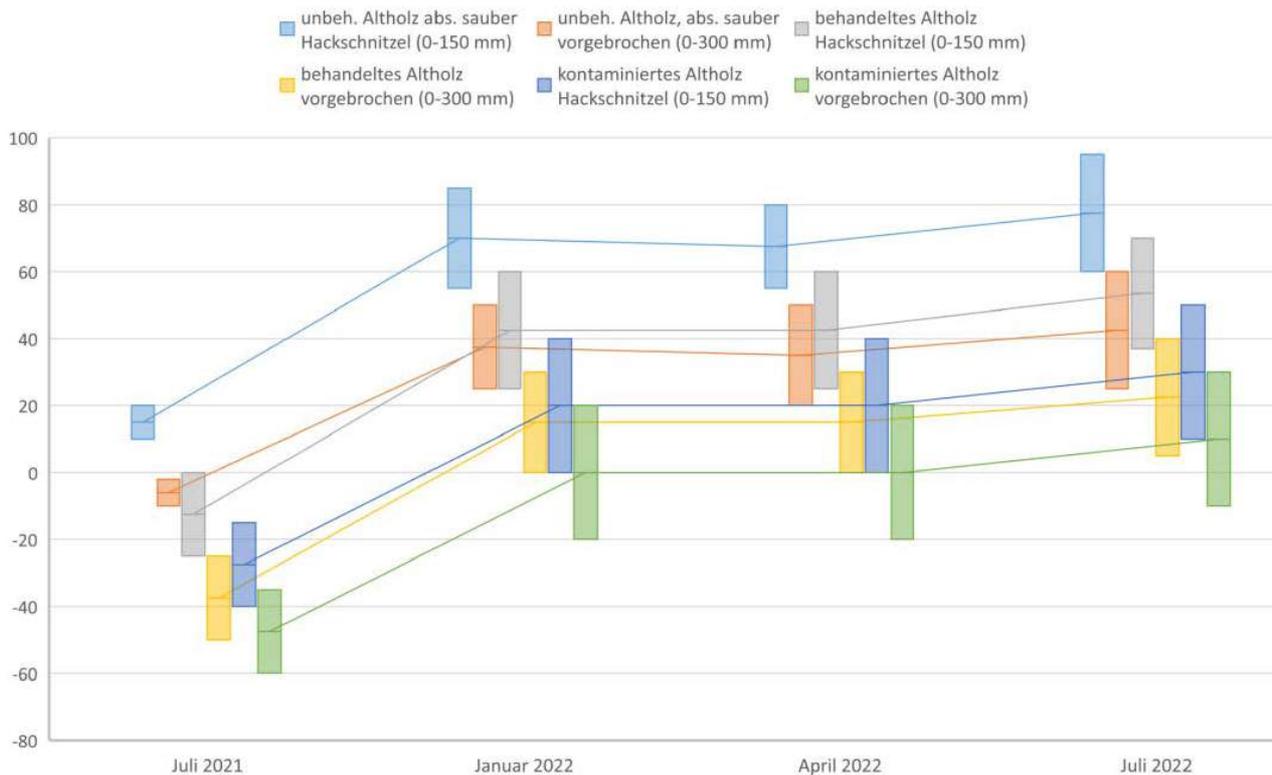


Bild 15 Preisspiegel Altholz Süd-Deutschland. Quelle: Daten EUWID, www.euwid-recycling.de.

Diese enormen Preissteigerungen, sowie die ebenfalls steigenden Kosten beim Waldholz, drücken stark auf die Betriebsergebnisse der Holz(heiz)kraftwerke. Diese Steigerung der Produktionskosten wird am Ende wohl nur über eine Erhöhung der Wärmepreise kompensiert werden können. Damit die Holzenergie auch zukünftig konkurrenzfähig bleibt, ist zu hoffen, dass sich die Altholzpreissituation rasch wieder normalisiert. Zudem ist auch wichtig, dass das Waldholz weiterhin sicher und zu tragbaren Preisen beschafft werden kann. Dies gelingt nur, wenn sich sowohl die Kraftwerksbetreiber als auch die Waldbesitzer/-bewirtschafter auf die bisher erfolgreiche langjährige Zusammenarbeit besinnen und nicht die eigene Maximierung von Marktverwerfungen bei Energie und Brennstoffen priorisieren.

6 Fazit und Ausblick

6.1 Fazit Bau und Inbetriebnahme

Der Bau eines neuen Kraftwerks ist in den letzten zehn Jahren anspruchsvoller geworden. Neben den beengten Platzverhältnissen in Basel war vor allem die Projektabwicklung anspruchsvoller. Die stetige Optimierung von Produktions- und Planungsprozessen führt leider auch dazu, dass die Planung nicht mehr so umfassend wie früher erfolgt und die Lieferanten die Systeme sehr knapp auslegen. Dies führt dazu, dass bei der Ausführung und Inbetriebnahme viel mehr Fragen aufkommen. Die Bau-, Montage- und Koordinationsleitung ist deutlich anspruchsvoller geworden und benötigt mehr personelle Ressourcen, auch von der Bauherrschaft. Leider weisen heute insbesondere die Endmontage- und die Inbetriebnahmephase einen schleichenden Übergang auf, da die Lieferanten versuchen ihre Kosten tief zu halten. Diese Entwicklung sehen wir als Bauherrschaft kritisch, denn am Ende gehen die Projekte länger und die Qualität leidet. Entsprechend hatten wir bereits beim HKW2 das Projektteam auf Seiten Bauherrschaft verstärkt und werden dies bei zukünftigen Projekten in noch grösserem Masse tun.

6.2 Ausblick

In den nächsten zwei bis drei Betriebsperioden sollen weiter Optimierungen vorgenommen werden, um die Brennstoffausnutzung wo noch möglich zu verbessern. Auch ist angedacht, die betriebliche Kesselreinigung mittels Russbläsern, welche heute zeitgesteuert erfolgt, zukünftig anhand der Verschmutzung der verschiedenen Register durchzuführen. Zusammen mit Enverum und Chemin GmbH wurden bereits erste Analysen durchgeführt.

In Bild 16 sind die Frischdampfmengen (Tonnen pro Stunde) für die ersten drei Betriebsperioden dargestellt. Diese zeigen, wie in der ersten Betriebsperiode (inkl. Inbetriebnahme) noch etliche Ausfälle zu verzeichnen waren, diese aber in der zweiten und besonders in der dritten Betriebsperiode deutlich reduziert werden konnten.



Bild 16 Beispiel Datenanalyse Frischdampfmenge, Enverum/Chemin GmbH.

Bild 17 zeigt die prozentuale Auswertung der erreichten Volllaststunden pro Betriebsperiode. Auch hier ist die Steigerung über die drei Perioden sichtbar. Die in der ersten Periode auffällige Spitze bei der Nennlast ist mit den Bemühungen des Kessellieferanten, den Leistungstest zu bestehen, zu erklären. Aufgrund diverser Ausfälle bei der Brennstoffzuführung bestand die Anlage den Leistungstest aber erst in der zweiten Periode.

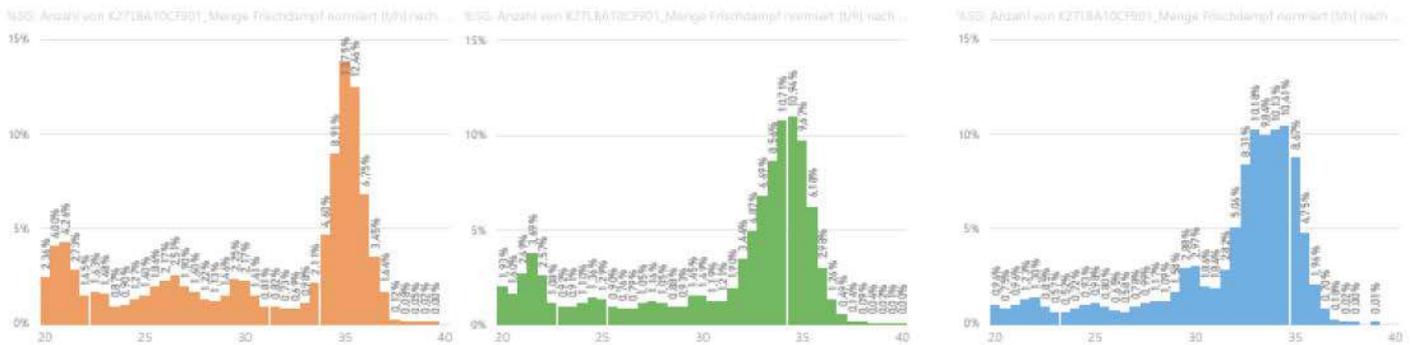


Bild 17 Beispiel Datenanalyse Volllaststunden, Enverum/Chemin GmbH.

Mit den entsprechenden Modellen und der Auswertung von Betriebsdaten können Thermodynamik, Massenflüsse, Temperaturen usw. überprüft und allfällige Probleme identifiziert werden, die beim normalen Betrieb nicht einfach so erkannt werden können. Wir werden die Analyse weitertreiben und auch auf weitere Anlagen ausweiten.

Momentan wird geprüft, wie die datenbasierte Analyse und das PLS miteinander gekoppelt werden können, damit die Informationen zeitnah für Analysen und das Ableiten von Massnahmen zur Verfügung stehen. Hier muss insbesondere die IT-Sicherheit berücksichtigt werden, da das PLS in einer besonders geschützten Zone liegt und ein Datenaustausch die Sicherheit nicht beeinträchtigen darf.

Réseau de chauffage à distance avec prévisions des consommations basées sur l'intelligence artificielle et deux chaudières à pellets de 1.5 MW avec condensation type TERRAO assistée par une pompe à chaleur

Arnaud Blatter et Alexandre Bruchez, ALTIS Groupe SA, Le Châble (VS)

Résumé

Le chauffage à distance de Verbier est composé d'un réseau chauffage à distance (CAD) maillé d'environ 15 km (30 km de conduites). Ce réseau est alimenté en chaleur par trois chaufferies. La chaufferie de Les Trois Rocs (L3R) est composée de trois chaudières à pellet Müller, deux de 1'180 kW et une de 760 kW. La chaufferie de Mondzeu est composée de deux chaudières à mazout Ygnis (avec brûleurs Weishaupt) de 1'000 kW. Finalement la chaufferie du Centre Sportif est composée de deux chaudières à pellet Herz de 1'500 kW (quatre chaudières à terme), d'un système de filtration-condensation des fumées Terraosave fonctionnant avec une pompe à chaleur (PAC) Zero-C de 474 kW (deux à terme) et à l'avenir de deux chaudières à mazout Ygnis (avec brûleurs Weishaupt) de 1'750 kW. Afin de gérer les enclenchements – déclenchements des chaudières et des chaufferies, nous utilisons l'intelligence artificielle pour déterminer la production nécessaire pour les prochains jours.



Figure 1: Plan de Verbier.

1 Intelligence artificielle

1.1 Données

L'entraînement d'algorithmes de machine learning nécessite l'utilisation de données. La qualité et le nombre de ces données sont extrêmement importants, de plus, certaines informations seront plus importantes et auront plus d'influence sur la qualité des algorithmes. Les données utilisées se divisent en trois catégories :

- Données à prédire (ici consommation du CAD de Verbier)
- Données météorologiques (température, ensoleillement, précipitations, etc.)
- Données calendaires (jour de la semaine, jour férié, saison, etc.).

Données à prédire

Les données de puissance ont été récupérées du 01.11.2018 au 01.01.2022. Ces données ont été nettoyées, c'est-à-dire que les valeurs aberrantes ou manquantes ont été remplacées.

Données météorologiques

Les données météorologiques sont composées de mesures et de prévisions. Nous avons une mesure de température à Verbier, une mesure d'ensoleillement aux Attelas et une mesure de précipitation à Montagnier. Les prévisions de température, d'ensoleillement et de précipitations sont fournies par MétéoSuisse. Les modèles de prévisions fournissent des prévisions pour Verbier. Nous recevons deux types de prévisions :

- COSMO-1 : toutes les 3 heures (prévisions à 33 h)
- COSMO-e : toutes les 6 heures (prévisions à 120 h)

Données calendaires

Les données calendaires permettent de prendre en compte les heures de la journée, les mois de l'année, les jours de la semaine, les jours fériés, etc.. Ces données sont très importantes notamment pour Verbier où la population varie fortement durant certaines périodes. L'algorithme va détecter dans les données historiques l'influence de ces périodes sur la consommation et il pourra ainsi anticiper ces variations.

1.2 Prévisions de la consommation

Les prévisions sont effectuées avec du machine learning et le langage de programmation Python. La figure suivante décrit les composants utilisés pour réaliser ces prévisions (Open Source).

Développement machine learning pour prévisions court terme Inera

- ▲ Serveur virtuel UNIX dédié (Ubuntu server 18.04.3 LTS)
- ▲ Outils de développement utilisés:
 - ▲ Langages de programmation: Python
 - ▲ Système de gestion de base de données [InfluxBD](#) (SGBD orienté timeseries)
 - ▲ Système de visualisation Grafana
 - ▲ Bibliothèques open source de ML: [Scikit-learn](#) et [Google TensorFlow](#) (avec [Keras](#) high-level API)
 - ▲ Bibliothèques data science: [pandas](#), [numpy](#), [scipy](#), etc.
- ▲ Apprentissage supervisé (→ nous connaissons les valeurs cibles lors de l'apprentissage des modèles)
- ▲ Algorithmes de ML → réseaux de neurones artificiels ([deep learning](#))

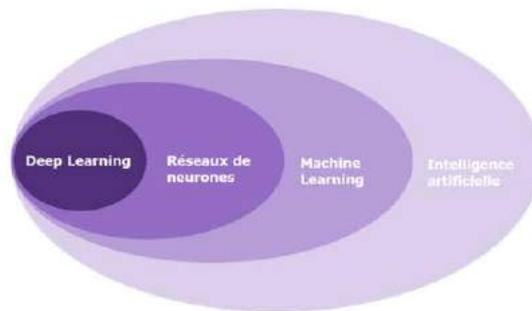


Figure 2 : Outils utilisés pour le machine learning [ALTIS].

Principe de fonctionnement de notre solution de prévisions :

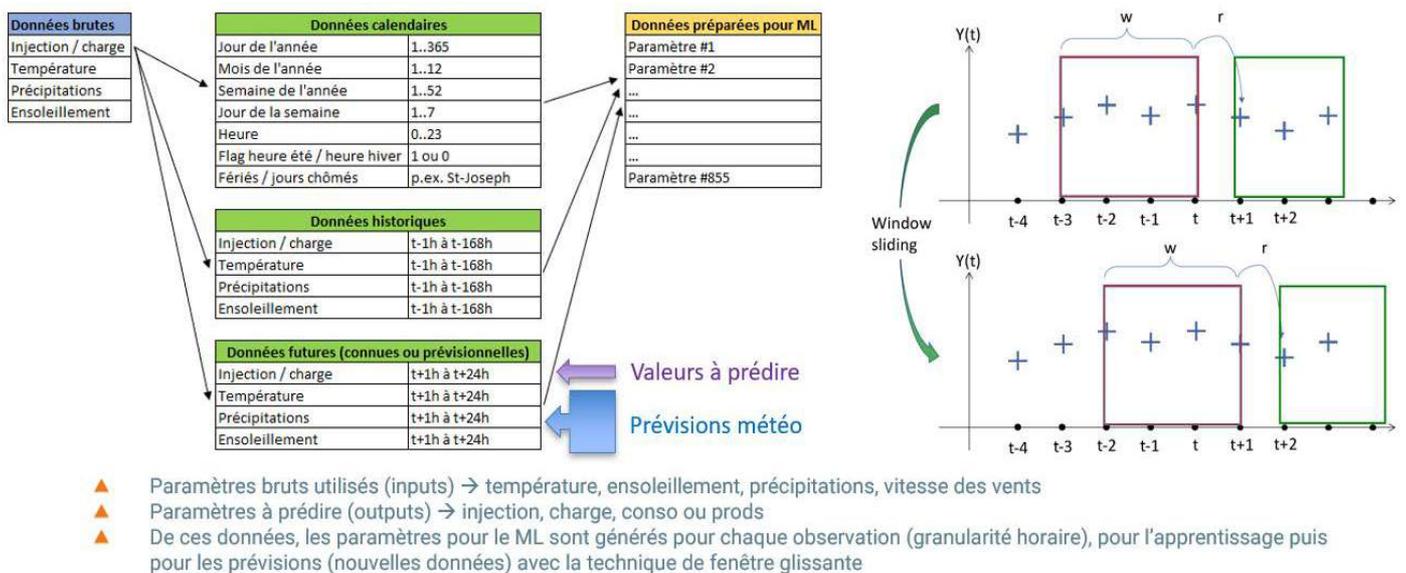
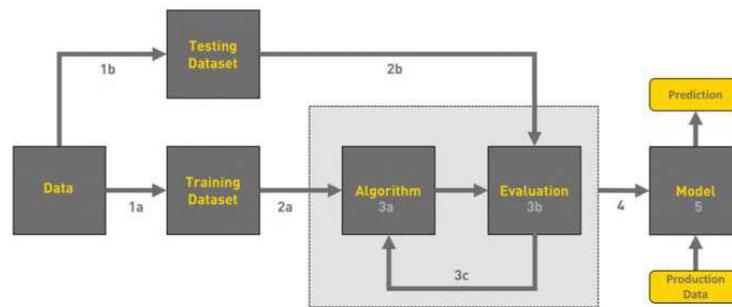


Figure 3 : Solution technique [ALTIS].



1. Collecte des données brutes
2. Prétraitement des données (traitement des valeurs manquantes, création de nouveaux paramètres, mise à l'échelle des valeurs, etc.)
3. Recherche des meilleurs modèles (processus itératif)
4. Entraînement et évaluation des modèles (qualité des prévisions)
5. Modèles finaux + évaluation en production

Figure 4 : Fonctionnement de la Machine Learning [ALTIS].

1.3 Suivi en temps réel



Figure 5 : Affichage Grafana [ALTIS].

L'affichage des prévisions sur Grafana permet d'avoir un suivi en temps réel des données météorologiques ainsi que de la consommation du CAD de Verbier.

Nous avons deux types de prévisions affichées, les prévisions day-ahead (J+1) et les prévisions intraday. Les prévisions day-ahead sont réalisées la veille et les prévisions intraday sont recalculées toutes les heures avec les nouvelles données météorologiques et les données de consommation.

1.4 Fiabilité de la prévision

Les écarts entre la prévision et les ventes réelles du CAD sont les suivants :

Prévisions day-ahead (à 9h pour le lendemain)			
Période	Conso totale [MWh]	Erreur totale [MWh]	[%]
2021 (toute l'année)	12972	1000	7.71
2022 (janvier à mai)	8283	787	9.50

Prévisions day-ahead (à 9h pour le lendemain)			
Période	Conso totale [MWh]	Erreur absolue totale heure par heure [MWh]	[%]
juin 2021	343	49	14.29
juillet 2021	433	51	11.78
août 2021	468	59	12.61
septembre 2021	499	67	13.43
octobre 2021	861	78	9.06
novembre 2021	1429	122	8.54
décembre 2021	2210	191	8.64
janvier 2022	2356	188	7.98
février 2022	2069	212	10.25
mars 2022	1808	133	7.36
avril 2022	1435	163	11.36
mai 2022	613	89	14.52

Figure 6 : Erreur de prévision [ALTIS].

2 Système de filtration-condensation des fumées Terraosave

2.1 Fonctionnement et théorie

Le système de filtration – condensation des fumées installé est à notre connaissance (et celle du fournisseur) une première en Europe (voir au monde). En effet, ce système est déjà mis en place sur des installations industrielles au gaz, au mazout ou sur de la biomasse (après un filtre à manche ou un filtre électrostatique) mais sans la fonction « filtration des fumées ». Le Terraosave fonctionne à l'inverse d'un laveur de fumée. En effet, il ne pulvérise pas de l'eau dans les fumées mais ce sont les fumées qui sont introduites dans un bain d'eau sous forme de microbulles de fumée. L'échange de chaleur est ainsi nettement plus rapide comme on peut le constater sur les figures 7 et 8. On récupère ainsi plus d'énergie avec un tel système.

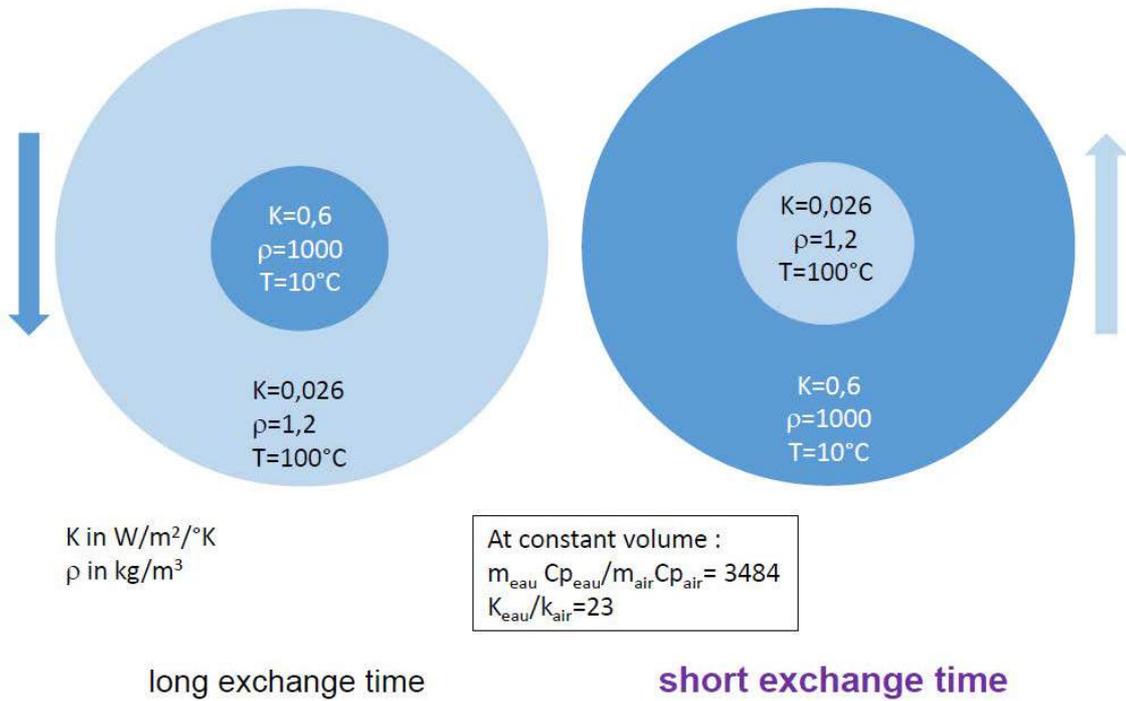


Figure 7 : Echange thermique entre l'eau et l'air:
 "How to increase heat exchanges between air and water?" [Terraosave].

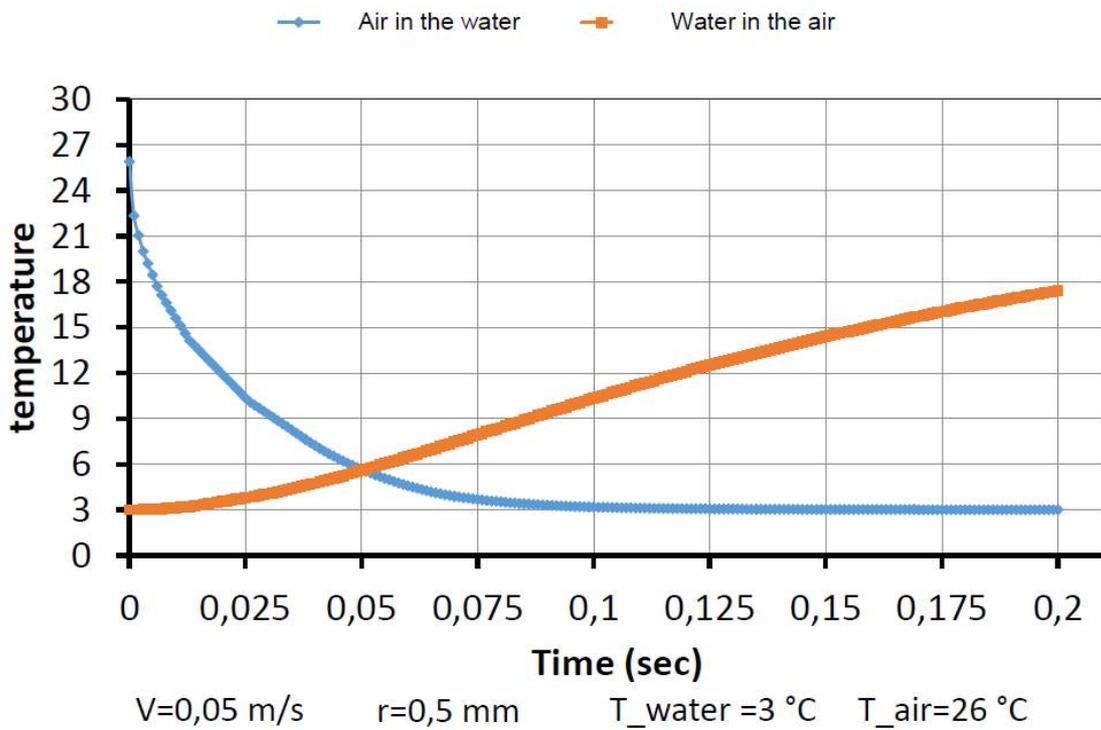
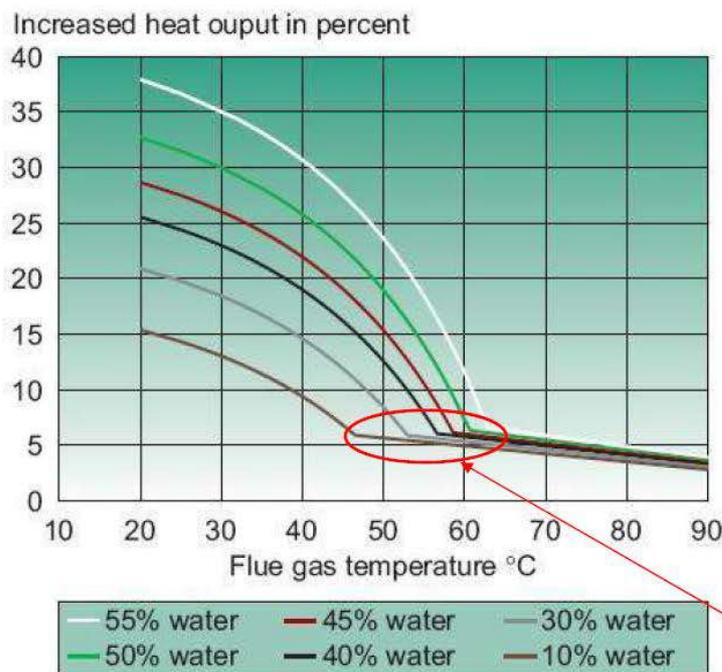


Figure 8 : Etude de la dynamique des échanges thermiques [Terraosave].

L'eau ainsi réchauffée dans le Terraosave peut être utilisée soit directement pour des applications nécessitant une basse température (idéalement inférieure à 35°C) soit en utilisant une PAC. N'ayant pas de besoin en basse température, la chaufferie a été équipée d'une PAC au NH₃ de 474 kW (pour deux chaudières de 1'500 kW). On maintient ainsi la température du bain entre 13 °C et 30 °C afin de pouvoir toujours condenser les fumées bien que nous travaillions avec du pellet de bois (humidité env. 10 %). Plus l'humidité du combustible est élevée, plus la récupération de chaleur est importante comme on peut le constater sur figure 9.



Accroissement de la chaleur récupérée (%) en fonction de la température des fumées pour différentes humidités relatives du combustible

Points de rosée pour différentes humidités du combustible

Figure 9 : Impact de l'humidité du combustible et de la température des fumées sur l'énergie récupérable [Danish Energy Agency].

En cas de panne de la PAC, la filtration peut toujours fonctionner. Celui-ci va simplement passer du mode « condensation » au mode « évaporation ». A ce moment-là, un complément d'eau potable doit être ajouté afin de maintenir le niveau du bain. En temps normal, le débit de condensation des fumées suffit à l'évacuation des particules fines prélevées a celle-ci.

2.2 Principe et schéma de fonctionnement

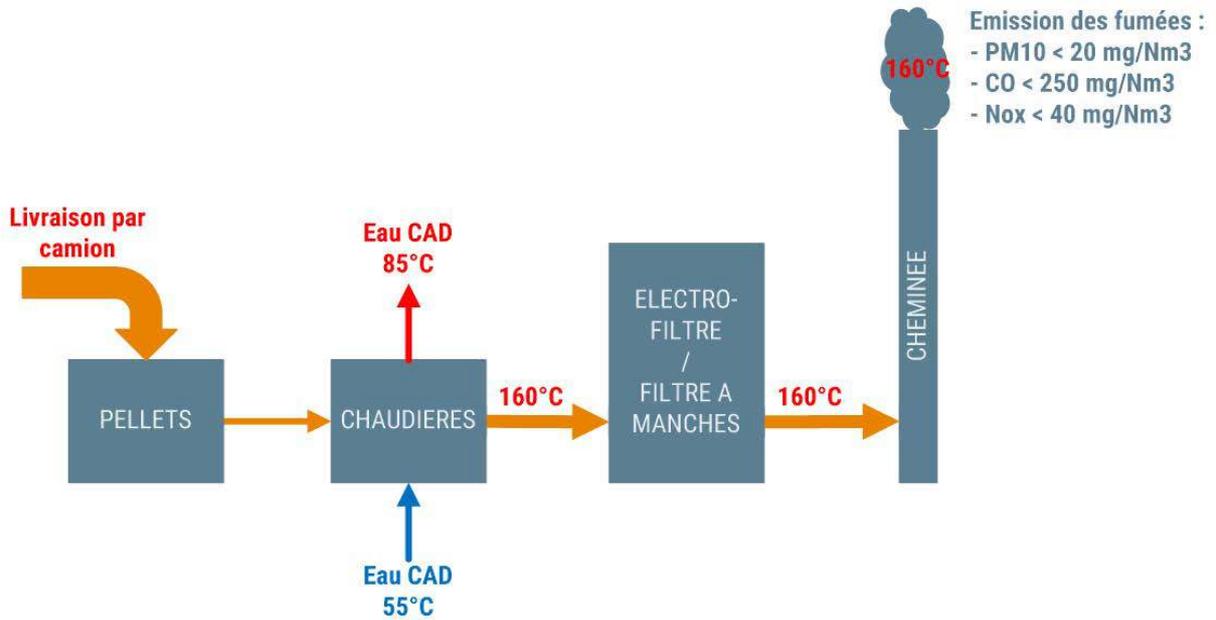


Figure 10 : Fonctionnement installation traditionnelle [ALTIS].

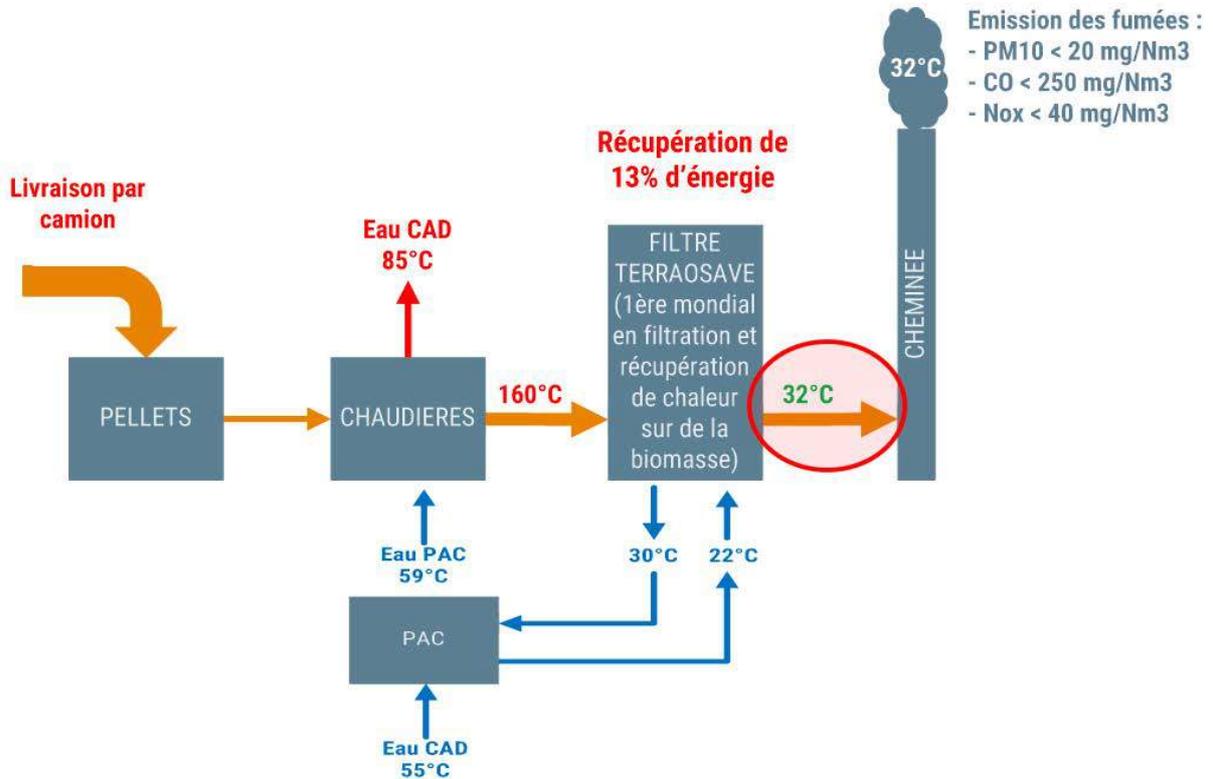


Figure 11 : Fonctionnement Terraosave [ALTIS].

2.3 Calcul économique

Dans notre cas, cette installation est également intéressante d'un point de vue économique puisqu'elle revient moins cher qu'un électrofiltre après 8 ans d'exploitation. Elle est même autofinancée après 13 ans d'exploitation comme on peut le constater sur la figure 13. Cette solution nécessite cependant un important investissement de base puisqu'il est d'environ 1 MCHF pour l'ensemble de la filtration des quatre chaudières de 1'500 kW (y compris les PACs, la filtration des boues, l'hydraulique, etc.).

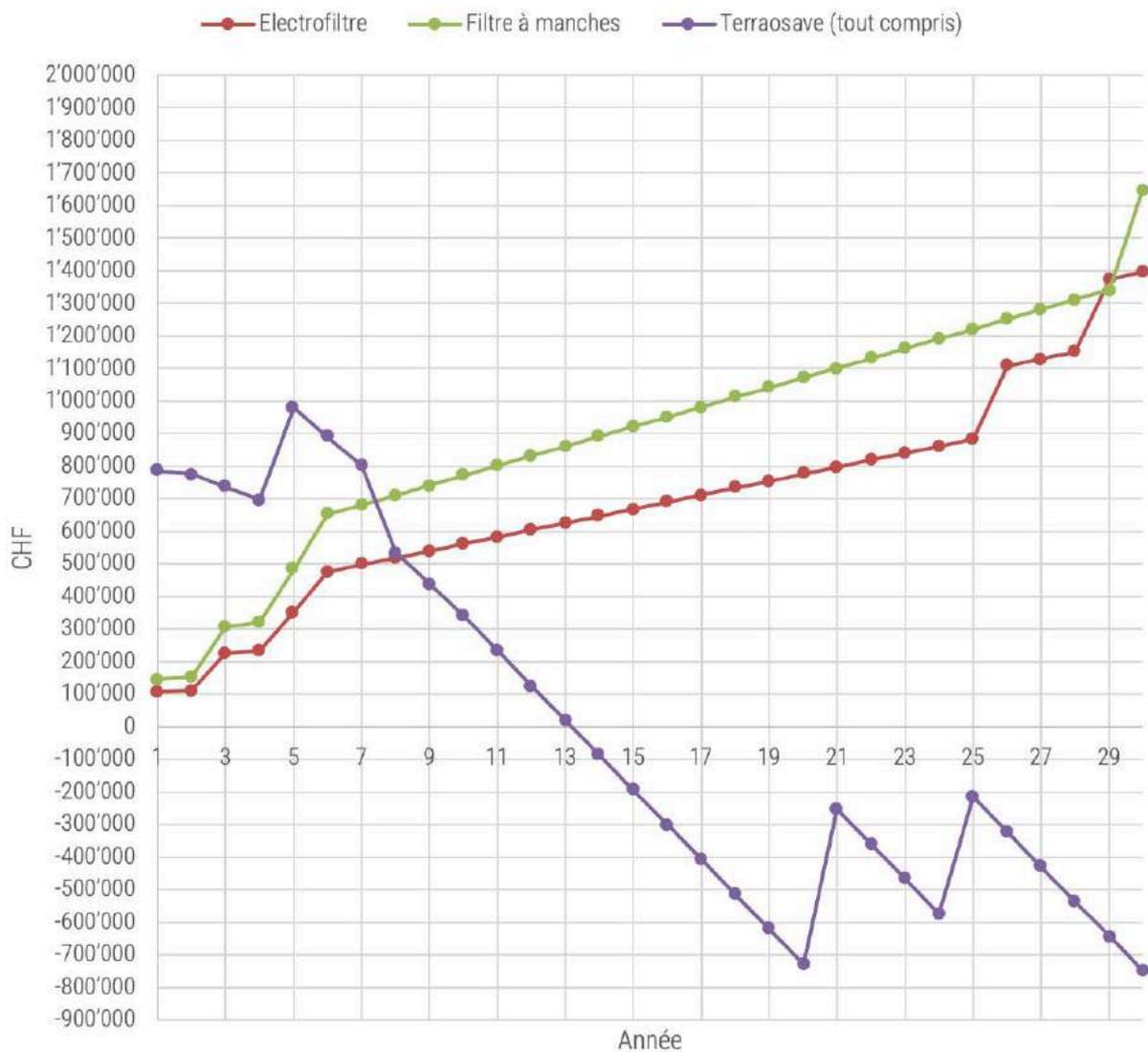


Figure 13 : Tableau comparatif des différents systèmes de filtration [ALTIS].

2.4 Retour sur expérience

Le taux de récupération de chaleur est légèrement inférieur aux prédictions puisque celui-ci se situe à 12 % (voir graphique 14). Cela vient principalement du fait que les fumées sont à environ 130 °C à la sortie de la chaudière à pellet et non pas à 160 °C comme annoncé par le fournisseur. Hormis les inévitables ajustements à apporter sur un nouveau produit, le fonctionnement de l'installation est très simple et nécessite peu de maintenance. Il n'y a aucune pièce en mouvement (hormis les pompes et les ventilateurs) dans le système de filtration. Ce système est donc très fiable.

Après quelques ajustements nous avons passé les tests Opair. A une charge de 80%, les particules fines sont passées de 74.7 mg/m³ avant le filtre à 1.3 mg/m³ en sortie de filtration.

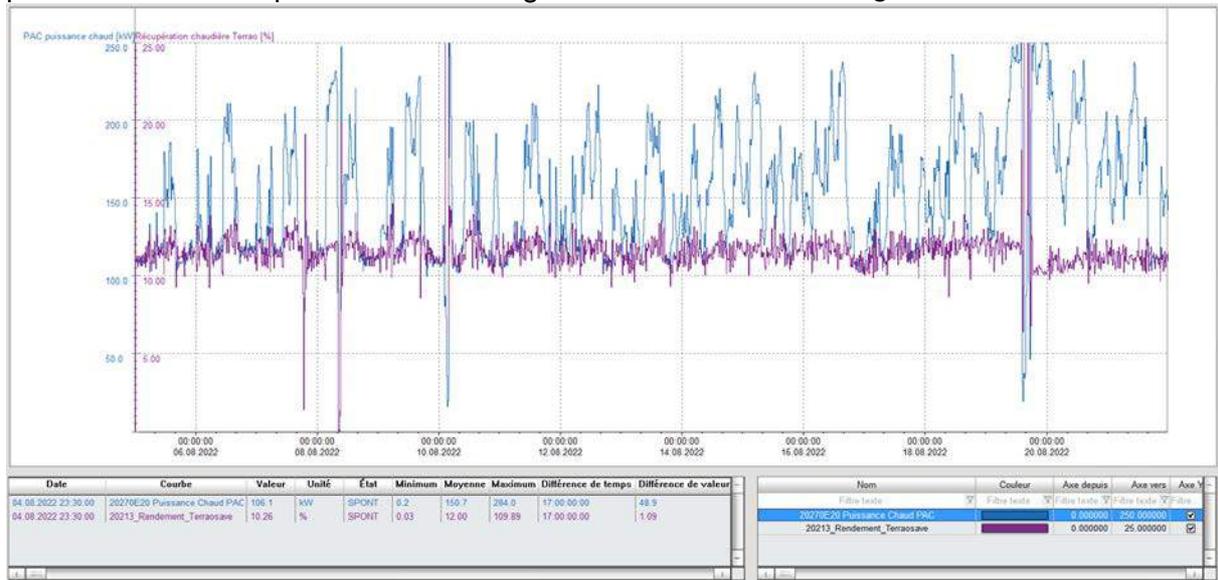


Figure 14 : Rendement de Terraosave et Puissance PAC [ALTIS].

2.5 Photos de l'installation



Figure 15 : Photos des chaudières à pellet [ALTIS].



Figure 16 : Photo du Terraosave [ALTIS].



Figure 17 : Photo de la PAC [ALTIS].

Fossilfreie Wärmeversorgung mit Holzessel-Kaskaden und Speicher (HoKaSpe)

T. Nussbaumer^{1,2}, F. Schumacher^{2*}, J. Good¹, A. Lauber¹

¹Verenum AG, Zürich. ²Hochschule Luzern, Horw. *bis 30.6.2022.

Zusammenfassung

Im Projekt wird das Verhalten von Heizzentralen mit ein bis vier mit Wärmespeichern betriebenen automatischen Holzkesseleln untersucht. Für die Dimensionierung und Regelung von Ein- und Zweikesselelanlagen liegen Empfehlungen von QM Holzheizwerke® vor. Für auch als Kaskaden bezeichnete Anlagen mit drei und mehr Kesselne, wie sie in den letzten Jahren vermehrt realisiert wurden, fehlen bis anhin Erfahrungen. Ziel der Arbeit ist deshalb, die Auslegung und Regelung solcher Anlagen zu beschreiben und die Möglichkeiten für einen emissionsarmen Betrieb ohne fossile Zusatzheizung aufzuzeigen. Dazu wurden drei Heizzentralen mit zwei, drei und vier Holzkesseleln untersucht, welche über eine automatische Entaschung zur periodischen Reinigung des Verbrennungsrostes verfügen. Parallel dazu wurde ein Simulationsmodell zur Beschreibung einer Heizzentrale mit mehreren Holzkesseleln und Wärmespeicher entwickelt. Das Modell wurde mit Betriebsdaten validiert und zur Untersuchung verschiedener Konfigurationen und Regelkonzepte eingesetzt.

Die Untersuchung zeigt, dass mit Kaskadenanlagen eine fossilfreie Wärmezeugung möglich ist und die Kessel dabei durchschnittlich vier bis 12 Stunden unterbruchfrei in Betrieb sind und je rund 350 bis 1000 Anfahrphasen pro Jahr aufweisen. Eine Hochrechnung der Entaschungsintervalle zeigt, dass die Entaschungen zu rund der Hälfte sowie bei optimiertem Betrieb bis zu rund 75 % der ausgewiesenen Anfahrphasen führen. Mit einer Sensitivitätsanalyse wird gezeigt, dass der Einsatz eines Wärmespeichers vorteilhaft ist und eine Speicherkapazität von rund einer Stunde für zwei Drittel der Gesamtleistung für Anlagen mit zwei und auch mit mehr Kesselne sinnvoll ist.

Eine wichtige Voraussetzung für einen guten Betrieb der Holzessel ohne Zusatzheizung ist eine Leistungsmodulation. Mit einer Schwachlastbedingung für in Anlehnung an QM Holzheizwerke wird in Modellrechnungen gezeigt, dass ein fossilfreier Betrieb ab drei Kesselne möglich ist, wenn die Leistung der Holzessel ab 50 % der Nennleistung moduliert werden kann. Für zwei Kessel ist eine Modulation ab 40 % erforderlich, während für einen Holzessel ein Betrieb ab knapp über 10 % erforderlich wäre.

Eine weitere Voraussetzung für einen guten Betrieb ist der Einsatz einer Regelung anhand eines geeignet definierten Signals für den Speicherladezustand. Durch Analyse der Regelkonzepte und Vergleich mit dem optimierten Betrieb einer Anlage und im Modell wird gezeigt, dass die Anzahl Anfahrphasen durch einen geeigneten Regelansatz und geeignete Parameter zum Teil deutlich reduziert werden kann und dass die Anfahrphasen bei einem optimierten Betrieb durch die periodischen Abschaltungen zur Entaschung dominiert werden.

1 Einleitung und Zielsetzung

Holzenergie deckt heute rund 6 % der schweizerischen Energieversorgung und kann in den nächsten Jahren noch um rund 50 % ausgebaut werden ([1], [2])¹. Gleichzeitig tragen Holzfeuerungen zu Feinstaub und organischen Schadstoffen in der Umgebungsluft bei [3]. Um diesen Beitrag bei einem Ausbau der Holzenergie weiter zu reduzieren, sind Anfahrphasen und andere nicht-ideale Betriebszustände soweit möglich zu vermeiden. QM Holzheizwerke® (QMH) empfiehlt dazu für Einkesselanlagen die Einbindung von Wärmespeichern mit einer Kapazität von einer Stunde Nennleistung und für Zweikesselanlagen eine Stunde Speicherkapazität von zwei Dritteln der Gesamtleistung [4]. Auch mit Speichern werden Holzheizwerke bis anhin meist bivalent mit einem fossilen Zusatzkessel ausgeführt, der für Spitzen- und Schwachlast dient und oft rund 15 % bis 30 % der Energie erzeugt [5].

Um fossilfreie Anlagen zu ermöglichen, kommen grössere Wärmespeicher infrage [6]. Als Alternative wurde in den letzten Jahren auch das Konzept von drei und mehr Holzesseln als Kaskadenanlagen realisiert, die durch Betrieb einer unterschiedlichen Anzahl Kessel einen grossen Leistungsbereich abdecken. Durch den Einsatz von Seriengeräten mit 70 kW bis 500 kW weisen sie zudem niedrige Investitionskosten auf und ermöglichen geringe Bauhöhen sowie einen etappierten Ausbau. Da bis anhin erst wenig Erfahrungen zu solchen Anlagen vorliegen, soll im Projekt gezeigt werden, wie die Auslegung und Regelung von Kaskadenanlagen das Betriebsverhalten beeinflusst und wie ein fossilfreier Betrieb mit geringen Schadstoffemissionen erzielt werden kann [7]. Im Praxisteil wird der Einsatz von Holzesseln untersucht, die über eine automatische Entaschung des Verbrennungsrostes sowie eine Leistungsmodulation verfügen. In Ergänzung dazu soll in einer Prozessmodellierung des Einflusses der Speicherkapazität und weiterer Einflussgrössen analysiert werden.

¹ Siehe Bild 1 und Fussnote 3 im vorliegenden Tagungsband im Beitrag T. Nussbaumer: 100 % erneuerbare Gebäudewärme mit 25 % Holz und 75 % PV-Wärmepumpen.

2 Grundlagen

2.1 Wärmespeicher und Speicherladezustand

Im Wärmespeicher sollte eine ausgeprägte Temperaturschichtung herrschen, wobei das obere Temperaturniveau dem Kesselvorlauf und das untere dem Verbraucherrücklauf angepasst ist. Die warmen und kalten Bereiche werden durch die Sprungschicht oder Thermokline unterteilt, die im Idealfall sehr dünn ist, aber im Betrieb auch zu einer breiten Mischzone werden kann. Das übergeordnete Ziel der Regelung einer Heizzentrale mit Wärmespeicher ist, den momentanen Wärmebedarf jederzeit zu decken. Dazu wird die Gesamtleistung auf den maximalen stationären Wärmebedarf ausgelegt, wobei dies für Holzkessel in der Regel für den Tagesmittelwert erfolgt. Daneben muss die Wärmeerzeugung Bedarfsänderungen folgen. Da die Leistung von Holzkesseln nur langsam verändert werden kann und häufige Startvorgänge unerwünscht sind, sollen die Holzkessel dem mittleren Bedarf folgen, während kurzfristige Unterschiede zwischen Bedarf und Produktion soweit möglich durch den Speicher ausgeglichen werden sollen. Im Betrieb variiert der Wärmeinhalt des Speichers damit in einem breiten Bereich, während zum Beispiel ein dauernd gefüllter Speicher keinen Nutzen bei Bedarfsminde-rungen aufweist. Als Basis für eine entsprechende Regelung dient meist eine Information über den Speicherladestand (S), der wie in Bild 1 dargestellt anhand von fünf oder mehr über den Speicher verteilten Temperaturfühlern bestimmt wird. QM Holzheizwerke unterscheidet dazu die folgenden Varianten 1 bis 4 [8], die hier mit Variante 5 ergänzt werden:

Varianten 1 bis 3 nach [8] mit einer Wertigkeit der Fühler

Bei **Variante 1** wird jeder Fühler als ‚warm‘ oder ‚kalt‘ definiert und zum Beispiel für ein Fernwärmesetz mit 80 °C Vor- und 60 °C Rücklauf bei Erwärmung ab 75 °C als warm angenommen. Um Schwingungen der Regelung zu vermeiden, erfolgt bei Abkühlung unter eine Zuordnung als kalt bei einer niedrigeren Temperatur von zum Beispiel 65 °C. Jeder Fühler wird mit einem Ladezustand von 0 % (kalt) oder 20 % (warm) bewertet, sodass S nur einen diskreten Wert von 0 %, 20 %, 40 %, 60 %, 80 % oder 100 % annehmen kann. Wie aus Bild 2 hervorgeht, ist das Signal somit stark gestuft. Zudem ist die Anzahl verschiedener Zustände beschränkt, was als Basis für die Zu- und Abschaltung sowie die Leistungsregelung eines einzelnen Kessels genügt, aber für die Zu- und Abschaltung mehrerer Kessel unzureichend und in [8] auch nicht abgedeckt ist. Ein nach dieser Methode definierter Speicherladestand ist ein Mass für die im Speicher auf nutzbarem Temperaturniveau **verfügbare Wärme**. Allerdings wird nicht berücksichtigt, ob der kalte Bereich knapp 65° aufweist oder deutlich kälter ist, wodurch das Signal nur eine beschränkte Aussage zu der in den Speicher zuführbaren Wärme ermöglicht. Zudem kann das Signal zum Beispiel bei Auskühlung des Speichers grosse Sprünge verursachen, wenn der Zustand mehrerer Fühler gleichzeitig ändert.

In **Variante 2** wird zur Verminderung der Signalstufung ein Verzögerungsglied zur Signaldämpfung eingesetzt, was in der vorliegenden Arbeit nicht betrachtet wird.

In **Variante 3** wird zur Reduktion der Signalstufung dem unter der untersten warmen Zone liegenden Fühler (der auch als 'aktiver Fühler' bezeichnet wird) in Abhängigkeit der Temperatur ein Wert **zwischen 0 % und 20 %** zugeordnet (Bild 3). Als Beispiel gilt ein Wert von 0 % bis 60 °C und von 20 % ab 80 °C. Das Signal wird dadurch höher aufgelöst und im Fall einer

breiten Grenzschicht gedämpft. Für Mehrkesselanlagen vergrößert sich zudem die Möglichkeit für Zu- und Abschaltbedingungen. Das Signal ist aber ungünstig bei schlechter Schichtung. Dazu zeigt die rechte Grafik in Bild 3 ein Beispiel mit mehreren Schichten, in dem die Zuordnung des aktiven Fühlers unklar ist und je nach Wahl drastisch unterschiedliche Werte ausgewiesen werden.

Variante 4 nach [8] mit der Speichermitteltemperatur

Aus den Temperaturen aller Fühler wird in **Variante 4** die **Speichermitteltemperatur** T_s und daraus zum Beispiel anhand einer wie in Bild 4 gezeigten linearen Funktion zwischen einer kalten Temperatur T_k und einer warmen T_w ein Speicherladezustand bestimmt. Dabei ist zu beachten, dass der Sollwert für T_s in Abhängigkeit der Vor- und Rücklauftemperaturen gewählt werden muss, da zum Beispiel $T_s = 60\text{ °C}$ je nach Netztemperatur einem warmen, einem zur Hälfte warmen oder einem kalten Speicher entsprechen kann, wie Bild 5 zeigt.

Eine Veränderung der Rücklauftemperatur bzw. der unteren Temperatur im Speicher wirkt sich direkt auf das Signal (also auf T_s bzw. auf S) aus und kann damit unnötige Regeleingriffe auslösen, wie aus Bild 6 hervorgeht. Zudem weist das Signal bei idealer Schichtung des Speichers Stufen wie die Variante 1 auf. Im Weiteren beschreibt ein nach dieser Methode definierter Speicherladezustand kein zuverlässiges Mass für die aus dem Speicher nutzbare Wärme, da zum Beispiel für einen vollständig durchmischten Speicher mit $T_s > T_k$ ein $S > 0$ ausgewiesen wird, auch wenn T_s und damit auch die oberste Temperatur im Speicher tiefer als die Nutztemperatur ist. Schliesslich ist zu beachten, dass die Festlegung von T_k deutlich unter der Nutztemperatur (zum Beispiel $T_k = 30\text{ °C}$ und einem System, in dem Wärme aus dem Speicher erst ab 65 °C nutzbar ist) zur Folge haben kann, dass der Speicherladezustand im Betrieb nie Werte von weniger als zum Beispiel 50 % oder 60 % annehmen kann [7]. Eine Regelung ist damit zwar immer noch möglich, bei der Festlegung der Regelparameter muss aber der eingeschränkte Wertebereich des Signals berücksichtigt werden, da der als Beispiel genannte Wert von 50 % oder 60 % aus Sicht der Wärmenutzung einem leeren Speicher entspricht.

Variante 5 mit Wertigkeit der Fühler für eine begrenzte Speichermitteltemperatur

In der vorliegenden Untersuchung wurde als **Variante 5** der Ansatz untersucht, bei dem jedem Fühler ein temperaturabhängiger Wert zwischen 0 % und 20 % zugeordnet wird (Bild 7). Der so bestimmte Speicherladezustand ist identisch, wie wenn jedem Fühler eine zwischen kalt und warm begrenzte Temperatur zugeordnet (z.B. $60\text{ °C} / 80\text{ °C}$) und daraus ein Mittelwert bestimmt wird. Dieser wird als **begrenzte Speichermitteltemperatur** bezeichnet und kann wegen der Begrenzung von der Speichermitteltemperatur abweichen. Versuche zeigen, dass diese Variante vorteilhaft ist in Bezug auf Stufen, nicht-ideale Schichtung und Temperaturänderungen in der kalten Zone [7].

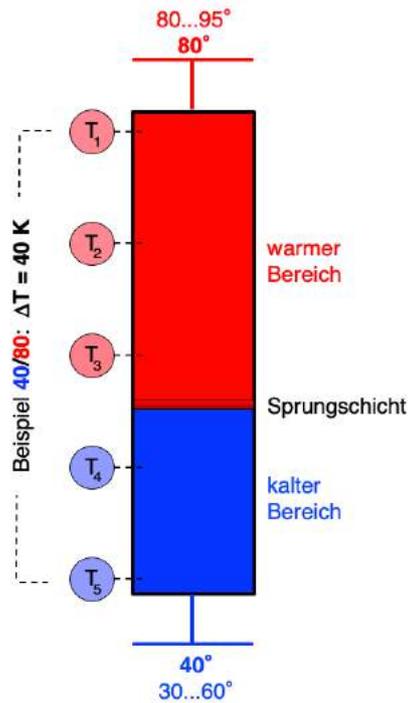


Bild 1 Wärmespeicher mit Schichtung und fünf gleichmässig verteilten Temperaturfühlern. Der warme Bereich ist oft zwischen 80 °C und 95 °C, der kalte zwischen 30 °C und 60 °C. Das beschriebene Beispiel gilt für 80°/40° und somit für eine Temperaturdifferenz von 40 K.

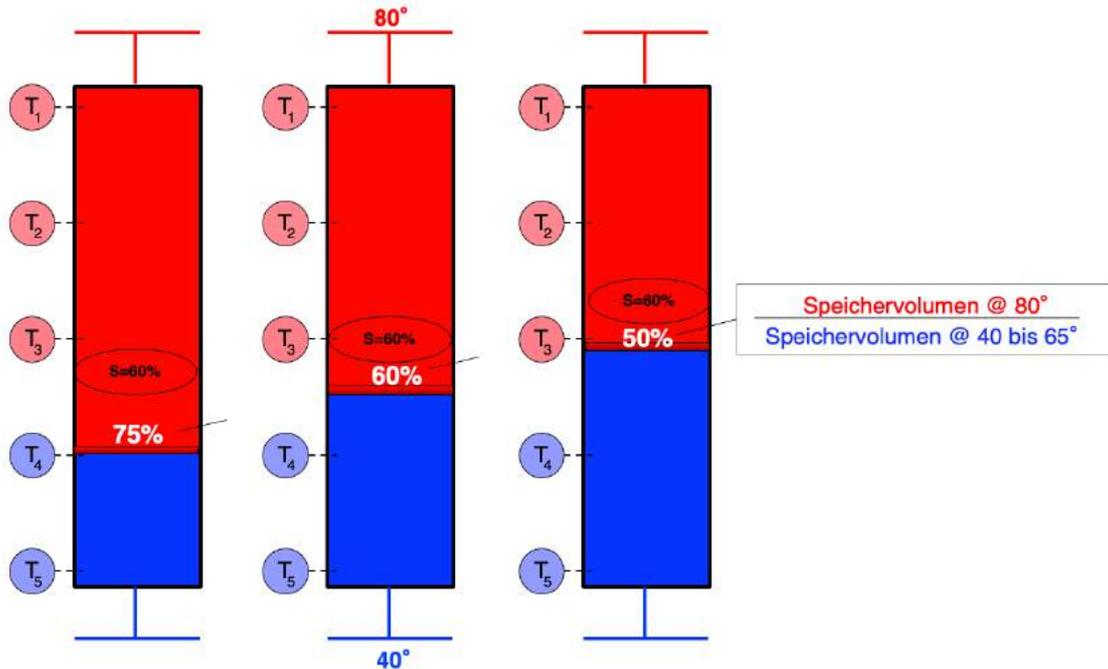


Bild 2 Beispiel zum Speicherladezustand nach Variante 1. In allen drei Fällen gilt $S = 60\%$ (drei warme Fühler = $3 \times 20\%$). Dieser Wert deckt einen Bereich von 50 % bis 75 % warmem Speichervolumen ab.

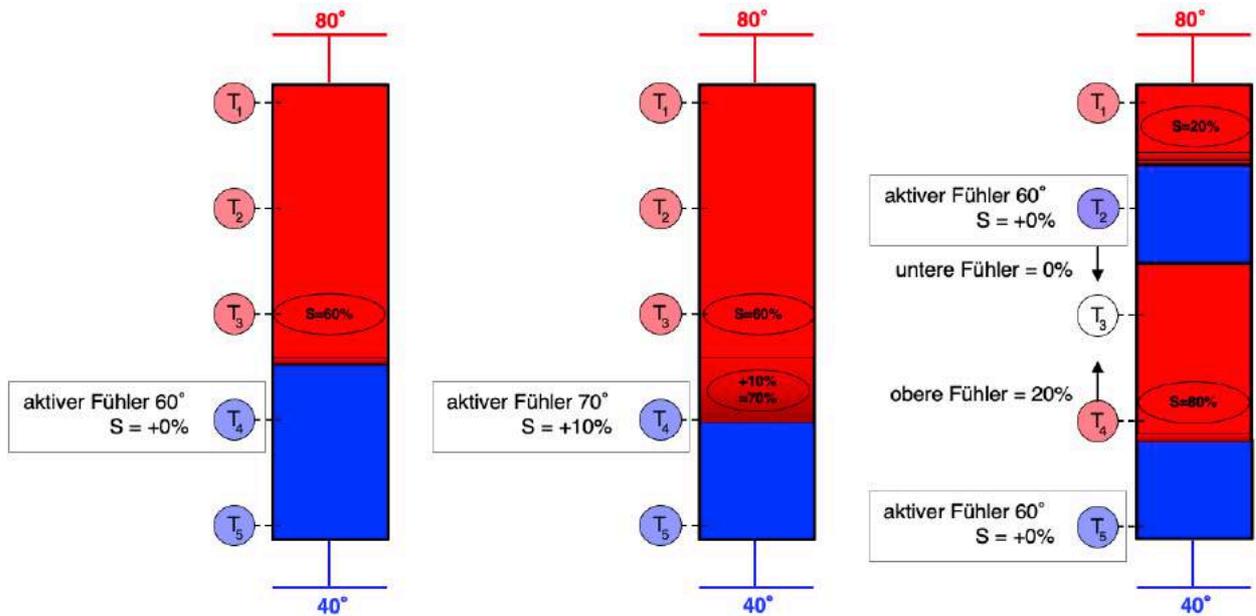


Bild 3 Beispiel zum Speicherladezustand nach Variante 3 mit aktivem Fühler.

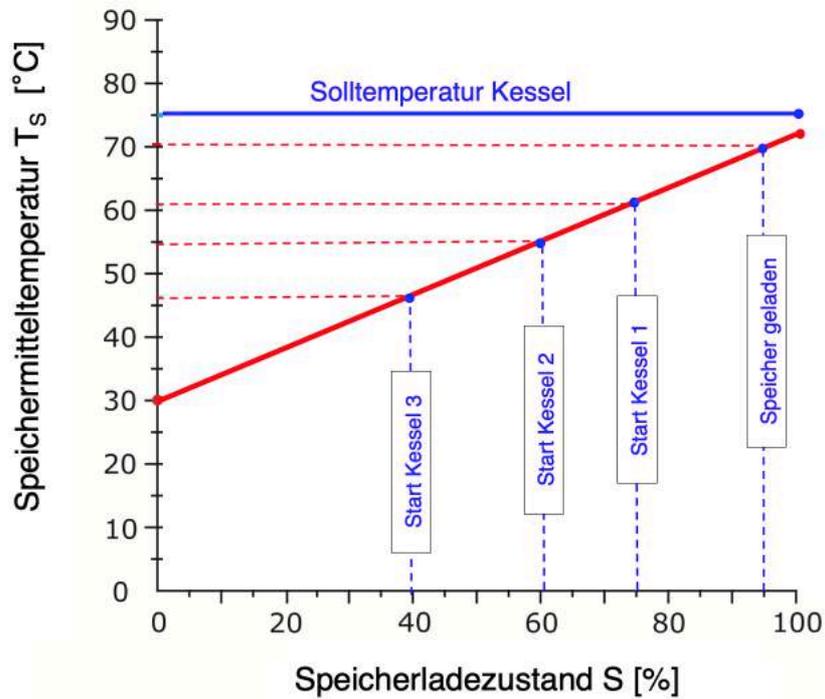


Bild 4 Speicherladezustand S nach Variante 4 mit individuellen Zuschaltbedingungen für drei Kessel. Das Beispiel gilt für die Anlage 2 [7] mit $T_k = 30$ °C, $T_w = 78$ °C und $S = (T_s - T_k) / (T_w - T_k)$.

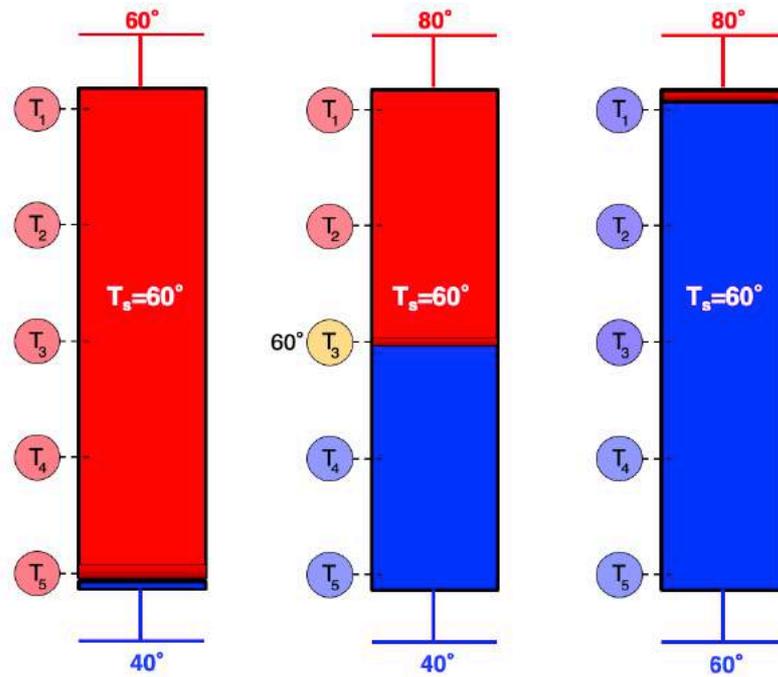


Bild 5 Bedeutung einer Speichermitteltemperatur T_s von 60°C (Variante 4) für drei verschiedene Niveaus von Vor- und Rücklauftemperatur.

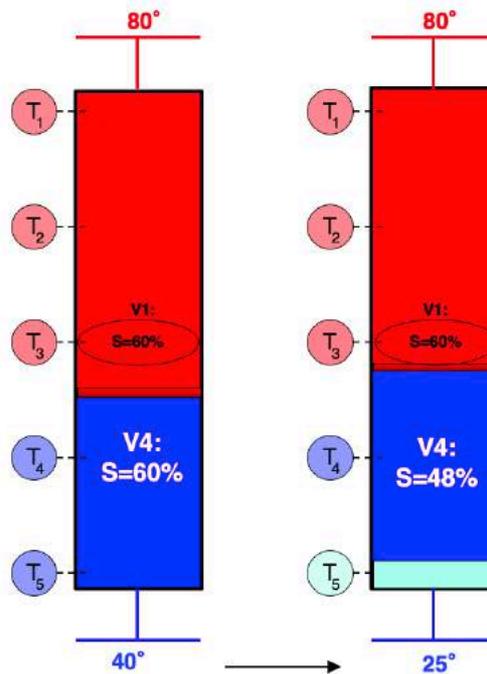


Bild 6 Beispiel zum Speicherladezustand nach Variante 4 mit aus Speichermitteltemperatur berechnetem S . Im Ausgangszustand links gilt $S = 60\%$ nach Variante 4 und nach Variante 1. Bei Absenkung der Rücklauftemperatur rechts fällt S nach Variante 4 auf 48% , während nach Variante 1 unverändert $S = 60\%$ ausgewiesen wird.

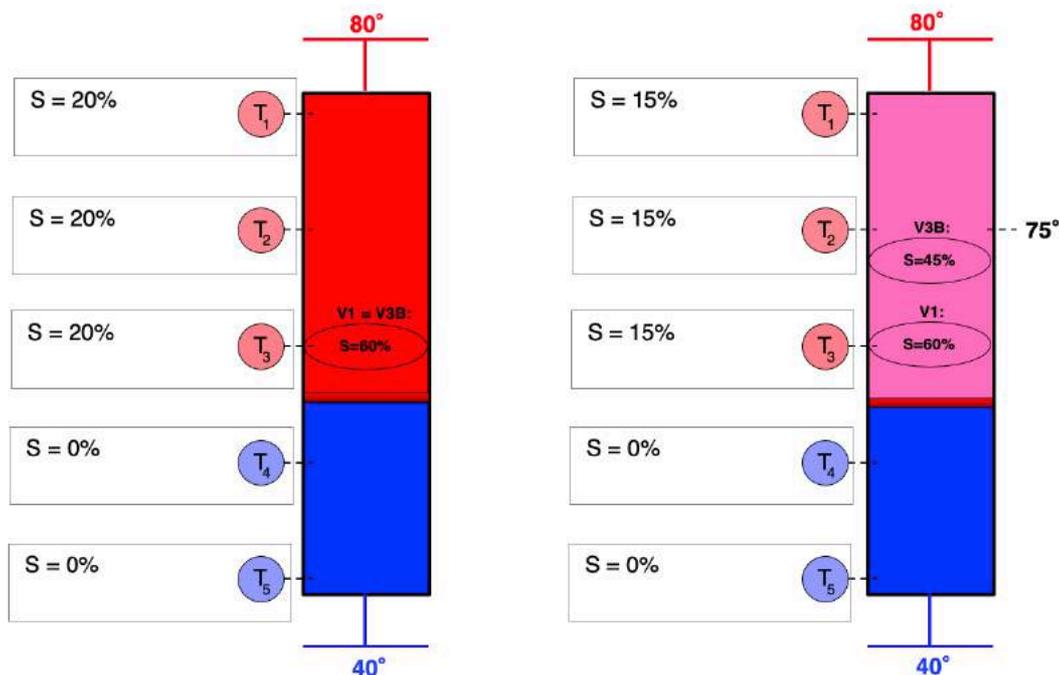


Bild 7 Beispiel zum Speicherladezustand nach Variante 5 mit individueller Wertigkeit für jeden Fühler. Links liefern Variante 1 und 5 den Wert $S = 60\%$. Nach Abkühlung des Speichers (rechts) weist Variante 1 immer noch 60% aus, während Variante 5 nun $S = 45\%$ ausweist.

2.2 Regelkonzepte für Mehrkesselanlagen

Auf Basis des Speicherladezustands beschreibt QM Holzheizwerke Regelkonzepte für Anlagen mit zwei Holzkesseln. Diese haben sich in der Praxis bewährt, setzen aber eine manuelle Umschaltung zwischen saisonal unterschiedlichen Betriebsarten voraus [7]. Für Anlagen mit mehr als zwei Kesseln ist dies nicht mehr praktikabel, weshalb die Regelkonzepte erweitert werden und teilweise noch zusätzliche Informationen wie die Änderungsgeschwindigkeit des Speicherladezustands (dS/dt), die Dauer von Betriebsphasen, Verzögerungen oder die Umgebungstemperatur berücksichtigen.

Für das Zu- und Abschalten der Kessel werden zwei Ansätze unterschieden, nämlich individuelle Bedingungen für jeden Kessel (Regelansatz A) oder allgemeine Bedingungen, die sich nicht auf einen bestimmten Kessel beziehen (Regelansatz B). Tabelle 1 beschreibt die Wirkung der Regelkonzepte A und B sowie typische Zu- und Abschaltbedingungen in Abhängigkeit des Speicherladezustandes. Das Beispiel gilt für eine Definition, welche Werte für den Speicherladezustand zwischen 0% und 100% annehmen kann. Wenn der Wertebereich des Speicherladezustandes zum Beispiel zwischen 50% und 100% eingeschränkt wird, müssen die Bedingungen angepasst werden.

Bild 8 zeigt den Einfluss des Regelkonzepts an einem Beispiel für eine Anlage mit vier Kesseln. Beim Zeitpunkt 0 ist der Speicher 100% geladen und kein Kessel in Betrieb. Bei sinkendem Speicherladezustand nimmt die Regelung in beiden Fällen bei $S = 80\%$ einen ersten Kessel und bei $S = 60\%$ einen zweiten Kessel in Betrieb. Nach einem kurzen Anstieg von S gefolgt von einem weiteren Absinken wird im Fall A bei $S = 40\%$ ein dritter Kessel in Betrieb genommen. Im Fall B erfolgt dies bereits bei 60% . Regelansatz A führt damit zu drei Schaltvorgängen und Nutzung des Speichers zwischen 100% und 40% , während Ansatz B fünf Schaltvor-

gänge verursacht und den Speicher nur zwischen 100 % und 60 % ausnutzt. Dies zeigt, dass das Konzept zur Zu- und Abschaltung der Kessel einen erheblichen Einfluss auf die Anzahl Zu- und Abschaltungen hat. Wichtig für ein gutes Regelverhalten ist daneben eine geeignete Wahl der Schaltpunkte und die Berücksichtigung zusätzlicher Betriebszustände. Dazu gehören Verzögerungselemente, die Leistungsmodulation sowie eine Verzögerung der Leistungsabgabe nach einer Kesselzuschaltung von zum Beispiel 30 Minuten [7].

Tabelle 1 Zu- und Abschaltbedingungen.

Speicherladezustand S	Regelansatz A Individuelle Zu- und Abschaltbedingungen	± Kessel 1	± Kessel 2	± Kessel 3	± Kessel 4
	Regelansatz B Allgemeine Zu- und Abschaltsschwellen	± ein Kessel	± ein Kessel	± ein Kessel	± ein Kessel
S sinkend	Zuschaltung bei S =	80 %	60 %	40 %	20 %
S steigend (Referenzfall)	Abschaltung bei S =	100 %	90 %	80 %	70 %

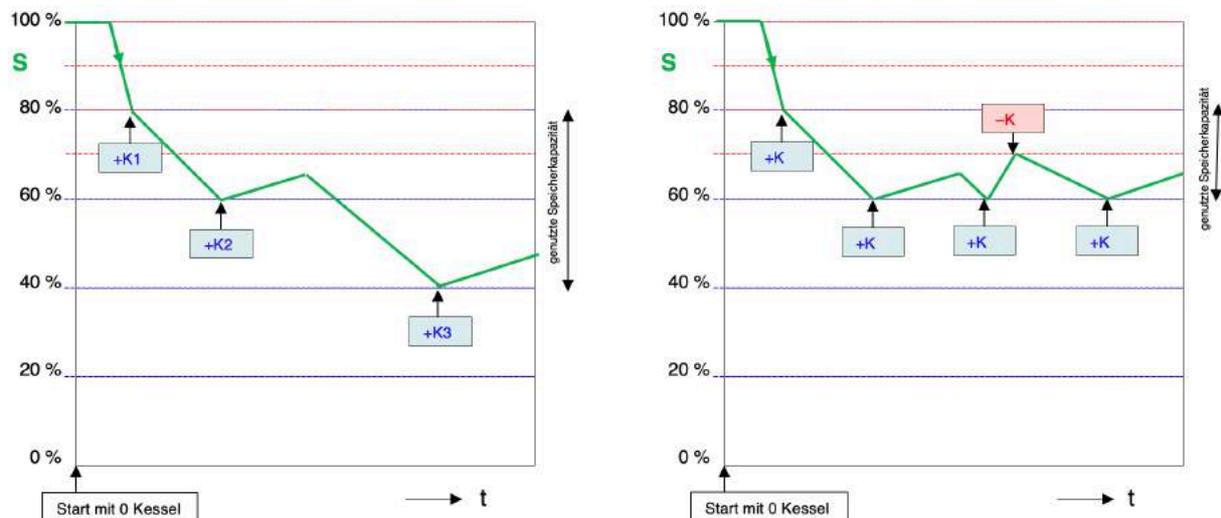


Bild 8 Einfluss des Regelkonzepts auf den Speicherladezustand S an einem Beispiel mit steigendem Wärmebedarf, wobei der Speicher zum Startzeitpunkt 100 % geladen und kein Kessel in Betrieb ist.

Links Regelansatz A mit individuellen Zu- und Abschaltbedingungen, rechts Regelansatz B mit allgemeinen Zu- und Abschaltsschwellen. Beispiel für Standard-Zuschaltbedingungen sowie ohne Leistungsmodulation und ohne Zeitverzögerungen für Zu- und Abschaltungen.

+K1, +K2 usw.: Zuschaltung von Kessel 1 bzw. Kessel 2 usw.

+K, -K: Zu- bzw. Abschaltung eines beliebigen Kessels.

3 Praxisuntersuchung

3.1 Untersuchte Anlagen

In den Jahren 2020 und 2021 wurde das Betriebsverhalten von drei Mehrkesselanlagen untersucht. Alle Heizzentralen dienen hauptsächlich zur Versorgung von Gebäuden und verfügen über einen Wärmespeicher sowie Kessel mit Leistungsmodulation und automatischer Entaschung, bei welcher die Rostelemente durch eine Kippbewegung gereinigt werden (Tabelle 2). Die Regelung erfolgt anhand einer Speichermitteltemperatur (Variante 4) oder einer begrenzten Speichermitteltemperatur (Variante 5), wobei die Referenztemperaturen für den kalten Zustand zwischen 20 °C und 40 °C liegen und damit tiefer sind als oben nach QMH eingeführt. Um das Betriebsverhalten der Anlagen zu beurteilen, wurden Speichertemperaturen, Wärmeleistungsbedarf, Vor- und Rücklauftemperaturen sowie die Betriebszustände der Holzkessel erfasst.

Tabelle 2 Merkmale der untersuchten Anlagen.

- 1) Phase 1: ab Untersuchungsbeginn 511 Tage, Phase 2: Letzte 136 Tage der Untersuchung.
 2) Für zwei Kessel entfällt die Unterscheidung zwischen Ansatz A und Ansatz B.
 3) Die Bestimmung enthält noch zusätzliche im Kapitel 2 nicht beschriebene Elemente
 4) Bei starker Verschmutzung werden die Intervalle bis auf rund die Hälfte verkürzt.

	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3
Brennstoff	Holzhackschnitzel	Holzpellets	Holzpellets
Anzahl Holzkessel	4	3	2
Installierte Leistung	1'320 kW	260 kW	170 kW
Kesselleistungen	4 x 330 kW	100 kW / 80 kW / 80 kW	2 x 85 kW
Vollbetriebsstundenzahl	ca. 2000 h/a	ca. 1600 h/a	ca. 3200 h/a
Elektroabscheider	extern	–	integriert
Speicherkapazität mit ΔT 40 K			
- bei 100 % Gesamtleistung	46 min	73 min	68 min
- bei 2/3 der Gesamtleistung	69 min	110 min	102 min
Regelkonzept	Zuschaltung ¹⁾ : Phase 1: B (allgemein) Phase 2: A (individuell) Abschaltung: Laufzeitbegrenzung Teillast und Temperaturbegrenzung Kessel	Zu- und Abschaltung: Ansatz A (individuelle Zu- und Abschaltbedingungen)	Zuschaltung ²⁾ : Speicherladezustand und Wärmeanforderung Abschaltung: Speichertemperatur
Speicherladezustand S	Variante 5 ³⁾ 20 °C – 80 °C	Variante 4 ³⁾ 30 °C – 80 °C	Variante 4 ³⁾ 40 °C – 80 °C
Leistungsregelung	alle Kessel	ein Kessel	alle Kessel
Modulationsbereich	50 % - 100 %	40 % - 100 %	35 % - 100 %
Entaschungsintervall	12 h ⁴⁾	8 h	7 h ³⁾

3.2 Resultate

3.2.1 Verhalten des Speicherladezustands

Das Verhalten der Wärmespeicher und des Speicherladezustands ist im Schlussbericht [8] für alle Anlagen beschrieben und wird nachfolgend an ausgewählten Beispielen illustriert. Bild 9 zeigt dazu eine durch eine Ladung der Warmwasserboiler ausgelöste Situation bei der ab 03:30 h die Rücklaufftemperatur ansteigt und gleichzeitig die oberste Speichertemperatur absinkt, sodass der Speicher kurz darauf keine Wärme mehr liefern kann. Im Anschluss starten zum Teil mehrere Kessel gleichzeitig [8], womit die Temperatur wieder ansteigt. Die Wärmeversorgung bleibt somit sichergestellt, aber die Anzahl Kesselstarts kann durch Staffelung des Wärmeverbrauchs reduziert werden. Gleichzeitig ist wichtig, dass ein Takten der Kessel durch ein geeignetes Regelsignal und passende Regelparameter vermieden wird. Die untere Grafik zeigt dazu den Verlauf des nach den Varianten 1, 3 und 5 berechneten Speicherladezustands.

a) Vergleich der Definition des Speicherladezustands nach Variante 1, 3 und 5

Variante 1 zeigt das stark gestufte Verhalten mit Schritten von 20 %. Variante 3 weist die Stufen ebenfalls auf, was auf eine dünne Grenzschicht hinweist. Bei beiden Varianten fällt der Wert von S bei Absinken der obersten Speichertemperatur nach 03:30 h umgehend auf einen Wert unter 20 %, sodass der Bedarf zur Leistungserhöhung erkannt wird. Variante 1 gibt auch die anschließende Beladung des Speichers wieder. Demgegenüber weist Variante 3 um 06:00 eine Reduktion von S um zwei Stufen aus. Diese ist im Widerspruch zur Realität und darauf zurückzuführen, dass die Überschneidungen der Temperaturen der Fühler 1 bis 5 einen sprunghaften Wechsel des aktiven Fühlers verursachen.

Dank der Mittelwertbildung aller Temperatursignale weist Variante 5 ein gedämpftes Signal mit weniger ausgeprägten Stufen auf. Bei Verwendung einer Referenztemperatur für den kalten Zustand von 40 °C wird auch nach dem Absinken der obersten Temperatur auf unter 65 °C noch ein Wert von $S = 20\%$ ausgewiesen, sodass eine allfällige Zuschaltbedingung von 20 % gar nie ausgelöst würde. Daneben zeigt das Beispiel, dass die unterste Speichertemperatur bei Anstieg der Rücklaufftemperatur von 35 °C auf 55 °C ansteigt. Bei Berechnung der Speichermitteltemperatur kompensiert dies eine Reduktion der obersten Temperatur um 20 K oder von 80 °C auf 60 °C, womit ein unverändertes S ausgewiesen werden kann, obwohl durch Absinken der obersten Temperatur die nutzbare Wärme auf null reduziert wird.

b) Einfluss der Referenztemperaturen bei Variante 5

Da der Einsatz der Variante 5 die Wahl von Referenztemperaturen voraussetzt, wird in Bild 10 der Einfluss der kalten Referenztemperatur auf den Speicherladezustand illustriert. Die Auswertung beschreibt die zeitliche Verteilung des Speicherladezustands während der Untersuchungsperiode und zeigt folgende Trends:

In Anlage 2 (links) wird nie ein vollständig geladener Speicher ausgewiesen. Somit weisen entweder die Abschaltbedingungen eine (im vorliegenden Fall geringe) Reserve auf oder die warme Referenztemperatur wird nicht erreicht. Da für die Regelung eine kalte Referenztempe-

ratur von 30 °C verwendet wird, werden im Betrieb nur Werte von S zwischen rund 50 % und 100 % ausgewiesen. Allfällige Zuschaltpunkte mit niedrigeren Werten werden im Betrieb somit gar nie aktiviert. Nebst dieser Einschränkung zeigt die Auswertung eine gleichmässige Verteilung des Speicherladezustands. Dies zeigt, dass der Speicher besser genutzt wird und das gewählte Signal für die Regelung geeignet ist.

Die Anlage 3 (rechts) wird mit einer kalten Referenztemperatur von 40 °C betrieben und der Speicherladezustand zeigt ebenfalls eine gleichmässige Verteilung auf. Im Gegensatz zu Anlage 2 wird während gut 5 % der Zeit ein vollständig geladener Speicher ausgewiesen, was zeigt, dass die Abschaltbedingungen so gewählt sind, dass kein ungenutztes kaltes Reservolumen im Speicher verbleibt und das Speichervolumen somit vollständig ausgenutzt wird. Anlage 1 zeigt ein ähnliches Verhalten wie Anlage 3, wobei mit einer kalten Referenztemperatur von 20 °C der Bereich von S auf Werte zwischen 60 % und 100 % eingeschränkt wird [7]. Zudem wird bei Anlage 1 während gut 15 % der Zeit ein S von 100 % ausgewiesen, weil die Referenztemperatur für den warmen Zustand etwas tiefer als die Vorlauftemperatur gewählt war und die Regelung gleichzeitig einen hohen Speicherladezustand anstrebte.

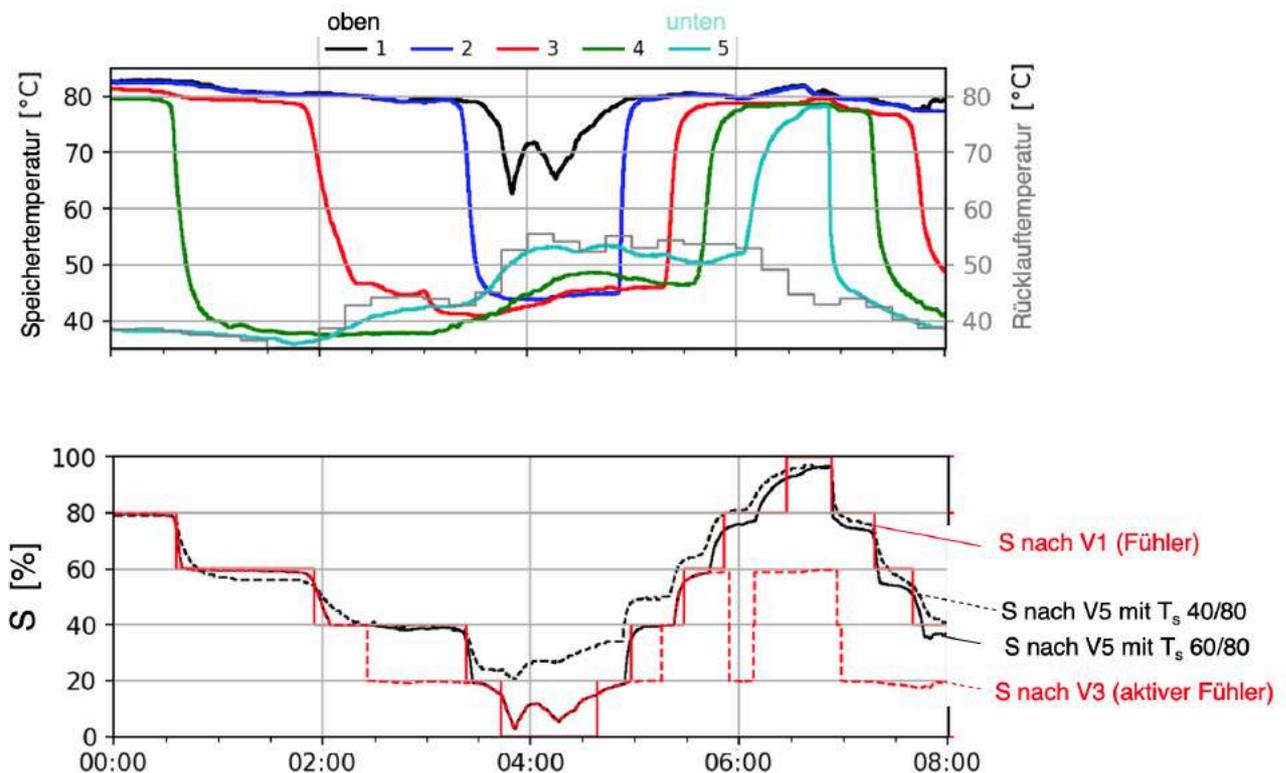


Bild 9 Vergleich des nach unterschiedlichen Definitionen bestimmten Speicherladezustands während einer Situation mit ansteigendem Wärmebedarf in Anlage 1.
 Oben: Speichertemperaturen und Rücklauftemperatur.
 Unten: Speicherladezustand S nach Varianten 1 und 3 (rot) sowie nach Variante 5 (schwarz).

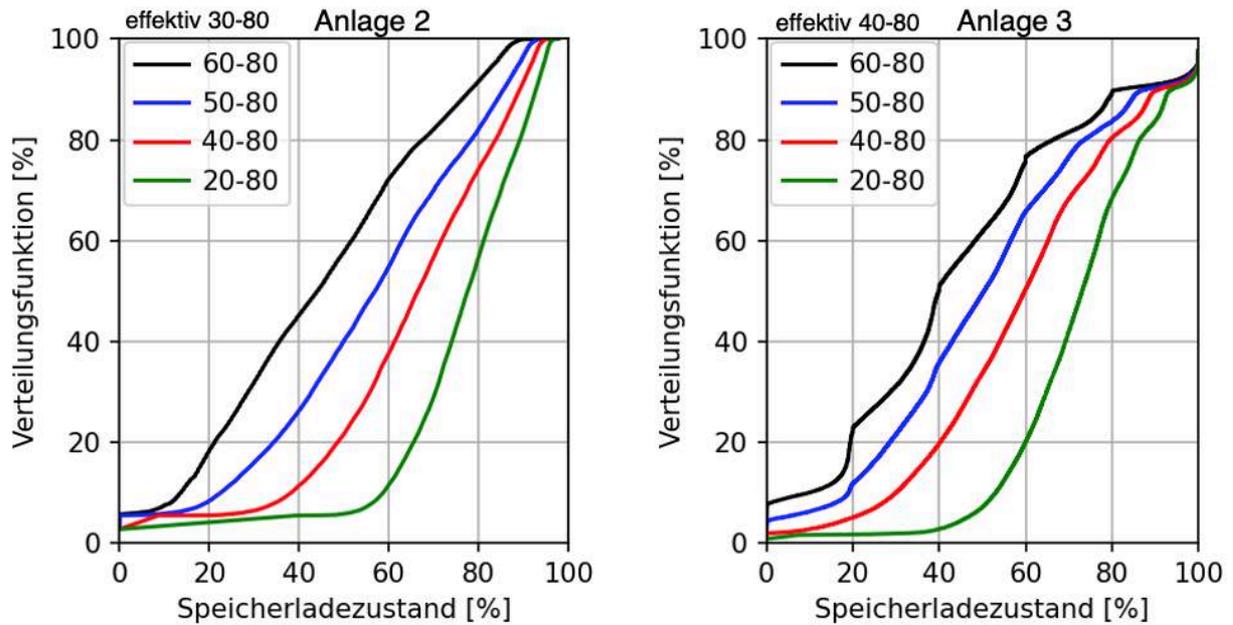


Bild 10 Zeitliche Verteilung des Speicherladezustands der Anlagen 2 und 3 während der Untersuchungsperiode für kalte Referenztemperaturen ($S = 0$) von 20, 40, 50 und 60 °C. Die Referenztemperatur warm ($S=1$) beträgt in allen Fällen 80 °C. "effektiv" beschreibt die in der Regelung verwendeten Referenzwerte.

Lesebeispiel für Anlage 2 (links) und Fall 30/80 (interpoliert und gerundet):

Während 20 % der Zeit gilt $S < 55$ % und während 80 % der Zeit $S \geq 55$ %.

Während 100 % der Zeit gilt $S < 100$ % und während 0 % der Zeit $S = 100$ %.

Lesebeispiel für Anlage 3 (rechts) und Fall 40/80:

Während 20 % der Zeit gilt $S < 40$ % und während 80 % der Zeit $S \geq 40$ %.

Während 95 % der Zeit gilt $S < 100$ % und während 5 % der Zeit $S = 100$ %.

3.2.2 Leistungsmodulation der Kessel

Bild 11 zeigt die zeitliche Verteilung der Sollleistung aller Kessel der Anlagen 1, 2 und 3 während der ganzen Untersuchungsperiode. Bei Anlage 1 mit vier Kesseln war die Minimalleistung zu Beginn auf 60 % eingestellt und wurde während der Untersuchung auf 50 % reduziert. Die Auswertung zeigt, dass die Kessel etwa die halbe Zeit bei Nennleistung und zu je einem Viertel bei Minimalleistung und mittlerer Leistung betrieben wurden. Bei Anlage 3 wurden die zwei Kessel während rund 20 % bei Nennleistung und zu einem Drittel bei Minimalleistung betrieben. Anlage 2 mit drei Kesseln weist eine deutlich flachere Verteilung auf und die Leistungsmodulation auf unter 70 % der Nennleistung kam nur während rund einem Zehntel der Zeit zum Einsatz. Die Leistungsmodulation kam damit bei allen Anlagen zum Einsatz, wobei der Anteil bei der Anlage mit Einschränkung auf jeweils nur einen modulierenden Kessel am geringsten ist.

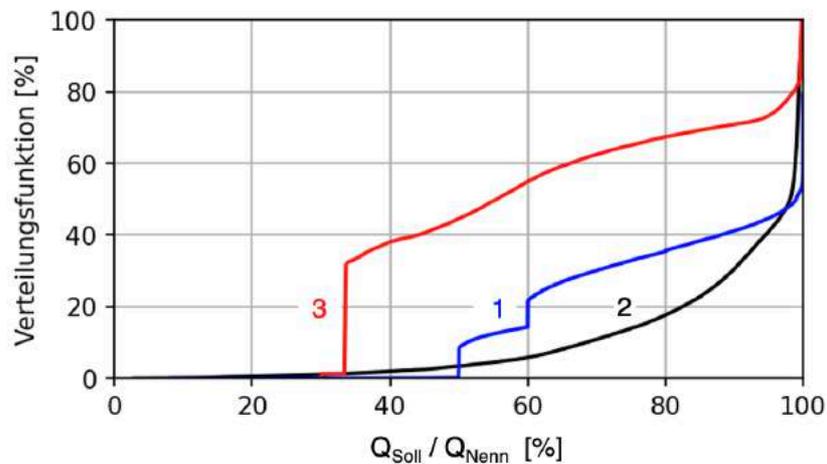


Bild 11 Zeitliche Verteilung der Sollleistung bezogen auf die Nennleistung aller Kessel der Anlagen 1, 2 und 3 während der Untersuchungsperiode.

3.2.3 Anzahl Starts und Einfluss des Regelkonzepts

Da das Anfahren von Holzkesseln zu Phasen mit erhöhten Schadstoffemissionen führen kann, wird die Anzahl Starts auch als Kriterium für den Anlagenbetrieb bewertet. So müssen zum Beispiel nach Empfehlung des Cercl'Air bei Sanierungen die Anzahl Starts pro Tag und die Anzahl Starts pro Jahr wie folgt nachgewiesen werden [9]:

[9] Kapitel 2.9: "Anlagen ohne oder mit zu kleinem Wärmespeicher sowie Neuanlagen:

- Zähler zur Überprüfung der Anzahl EIN-Schaltungen pro Jahr gemäss den Empfehlungen für messpflichtige Anlagen (bis 100 kW_{FWL} weniger als 1'000 EIN-Schaltungen/Jahr, für grössere Leistungen sind 500 EIN-Schaltungen/Jahr anzustreben, (...), sowie Überprüfung der Anzahl EIN-Schaltungen pro Heiztag im Sinne von FAQ 8 (maximal 5 Starts). Die Anzahl EIN-Schaltungen pro Jahr beziehen sich bei Mehrkesselanlagen auf die Summe der Einschaltungen aller Feuerungen."

[9] Kapitel 4.3: "Bestehende Feuerungsanlagen mit zu kleinem Speichervolumen werden von der Nachrüstpflicht zur Erweiterung des Speichervolumens ausgenommen, wenn kumulativ folgende Anforderungen erfüllt werden¹⁷:

Nachweis bis zur nächsten Heizperiode (bedingt eine Installation der notwendigen Betriebszähler):

- Weniger als 3 bis 5 Starts pro Heiztag;
- bis 100 kW_{FWL} weniger als 1000 / über 100 kW_{FWL} weniger als 500 EIN-Schaltungen pro Kalenderjahr;
- Einhalten des Schwachlastbetriebes gemäss FAQ 12;
- Mindestverfügbarkeit an die Staubabscheidesysteme von 90 %.

¹⁷Grundlagen und Empfehlungen zur Dimensionierung von Wärmespeichern (Verenum, 2019)"

Anmerkungen: Der Index FWL steht für Feuerungswärmeleistung.

FAQ 12 bezieht sich auf QM Holzheizwerke® [10].

Wenn alle Starts als Einzelereignisse bewertet werden sollen, muss die Gesamtzahl der Starts einer Anlage bewertet werden, was nach Empfehlung des Cercl'Air vorgesehen ist. Wenn dagegen die Emissionsfracht bewertet werden soll und die Schadstoffgehalte im Abgas während der Startphase unabhängig von der Kesselleistung sind, müsste die Anzahl Starts pro Kessel bewertet werden².

Beim Anfahrvorgang kann unterschieden werden, ob ein Kessel noch betriebswarm oder vollständig abgekühlt ist und ob das Wiederanfahren mit oder ohne Zündvorgang erfolgt. In der vorliegenden Untersuchung dient der Einsatz eines Zündvorgangs als Kriterium für einen Start, während die Betriebstemperatur nicht berücksichtigt wird. Damit werden auch Starts nach einer periodischen Entaschung als Anfahrvorgang bewertet.

Tabelle 3 zeigt, dass die drei untersuchten Anlagen im Ausgangszustand (Anlage 1: Phase 1) zwischen 611 und 1030 Starts pro Jahr und Kessel und zwischen 1'835 und 2'469 Starts pro Jahr und Anlage aufwiesen.

² Wenn zum Beispiel zum Start eines 1 MW-Kessels die doppelte Menge Holz mit erhöhten Emissionen verbrannt wird wie in einem 0.5 MW-Kessel, verursacht ein Start eines 1 MW-Kessels die gleiche Schadstofffracht wie der Start von zwei 0.5 MW-Kesseln.

Bei Anlage 1 erfolgte in Phase 2 eine Umstellung des Regelkonzepts von Ansatz A mit allgemeinen auf Ansatz B mit individuellen Zuschaltbedingungen. Wenn die Daten mit Ansatz B auf ein Jahr hochgerechnet werden, ergibt sich für Ansatz B eine Reduktion der Anzahl Starts um rund 44 %.

Tabelle 3 Anzahl jährlicher Kesselstarts der untersuchten Anlagen.
¹Hochrechnung. ²Mit zwei Holzkesseln werden die Regelansätze identisch.

Anlage	Anzahl Kessel n	Phase	Regelansatz	Anzahl Tage	Gesamtzahl jährlicher Kesselstarts n _{tot}	Anzahl jährlicher Starts pro Kessel n _{tot} / n
Anlage 1	4	1	B (allgemein)	511	2469	617
		2	A (individuell)	136	1377 ¹⁾	344 ¹⁾
Anlage 2	3	–	A (individuell)	317	1835	611
Anlage 3	2	–	(A/B) ²⁾	487	2060	1030

3.2.4 Einfluss der Entaschung und der Zuschaltbedingungen

Bild 12 zeigt die Anzahl täglicher Kesselstarts von Anlage 1 in Funktion der summierten Laufzeit aller Kessel, die ungefähr proportional zum Tageswärmebedarf ist. Da Anlage 1 vier Kessel aufweist, beträgt die maximal mögliche Kesselaufzeit 96 Stunden pro Tag, weshalb die x-Achse auf diesen Wert begrenzt ist. Weil bei normaler Verschmutzung alle 12 Stunden eine Entaschung erfolgt, kann anhand der roten Linie die Anzahl visualisiert werden, die bei ungestörtem Betrieb durch Entaschungen verursacht werden. Da die Zählung einen Kalendertag abdeckt, können Verschiebungen zwischen den Tagen auftreten und zum Beispiel durch einen Start kurz nach Tagesbeginn zu einzelnen Punkten unter der Linie führen. Demgegenüber zeigt die Differenz zwischen den mit der schwarzen Linie beschriebenen Medianwerten und den für die Entaschungen notwendigen Abschaltungen die Anzahl Starts, die durch andere Ursachen verursacht werden.

In der oberen Grafik sind die Starts mit allgemeinen Zu- und Abschaltbedingungen dargestellt. Die Medianwerte weisen einen rund doppelt so hohen Wert auf wie die durch Entaschung verursachten Abschaltungen und die Differenz beschreibt das durch Wärmespeicher und Regelung theoretisch erzielbare Verbesserungspotenzial. Die Auswertung mit individuellen Bedingungen in der unteren Grafik zeigt, dass die Anzahl Starts damit reduziert wird (nach Tabelle 3 um 44 %). Zudem zeigt die Auswertung, dass die Anzahl Starts nur noch wenig grösser ist als für die Entaschung notwendig. Eine weitere, deutliche Reduktion der Anzahl Starts würde somit eine Verlängerung der Entaschungsintervalle voraussetzen. Da die Anlagen 2 und 3 kürzere Entaschungsintervalle aufweisen, trifft dies auch für diese Anlagen zu [7].

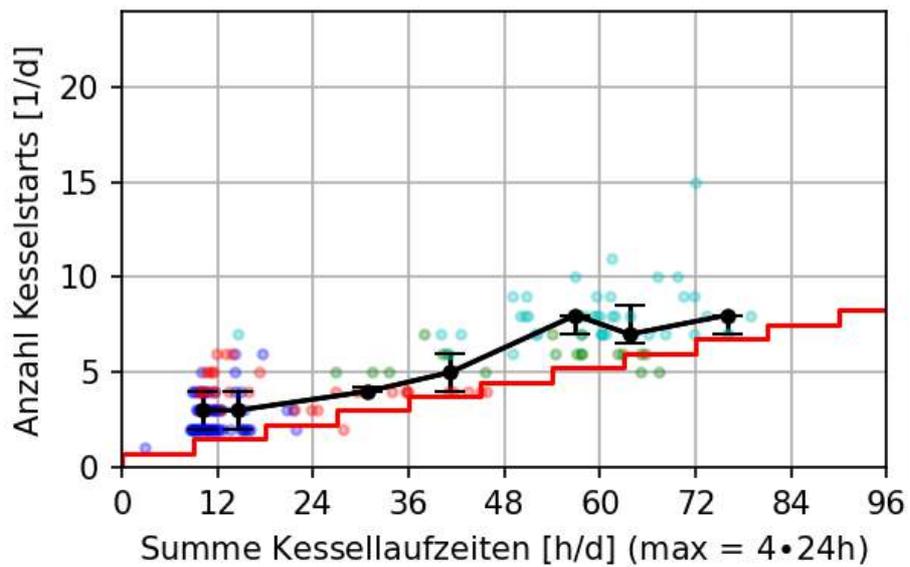
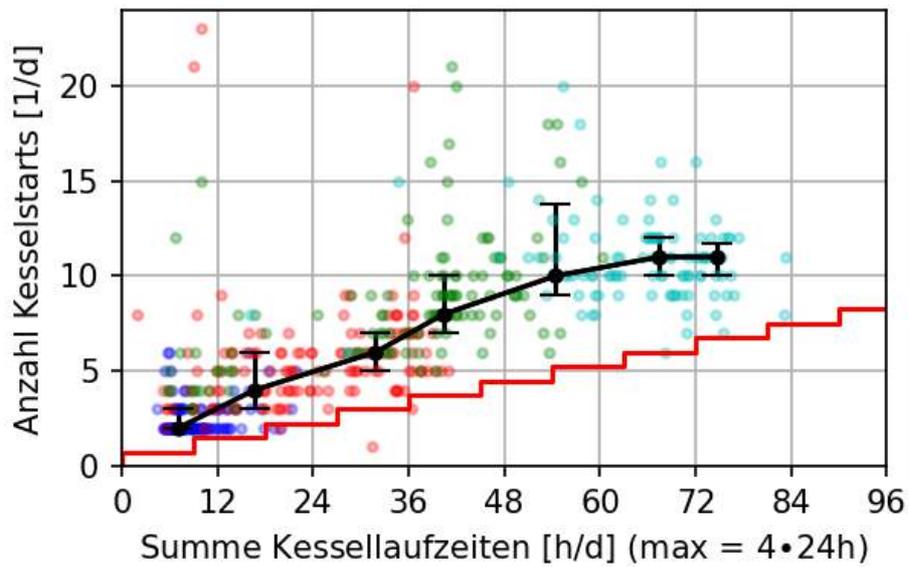


Bild 12 Anzahl täglicher Kesselstarts in Funktion der summierten Betriebsstunden einer Kaskade mit vier Holzkesseln (Anlage 1). Die x-Achse ist von 0 bis 96 h/d ausgewiesen, was der maximal möglichen täglichen Laufzeit von vier Kesseln entspricht (4 x 24 h/d). Oben: Phase 1 mit allgemeinen, unten Phase 2 mit individuellen Zu- und Abschaltbedingungen. Maximale Anzahl gleichzeitig betriebener Kessel: blau = 1, rot = 2, grün = 3, türkis = 4. Schwarz: Median und Quartile. Rote Linie: Starts durch Entaschungen alle 12 Stunden.

3.2.5 Weitere Einflüsse

Wie aus Bild 12 hervorgeht, betrug die Anzahl Starts vor Anpassung der Regelung an einzelnen Tagen bis zu mehr als dem Vierfachen der Starts durch Entaschungen. Zudem war die Anzahl in Betrieb stehender Kessel an einigen Tagen überdurchschnittlich gross. So entspricht zum Beispiel ein Betriebspunkt mit drei Kesseln bei weniger als 12 Stunden täglicher Gesamtlauzeit einer mittleren täglichen Betriebszeit jedes Kessels von weniger als 4 Stunden. Durch Anpassung der Regelung wurden Einzelereignisse mit grosser Anzahl Starts und grosser Anzahl in Betrieb stehender Kessel reduziert (Bild 12 unten). Eine vermeidbare Ursache für Kesselstarts ist die Zuschaltung von mehr als einem Kessel an Tagen, bei denen der Wärmeleistungsbedarf im Tagesdurchschnitt deutlich unter der Nennleistung eines einzelnen Kessels lag. Solche Situationen traten bei allen drei Anlagen auf und konnten zum Teil durch Vergrößerung der Differenzen zwischen den Schaltpunkten vermieden werden [7]. An einer Anlage traten Situation mit Pendeln des Speicherladezustandes auf, was durch eine Verknüpfung von Zu- und Abschaltbedingungen verursacht wurde und durch Änderung der Einstellungen ebenfalls vermieden werden konnte. Als Basis zur Einschätzung der durch die Kessel verursachten Zeitverzögerung wurde die Sprungantwort nach einem Kesselstart untersucht, wie in Bild 13 gezeigt. Die Auswertung zeigt, dass der Anfahrvorgang von der Leistungsanforderung bis zum Erreichen der Nennleistung bei den untersuchten Kesseln rund 30 Minuten dauert. Ein vergleichbarer Wert wurde auch für einen 2.5 MW-Kessel beim Anfahren nach mehrstündigem Standby-Betrieb gefunden [7]. Bei einer Anlage wurden zudem Zeitfenster zur Erwärmung der als Warmwasserboiler sowie für die Entaschung vorgegeben, was zu zusätzlichen Entaschungen und vermeidbaren Kesselstarts führen kann.

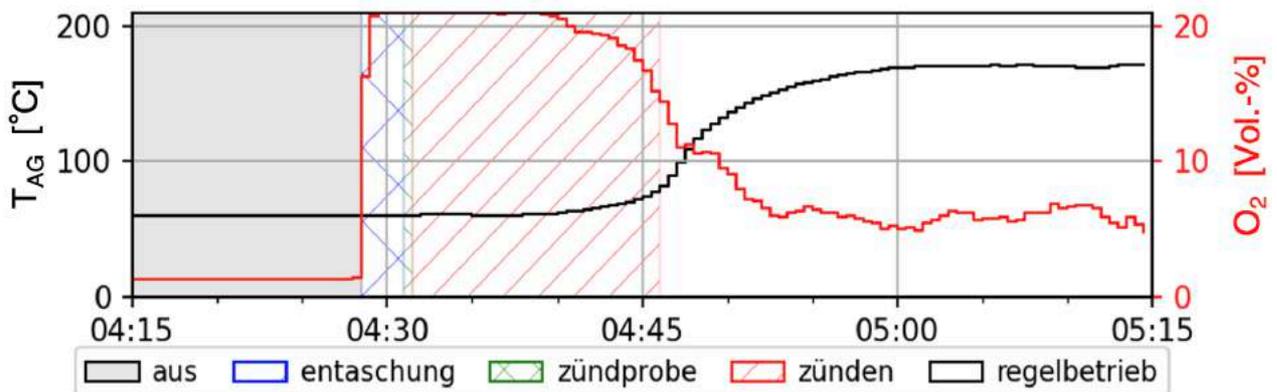


Bild 13 Sprungantwort der Abgastemperatur (T_{AG}) und der Sauerstoffkonzentration im Abgas (O_2) eines Kessels der Anlage 1.

4 Prozessmodellierung

4.1 Beschreibung des Modells

4.1.1 Modell der instationären thermodynamischen Vorgänge

Das Modell beschreibt die thermodynamischen und regelungstechnischen Vorgänge in einem Holzheizwerk bei einer dynamischen Wärmeabnahme (Bild 14). Es umfasst die Wärmeerzeugung mit einer beliebigen Anzahl Holzkessel, einen geschichteten Wärmespeicher, eine dynamische Wärmeleistungsabnahme und einen Regler, für den verschiedene Konzepte zur Regelung der Anlage simuliert werden können.

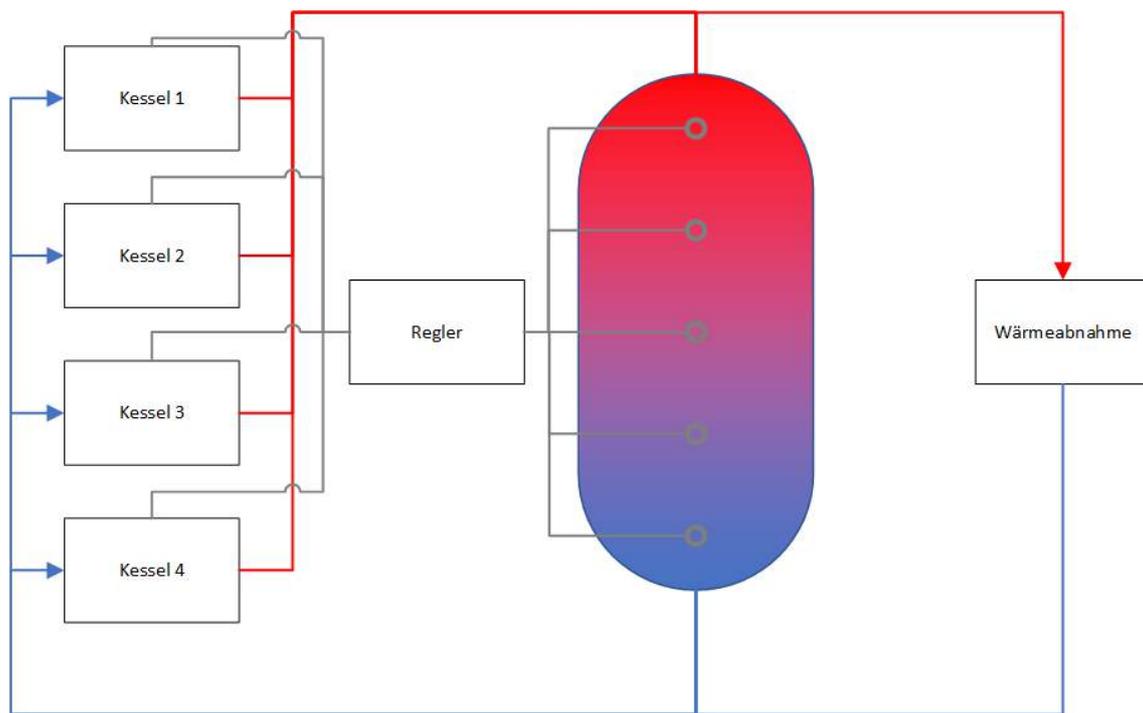


Bild 14 Fließbild des Modells. Blaue Linien: Rücklaufleitungen mit tiefer Temperatur. Rote Linien: Vorlaufleitungen mit hoher Temperatur. Graue Linien: Signale der Temperaturmessung im Wärmespeicher und Stellsignale des Reglers an die Kessel.

Basis des Modells bildet die Energiebilanz über den Wärmespeicher. Die gespeicherte Wärme Q_S wird genutzt, um Unterschiede zwischen der momentanen Leistung der Kessel \dot{Q}_K und dem Wärmeleistungsbedarf \dot{Q}_{BN} auszugleichen:

$$\frac{\partial Q_S}{\partial t} = \dot{Q}_K - \dot{Q}_{BN}$$

Die Kesselleistung entspricht dabei der Summe aller Kesselleistungen:

$$\dot{Q}_K = \sum_{i=1}^{n_K} \dot{Q}_{K,i}$$

Die Wärme im Speicher wird durch die Speicherkapazität $Q_{S,nenn}$ begrenzt:

$$0 \leq Q_S \leq Q_{S,nenn}$$

Die Speicherkapazität wird anhand einer Zeitkonstanten τ_S angegeben, die das Verhältnis der Speicherkapazität zur Summe der installierten Kesselleistungen $\dot{Q}_{K,nenn,i}$ beschreibt.

$$Q_{S,nenn} = \tau_S \cdot \sum_{i=1}^{n_K} \dot{Q}_{K,nenn,i}$$

Bei Erreichen der oberen Grenze (Speicher voll) müssen die Kessel abgeschaltet werden. Bei Erreichen der unteren Grenze (Speicher leer) kann der Speicher keine Wärmeleistung mehr bereitstellen. Ist der Wärmeleistungsbedarf bei leerem Speicher höher als die Kesselleistung, entsteht ein Wärmemanko, das möglichst schnell gedeckt werden soll. Im Modell wird das Wärmemanko berücksichtigt, indem zwischen dem Wärmeleistungsbedarf der Verbraucher \dot{Q}_B und dem Wärmeleistungsbedarf des Netzes \dot{Q}_{BN} unterschieden wird:

$$\dot{Q}_{BN} = \dot{Q}_{BN} + \dot{Q}_K - \frac{\partial Q_S}{\partial t} - \dot{Q}_B$$

4.1.2 Modell der Regelung

Das in Bild 15 dargestellte Regelsystem besteht aus zwei Regelkreisen. Der äussere bestimmt als Kaskadenregelung das Zu- und Abschalten der Kessel und den Start der Entaschungen, während der innere die Leistungsregelung der Kessel übernimmt. Für die Kaskadenregelung wurden verschiedene Ansätze implementiert, die auf den in Kapitel 2 beschriebenen Varianten mit Fühlerwertigkeit und Speichermitteltemperatur basieren. Zusätzlich wurde untersucht, wie sich die Berücksichtigung der während der letzten 12 Stunden betriebenen Anzahl Kessel auswirkt. Die Leistungsregelung basiert auf einem PI-Regler für den Speicherladezustand mit Leistungsbegrenzungen für die Kessel. Der Speicherladezustand wird nach Variante 5 mit Temperaturgrenzen von 60 °C und 80 °C bestimmt. Zur Vermeidung von Schwingungen wurde zudem ein Anti-Windup-Algorithmus implementiert. Die Trägheit der Kessel wurde im Modell durch eine An- und Abfahrzeit von 15 Minuten berücksichtigt, während der die Leistung kontinuierlich ansteigt oder abfällt. Beim Starten wurden zusätzlich 15 Minuten Totzeit zur Vorbereitung des Zündvorgangs berücksichtigt, sodass die Verzögerung bis zum Erreichen der Nennleistung beim Starten insgesamt 30 Minuten beträgt, was mit den Messungen zur Sprungantwort übereinstimmt. In Simulationsrechnungen wurden der Einfluss der Verstärkungsfaktoren, des Anti-Windup, der Umgebungstemperaturen und weiterer Parameter untersucht [11].

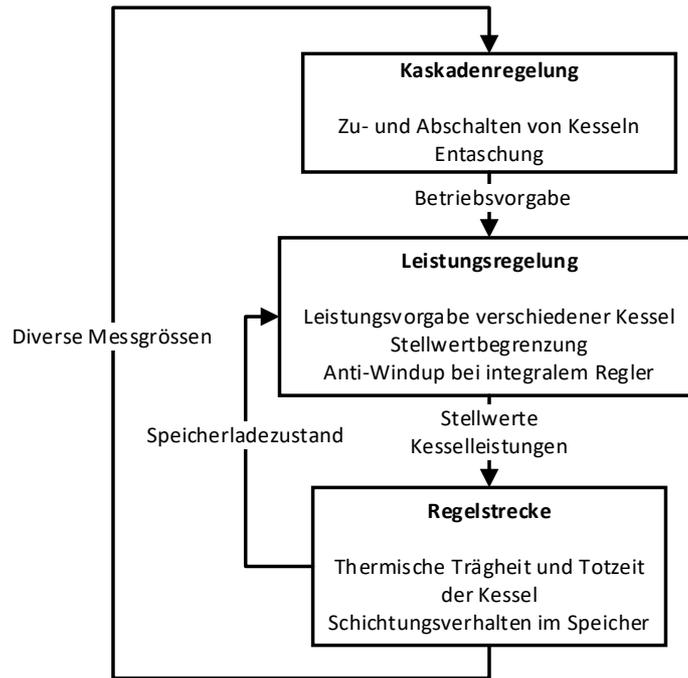


Bild 15 Aufbau des Regelsystems.

4.1.3 Tages- und Jahresprofil des Wärmedarfs

Als Basis zur Untersuchung typischer Anwendungen dient das Lastprofil des Fernwärmenetzes der Anlage 1 im Schweizer Mittelland nach Bild 16.

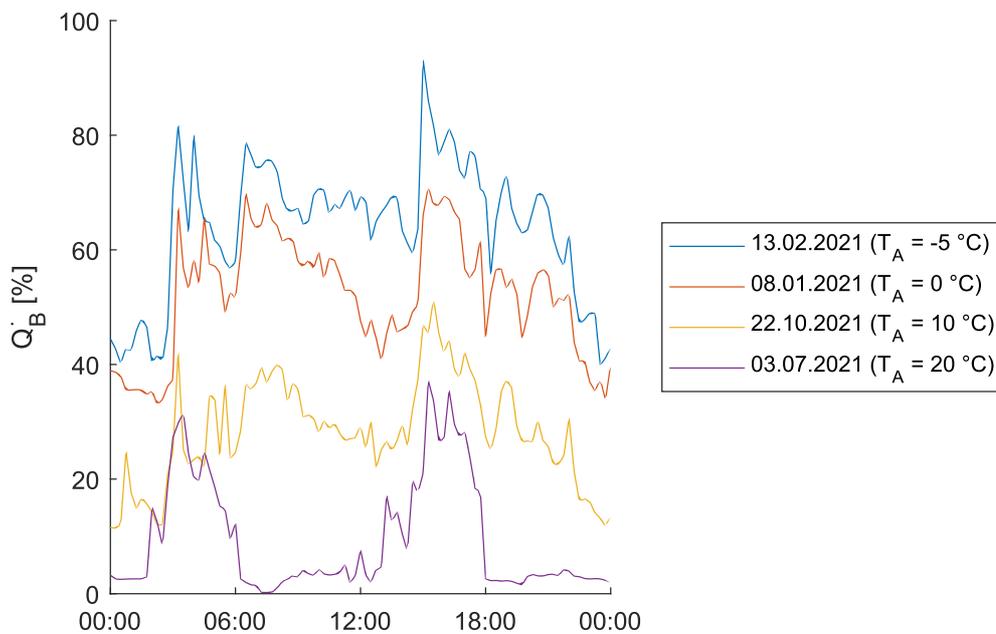


Bild 16 Gemessene Tageslastprofile eines Fernwärmenetzes im Schweizer Mittelland zur Berechnung des zeitlichen Verlaufs des Wärmeleistungsbedarfs.

Die Lastprofile zeigen Lastspitzen vor 6:00 h und vor 18:00 h, die durch die Bereitstellung von Warmwasser entstehen und hohe Anforderungen an die Kaskaden- und Leistungsregelung der Wärmeerzeugung stellen. Für das Modell werden vier Tagesprofile bei Umgebungstemperaturen zwischen -5 °C und 20 °C verwendet und anhand der über ein Jahr aus Meteodaten bekannten Umgebungstemperaturen Tagesprofile interpoliert [7]. Bild 17 zeigt die Lastkennlinie und Bild 18 den simulierten Jahresverlauf des Wärmeleistungsprofils. Für jede Simulation wurde der Anlagenbetrieb zur Deckung des Wärmeleistungsbedarfs über ein Jahr in Zeitschritten von einer Minute berechnet.

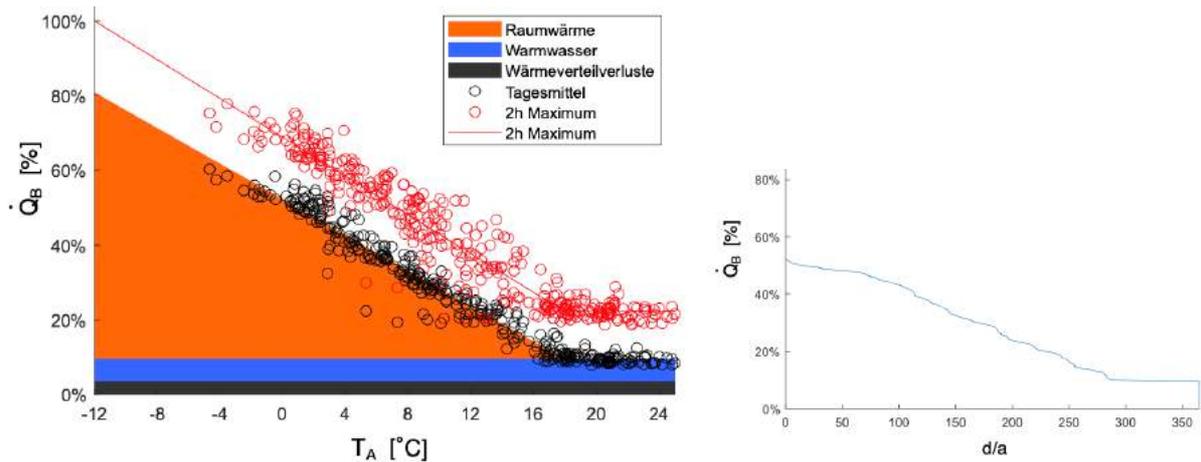


Bild 17 Links: Gestapelte Lastkennlinie des mittleren täglichen Wärmeleistungsbedarfs und des maximalen Wärmeleistungsbedarf während zwei Stunden in Funktion des Tagesmittelwerts der Umgebungstemperatur bezogen auf die installierte Kesselleistung. Punkte: Messdaten. Rechts: Jahresdauerlinie des Wärmeleistungsbedarfs.

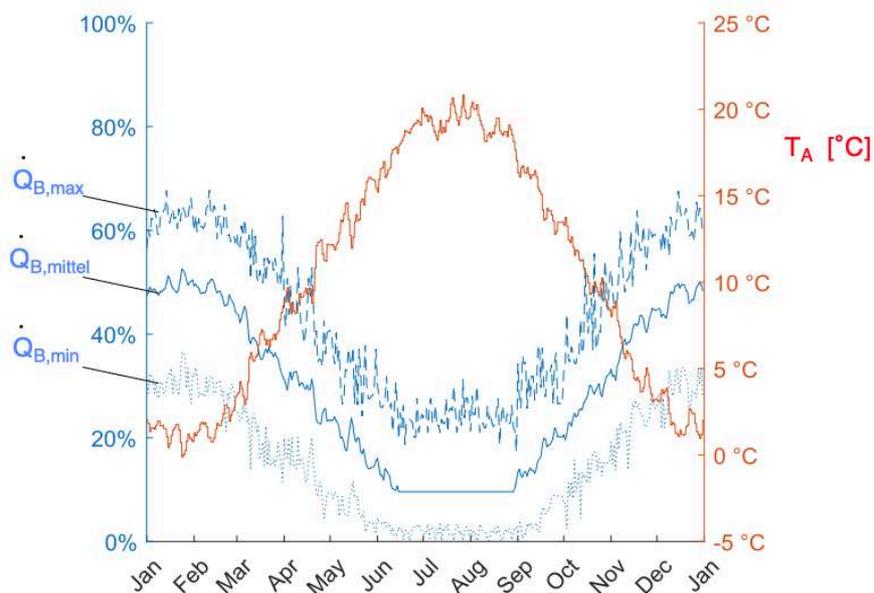


Bild 18 Tagesmitteltemperatur und simulierter Jahresverlauf des Wärmeleistungsbedarfs.

4.2 Resultate

4.2.1 Untersuchte Varianten und Vergleich mit Messdaten

Als Basisfall zur Modellierung wurde eine Kaskadenregelung mit individuellen Zu- und Abschaltbedingungen verwendet und damit ein Betrieb simuliert, der den im obigen Beispiel beschriebenen Tageswärmebedarf an 365 Tagen deckt. Zudem wurde der Betrieb für Anlagen mit ein bis vier Holzkesseln modelliert, welche über eine Speicherkapazität von 30, 45, 60 und 120 Minuten bezogen auf die installierte Leistung verfügen. Im Weiteren wurde der Modulationsbereich mit einer minimalen Leistung ab 15 %, 30 % und 50 % der Nennleistung sowie bei 100 % der Nennleistung (also ohne Leistungsmodulation) untersucht. Zusätzlich wurde der Effekt der Glättung von Leistungsspitzen untersucht.

Für die Praxisanlage 1 wurde dem Modell das effektive Wärmebedarfsprofil hinterlegt und damit die Anzahl Starts bestimmt und mit der in der Praxis ermittelten Anzahl verglichen. In Phase 1 wurden ähnliche Werte gefunden, während sich für Phase 2 nach Änderung des Regelan-satzes Abweichungen ergaben. Allerdings weist die effektive Regelung noch Faktoren auf, die im Modell nicht berücksichtigt sind. Zudem führt das Verhalten bei ungünstiger Schichtung zu nicht eindeutig definierten Zuständen. Das Verhalten der Praxisanlagen konnte deshalb nicht exakt modelliert werden, weshalb die Resultate der Modellierung keinen Anspruch auf Korrektheit der absoluten Zahlen haben, aber dennoch die qualitative Wirkung einzelner Effekte aufzeigen. Für die Berechnungen der in Kapitel 4.2.2 und 4.2.3 beschriebenen Resultate erfolgte zudem keine Beschränkung des Betriebs durch Schwachlastbedingungen, weshalb die Auswertungen auch Anwendungsfälle umfassen, die nicht praxisgerecht sind. Der schlechteste Fall bildet dabei eine Anlage mit einem nicht-modulierenden Kessel und 30 Minuten Speicherkapazität, was zur Versorgung eines Fernwärmenetzes ungeeignet ist. Die Auswirkung einer Schwachlastbedingung wird in Kapitel 4.2.4 separat beschrieben.

4.2.2 Einfluss von Anzahl Kessel, Leistungsmodulation und Speicherkapazität

Tabelle 4 zeigt die Anzahl jährlicher Starts für eine Heizzentrale mit ein bis vier Holzkesseln. Die Spalten im linken Bereich zeigen Resultate für Kessel, bei denen keine periodische Entaschung notwendig wäre. Die Spalten im rechten Bereich zeigen die Resultate für Kessel, die nach 12 Betriebsstunden zur periodischen Entaschung abgeschaltet werden. Im oberen Teil der Tabelle ist die jährliche Anzahl Starts pro Kessel dargestellt, im unteren die Anzahl Starts der Gesamtanlage. Die jährliche Anzahl Starts pro Kessel entspricht einem Mittelwert unter der Annahme, dass alle Kessel die gleiche Anzahl Starts pro Jahr aufweisen. Im Anschluss sind die Resultate zusätzlich in zwei Sets von Grafiken wie folgt visualisiert:

- Bild 19 zeigt die jährliche Anzahl Starts in Funktion der Speicherkapazität mit der minimalen Kesselleistung als Scharparameter. Die y-Achse links zeigt die jährliche Anzahl Starts der Gesamtanlage, die y-Achse rechts die jährliche Anzahl Starts pro Kessel.
- Bild 20 und Bild 21 zeigen die jährliche Anzahl Starts als Balkendiagramme in Funktion der minimalen Kesselleistung, wobei die jährliche Anzahl Starts für Kessel ohne Entaschung (blau) und für Kessel mit Entaschung (blau plus rot) unterschieden werden. Die rot dargestellte Differenz entspricht somit der jährlichen Anzahl Starts, die zusätzlich wegen der für die Entaschung notwendigen Unterbrüche auftreten.

Die Resultate zeigen folgende Trends:

- Das Modell weist für Kaskadenanlagen mit periodischer Entaschung und 60 Minuten Speicherkapazität sowie einer Leistungsmodulation bis 50 % bei drei Kesseln rund 1500 und bei vier Kesseln rund 2260 jährliche Starts der Gesamtanlage aus, was rund 500 bzw. 565 Starts pro Kessel entspricht.
- Ohne Leistungsmodulation resultieren rund 40 % höhere Werte, die Anzahl Starts wird durch die Leistungsmodulation also um rund 30 % reduziert.
- Bei Kaskadenanlagen mit drei und vier Kesseln und periodischer Entaschung alle 12 Betriebsstunden verursacht die Entaschung rund die Hälfte der jährlichen Starts, nämlich bei drei Kesseln rund 54 % und bei vier Kesseln rund 45 %.
- Eine Verdopplung der Speicherkapazität vermindert die jährliche Anzahl Starts einer Anlage mit periodischer Entaschung um rund 25 %, eine Halbierung erhöht sie um rund 45 %. Eine Verminderung von 60 Minuten auf 40 Minuten, was der aktuellen Empfehlung von QMH entspricht, erhöht die Anzahl Starts um rund 20 %.
- Das Modell beschreibt die Versorgung eines Wärmeverbrauchsprofils mit ausgeprägten Bedarfsspitzen, weshalb die Anzahl Starts bei einem ausgeglicheneren Verbrauchsprofil kleiner ausfallen kann. Demgegenüber setzt das Modell eine ideale Schichtung des Speichers und weitere Vereinfachungen voraus, deren Nichterfüllung die Anzahl Starts in der Praxis erhöhen kann.

Daraus können folgende Forderungen zur Verminderung der Anzahl Starts abgeleitet werden:

1. Optimierung der Entaschungsvorgänge
2. Anwendung einer zeitlich unbegrenzten Leistungsmodulation auf alle Kessel der Kaskade
3. Vor allem bei Anlagen ohne Leistungsmodulation: Vergrößerung der Speicherkapazität.

4.2.3 Einfluss des Wärmeleistungsprofils

Bei Kaskadenanlagen mit 60 Minuten Speicherkapazität oder weniger führt eine Verminderung der Lastspitzen zu einer Reduktion der jährlichen Anzahl Starts [7]. Für das untersuchte Beispiel wurde der Effekt einer Glättung des Wärmebedarfprofils durch eine gleitende Mittelwertbildung über 1, 2, 4 und 8 Stunden untersucht. Die Auswertung zeigt, dass für eine Reduktion der Anzahl Starts um rund 25 % eine Glättung von 2 Stunden erforderlich ist, während eine weitere Glättung kaum noch eine Verbesserung bringt. Bei einer Vergrößerung der Speicherkapazität auf 120 Minuten ist kein Einfluss mehr erkennbar.

Tabelle 4 Anzahl jährlicher Starts pro Kessel (oben) und der Gesamtanlage (unten).

Starts pro Kessel		Kessel ohne Entaschung				Kessel mit Entaschung			
Anzahl Kessel	Q_{\min}/Q_{nenn}	Speicherkapazität				Speicherkapazität			
		30 Min	45 Min	60 Min	120 Min	30 Min	45 Min	60 Min	120 Min
1	15%	1127	595	356	207	1854	1281	960	699
	30%	1589	1019	710	363	1986	1445	1119	752
	50%	2385	1728	1314	721	2567	1921	1520	937
	100%	3435	2757	2261	1391	3493	2797	2335	1461
2	15%	195	101	59	3	694	543	476	401
	30%	357	227	179	105	761	601	525	419
	50%	689	498	414	195	949	739	638	451
	100%	1595	1198	934	513	1755	1332	1103	661
3	15%	212	103	69	16	621	487	440	391
	30%	330	189	119	52	660	522	459	397
	50%	457	306	231	127	722	559	503	393
	100%	1313	832	592	358	1382	933	737	480
4	15%	207	146	71	2	631	529	474	388
	30%	364	247	181	58	700	580	515	390
	50%	533	402	312	143	779	638	565	421
	100%	1167	806	623	381	1282	932	771	519

Starts der Gesamtanlage		Kessel ohne Entaschung				Kessel mit Entaschung			
Anzahl Kessel	Q_{\min}/Q_{nenn}	Speicherkapazität				Speicherkapazität			
		30 Min	45 Min	60 Min	120 Min	30 Min	45 Min	60 Min	120 Min
1	15%	1127	595	356	207	1854	1281	960	699
	30%	1589	1019	710	363	1986	1445	1119	752
	50%	2385	1728	1314	721	2567	1921	1520	937
	100%	3435	2757	2261	1391	3493	2797	2335	1461
2	15%	390	202	118	6	1388	1086	952	802
	30%	714	454	358	210	1522	1202	1050	838
	50%	1378	996	828	390	1898	1478	1276	902
	100%	3190	2396	1868	1026	3510	2664	2206	1322
3	15%	636	309	207	48	1863	1461	1320	1173
	30%	990	567	357	156	1980	1566	1377	1191
	50%	1371	918	693	381	2166	1677	1509	1179
	100%	3939	2496	1776	1074	4146	2799	2211	1440
4	15%	828	584	284	8	2524	2116	1896	1552
	30%	1456	988	724	232	2800	2320	2060	1560
	50%	2132	1608	1248	572	3116	2552	2260	1684
	100%	4668	3224	2492	1524	5128	3728	3084	2076

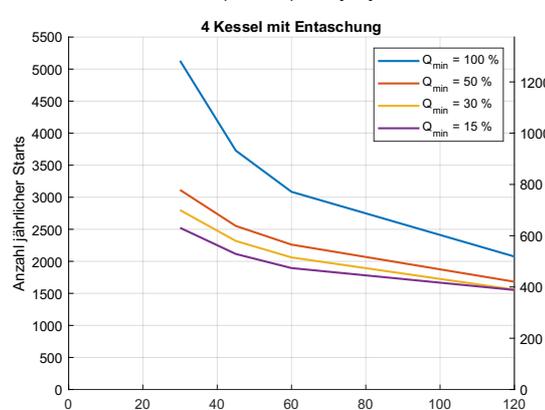
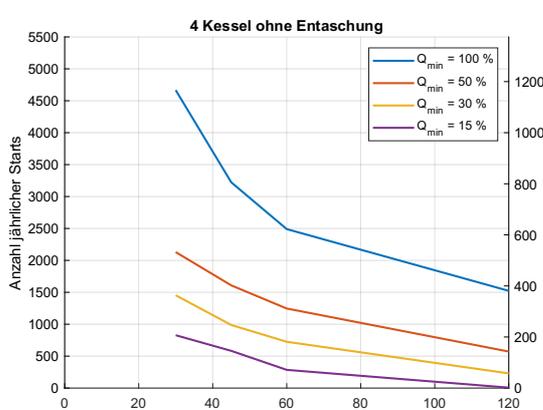
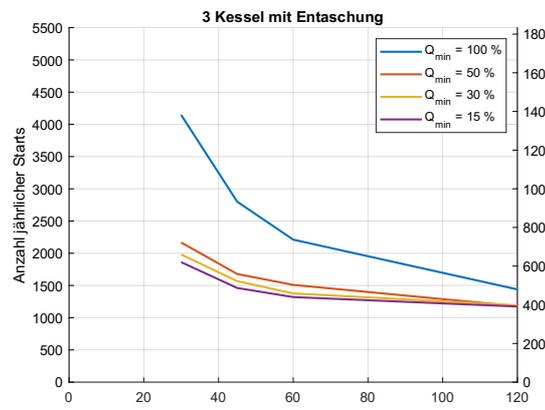
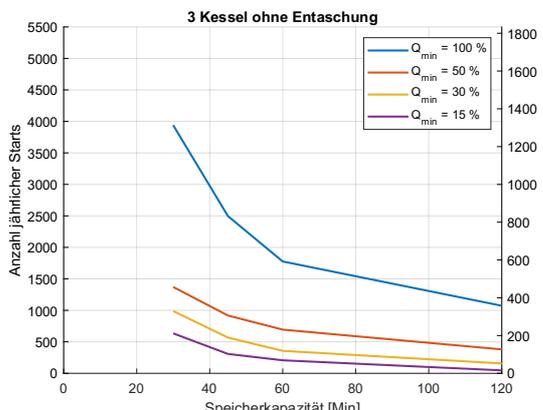
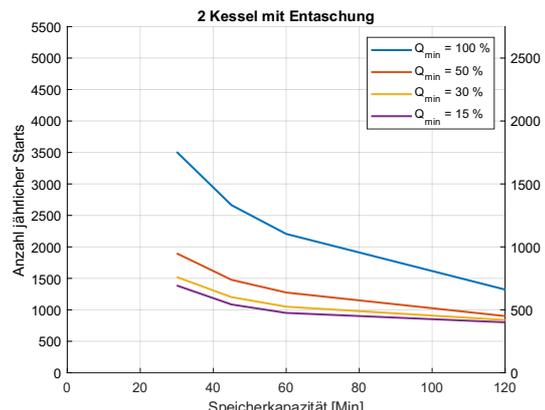
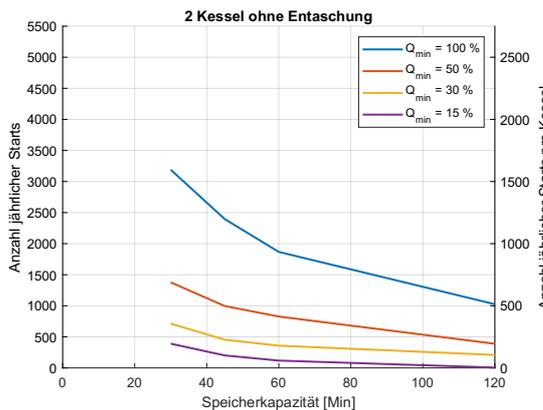
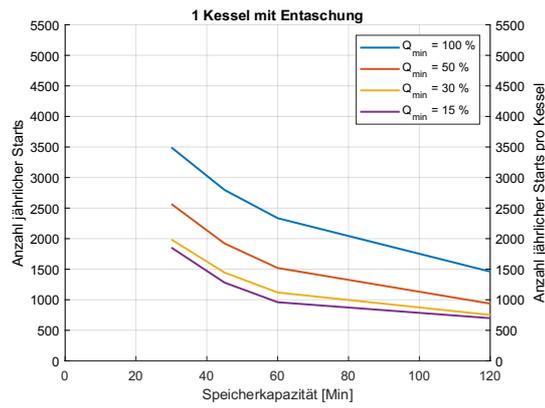
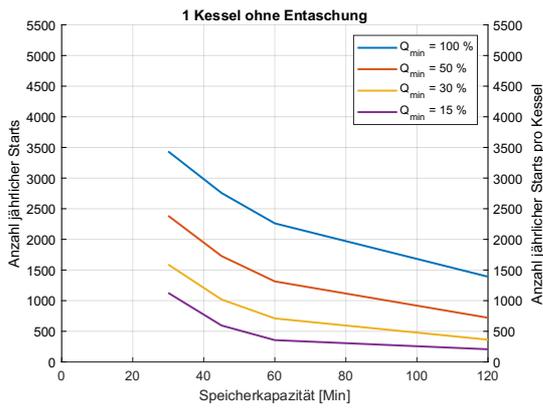


Bild 19 Anzahl jährlicher Starts in Funktion der Speicherkapazität und der minimalen Kesselleistung für 1 bis 4 Kessel (v.o.n.u.). Links: ohne Entaschung, rechts: mit Entaschung alle 12 h.

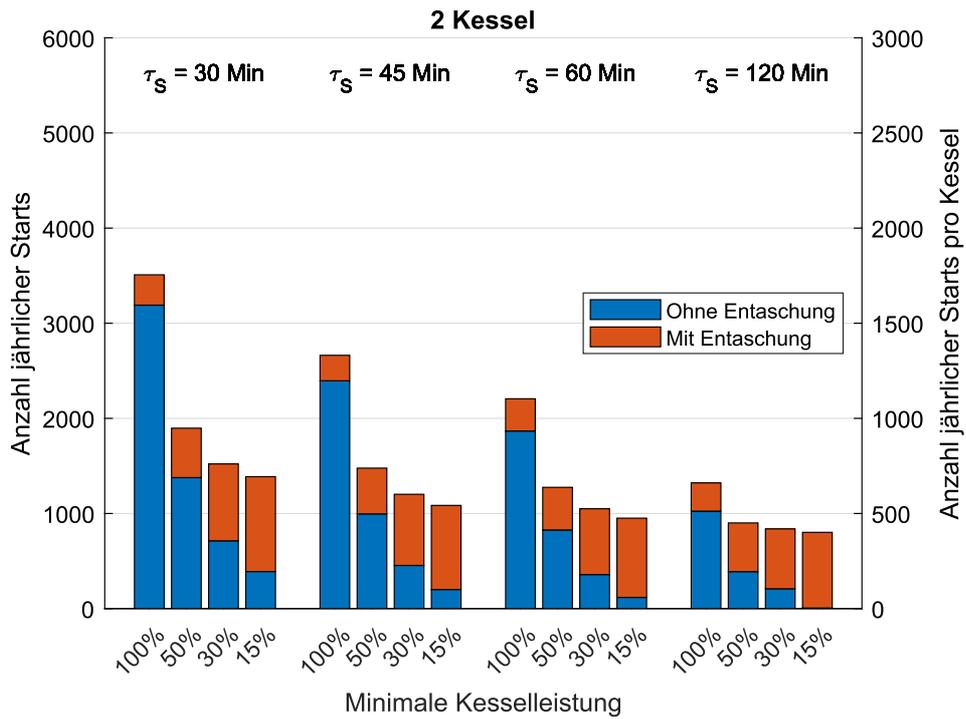
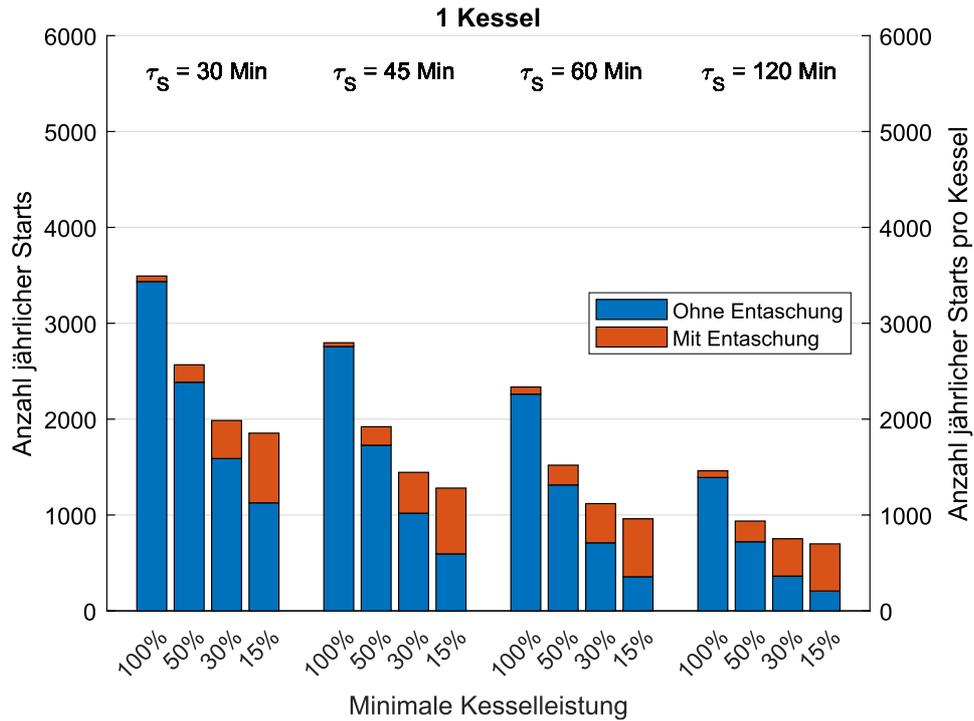


Bild 20 Anzahl jährlicher Starts in Funktion der minimalen Kesselleistung und der Speicherkapazität für Anlagen mit 1 Kessel (oben) und 2 Kessel (unten).
 Linke Skala: Anzahl jährlicher Starts der Gesamtanlagen.
 Rechte Skala: Anzahl jährlicher Starts pro Kessel.

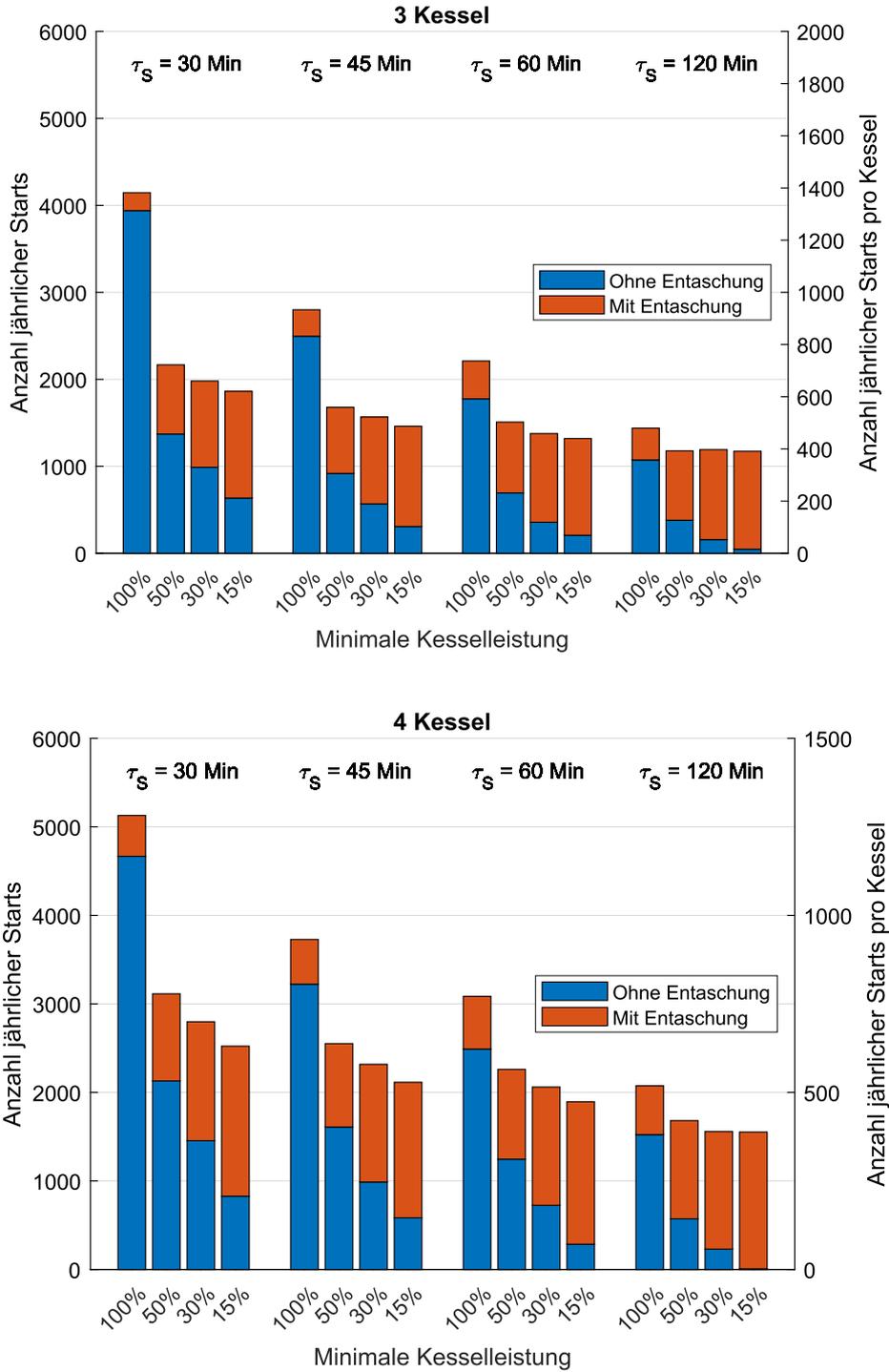


Bild 21 Anzahl jährlicher Starts in Funktion der minimalen Kesselleistung und der Speicherkapazität für Anlagen mit 3 Kessel (oben) und 4 Kessel (unten).
 Linke Skala: Anzahl jährlicher Starts der Gesamtanlagen.
 Rechte Skala: Anzahl jährlicher Starts pro Kessel.

4.2.4 Einfluss des Schwachlastbetriebs

In einer zusätzlichen Simulation wurde der Einfluss einer Schwachlastbedingung in Anlehnung an QMH [10] für eine Anlage mit ein bis vier Holzkesseln und einem fossilen Zusatzkessel untersucht [12]. Um eine einheitliche Beurteilung zu ermöglichen, wurde für alle Konfigurationen für jeden Tag im Jahr geprüft, ob zur Deckung des Wärmebedarfs ein mindestens 12-stündiger Betrieb eines Holzkessels bei Minimalleistung möglich ist. Wenn diese Bedingung erfüllt ist, erfolgt die Wärmeerzeugung an diesem Tag mit Holz, andernfalls mit einer fossilen Zusatzheizung. Die Berechnungen erfolgen für das in Kapitel 4.1 beschriebene Wärmebedarfprofil für jeden Tag des Jahres, wobei der Modulationsbereich der Holzkessel in 10 %-Schritten verändert wird. Die Resultate in Tabelle 5 zeigen, dass ein fossilfreier Betrieb mit Einhaltung der Schwachlastbedingungen für folgende Konfigurationen möglich ist: Einkesselanlage mit Leistungsmodulation ab 10 %, Zweikesselanlage ab 30 %, Dreikesselanlage ab 40 %, Vierkesselanlage ab 60 %. Die Resultate zeigen, dass der erforderliche Modulationsbereich mit zunehmender Anzahl Kessel abnimmt und dass auch mit vier Kesseln noch eine Modulation notwendig ist.

Tabelle 5 Fossiler Anteil am Jahreswärmebedarf für Holzheizwerke mit einem bis vier Holzkesseln für verschiedene Regelbereiche und einem fossilen Zusatzkessel [12].
Grüner Bereich: Fossilfreier Betrieb mit Einhaltung der Schwachlastbedingung.
Blau < 5 %, orange < 15 %, rot ≥ 15% fossiler Anteil.

Leistungsmodulation der Holzkessel	Anzahl Holzkessel			
	1	2	3	4
100 %	97 %	27 %	17 %	12 %
90%–100 %	66 %	24 %	16 %	11 %
80%–100 %	53 %	22 %	15 %	11 %
70%–100 %	44 %	20 %	13 %	3 %
60%–100 %	35 %	18 %	12 %	0 %
50%–100 %	26 %	16 %	2 %	0 %
40%–100 %	19 %	14 %	0 %	0 %
30%–100 %	13 %	0 %	0 %	0 %
20%–100 %	10 %	0 %	0 %	0 %
10%–100 %	0 %	0 %	0 %	0 %

5 Schlussfolgerungen

Die untersuchten Kaskadenanlagen mit Holzkesseln und Wärmespeicher ermöglichen eine fossilsfreie Wärmeerzeugung mit Energieholz zur Versorgung typischer Fernwärmenetze. Die Anlagen wiesen vor Anpassungen im Mittel zwischen rund 600 und 1000 jährliche Starts pro Kessel sowie zwischen 1800 und 2600 Starts pro Anlage auf.

Im Mittel wurden rund die Hälfte der Anfahrvorgänge durch die nach sechs bis 12 Stunden Betrieb ausgelösten automatischen Entaschungen verursacht. Diese Starts können weder durch eine Vergrößerung der Wärmespeicherkapazität noch durch Anpassung der Regelparameter vermieden werden.

Nach Analyse des Betriebsverhaltens wurden an einer Anlage folgende Optimierungsmaßnahmen identifiziert und umgesetzt:

1. Vermeidung von durch Entaschungen verursachten Lücken der Wärmeproduktion
2. Vermindern von grossen Lastsprüngen durch gleichzeitige Boilerladungen
3. Umstellung des Regelungskonzepts auf individuelle Zu- und Abschaltbedingungen
4. Erweiterung des Regelbereichs der Leistungsmodulation.

Damit konnte die Anzahl Startvorgänge von rund 600 auf 350 Starts pro Jahr und Kessel vermindert werden.

Die Untersuchung zeigt den Nutzen eines Wärmespeichers und bestätigt die Empfehlung von QM Holzheizwerke von einer Stunde Speicherkapazität für zwei Drittel der bei einer Zweikesselanlage installierten Leistung als sinnvolle Grösse. Der Speicherbedarf von Anlagen mit drei und mehr Kesseln ist nicht kleiner als bei Anlagen mit zwei Kesseln, weshalb empfohlen wird, Speicher für Anlagen mit zwei oder mehr Kesseln nach den gleichen Kriterien auszulegen.

Eine grössere Speicherkapazität ermöglicht zwar eine weitere Reduktion der Anzahl Starts, die Wirkung ist aber mit rund 25 % Reduktion bei Verdopplung der Kapazität verhältnismässig gering. Demgegenüber bietet die Ausschöpfung der Leistungsmodulation aller Kessel über den gesamten Modulationsbereich ab 50 % Leistung ein mit 30 % etwas grösseres Reduktionspotenzial, das zudem keinen apparativen Aufwand verursacht.

Durch die Vermeidung von ausgeprägten Lastspitzen können die Anzahl Starts im untersuchten Beispiel um rund 25 % reduziert werden. Je geringer die Speicherkapazität ist, umso besser müssen die Lastspitzen zur Vermeidung von Starts geglättet werden.

6 Optimierungsmassnahmen

Die Möglichkeiten zur Optimierung des Betriebs und der Regelung sind anlagenspezifisch und müssen zum Teil bereits in der Planung berücksichtigt werden. Nachfolgende Vorschläge basieren auf den Erfahrungen mit den untersuchten Anlagen und der Modellierung und sind nicht für alle Anwendungen gültig oder umsetzbar.

1. Zuschaltbedingungen für Kessel sollten auf einem Speicherladezustand basieren, der auf dem für die Wärmeabnehmer nutzbaren, hohen Temperaturniveau basiert.
2. Lücken in der Wärmeproduktion sollten vermieden werden. Dazu sollte die Regelung Situationen mit ungenügender Wärmeproduktion erkennen und die periodische Abschaltung zur Entaschung durch vorausschauende Zuschaltung eines anderen Kessels berücksichtigen.
3. Sprunghafte Änderungen des Wärmeleistungsbedarfs sollten begrenzt werden, indem Ladung von Warmwasserboilern sowie der Beginn und das Ende von Nachtabenkungen zeitlich gestaffelt werden. Zur Vermeidung von Mehrfachzuschaltungen sollten Bedarfsprünge soweit möglich auf die Leistung eines Holzkessels begrenzt werden.
4. Die Zuschaltbedingung für den ersten Kessel einer Kaskade sollte hoch gewählt werden (z.B. 75 % Speicherladezustand mit einer kalten Referenztemperatur von 60 °C). Die Zuschaltbedingung für den letzten Kessel sollte tief gewählt werden (zur Vermeidung von Unterdeckung aber nicht unter 15 % Speicherladezustand) und für modulierende Kessel sollte die Leistungsregelung nach dem Kesselstart frühzeitig freigegeben werden. Bei steigendem Speicherladezustand sollten die Kessel erst bei gegen 100 % Ladezustand ausgeschaltet werden.
5. Für einen guten Praxisbetrieb ist entscheidend, dass die Regelung gut nachvollziehbar ist und die Parameter geeignet eingestellt werden. Zudem ist sicherzustellen, dass die Regelung bei Änderungen der Bedingungen zum Beispiel durch Netzausbau oder Erweiterung der Heizzentrale angepasst wird.
6. Da bei optimiertem Anlagenbetrieb die Entaschungen den Hauptteil der Starts verursachen, wäre für eine weitere Reduktion der Anzahl Starts eine Verlängerung der Intervalle zwischen den Entaschungen notwendig.

7 Ausblick

Mit der vorliegenden Arbeit wurden Erfahrungen zum Betrieb von Heizzentralen mit mehreren Holzkesseln und Wärmespeicher gesammelt. Als oft verwendetes und einfach messbares Kriterium für den Anlagenbetrieb dient dabei die Anzahl Starts. Für eine Beurteilung der Auswirkungen auf die Luftreinhaltung sind daneben jedoch zahlreiche weitere Kriterien entscheidend. In einer Folgearbeit wurde deshalb eine Methode zur Bestimmung der Schadstofffrachten auf Basis von Emissionsfaktoren bei stationärem und bei transientem Betrieb entwickelt und damit eine erste Abschätzung durchgeführt [12]. Die Datenlage zu Emissionsfaktoren bei transienten Betriebsphasen ist jedoch ungenügend und sollte mit systematischen Untersuchungen verbessert werden. Erste Daten an einzelnen Anlagen werden aktuell in einem Messprojekt von Verenum erhoben, das von folgenden Institutionen unterstützt wird: Holzfeuerungen Schweiz, Bundesamt für Umwelt sowie die Kantone Aargau, Bern, Freiburg, Graubünden, Luzern, St. Gallen und Zürich. Als Alternative zur fossilfreien Wärmeerzeugung sind daneben Entwicklungen für Wärmeerzeuger mit einem grösseren Modulationsbereich von Interesse. Da das nachhaltig nutzbare Potenzial an Energieholz daneben nur für einen Teil des Bedarfs an Prozesswärme und Gebäudewärme reicht, sollte Energieholz prioritär für hochwertigere Anwendungen als monovalente Gebäudewärme eingesetzt werden. Nebst Prozesswärme bei hohen Temperaturen sind dies die Wärme-Kraft-Kopplung sowie das Potenzial zur Deckung von Wärmebedarfsspitzen im Winter in Ergänzung zu mit erneuerbarer Elektrizität betriebenen Wärmepumpen.

8 Literatur

- [1] Hammer, S.; Soini, M.; Iten, R.; Nussbaumer, T.; Zotter, P.: *Analyse von Hemmnissen und Massnahmen zur Ausschöpfung des Holzenergiepotenzials*, Infras und Verenum im Auftrag Bundesamt für Energie, Bern 2021
- [2] Thees, O.; Burg, V.; Erni, M.; Bowman, G.; Lemm, R.: Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung. Ergebnisse des Schweizerischen Energiekompetenzzentrums SCCER BIOSWEET. WSL, Birmensdorf, WSL Berichte Heft 57, 2017
- [3] Müller, B.: LRV-Revision 2018 und Anpassungen zu Messempfehlungen, *15. Holzenergie-Symposium*, ETH Zürich, 14.9.2018, 41–52
- [4] QM Holzheizwerke: *Planungshandbuch*, Schriftenreihe QM Holzheizwerke Band 4, C.A.R.M.E.N. e.V. Straubing 2022, 3. Auflage, 253 Seiten, ISBN 978-3-937441-96-2
- [5] Good, J.; Jenni, A.; Nussbaumer, T.: Sparpotenzial durch Systemoptimierung, *HK Gebäudetechnik*, 12 2005, 19–22
- [6] Nussbaumer, T.; Thalmann, S.: Netzdimensionierung mit „THENA“ und Fernwärme-Optimierung durch Wärmespeicher und Betrieb, *15. Holzenergie-Symposium*. ETH Zürich 14.9.18, Verenum Zürich, ISBN 3-908705-36-3, 25–38
- [7] Nussbaumer, T.; Good, J.; Schumacher, F.; Lauber, A.: *Holzessel Kaskadenanlagen mit Speicher (HoKaSpe)*, Bundesamt für Energie, Bern 2022, 104 Seiten
- [8] QM Holzheizwerke: *Standardschaltungen Teil I*, Schriftenreihe QM Holzheizwerke Band 2, C.A.R.M.E.N. e.V., 2. erweiterte Auflage, 2010, ISBN 978-3-937441-92-1
- [9] Cercl’Air: *Cercl’Air-Empfehlung Nr. 31p, Vollzugsblätter Emissionsüberwachung, Holzfeuerungen über 70 kW_{FWL}*, Kapitel 2.9 und 4.3, Stand Januar 2022
- [10] QM Holzheizwerke: FAQ 12: QM Holzheizwerke 2009
- [11] Schumacher, F.; Good, J.; Nussbaumer, T.: Modellierung von Holzheizung, Wärmespeicher und Fernwärmenetz, *16. Holzenergie-Symposium*. ETH Zürich, 11.09.2020, ISBN 3-908705-38-X, 79–98
- [12] Schumacher, F.; Nussbaumer, T.: Four approaches for the year-round operation of wood-fired heating plants with low pollutant emissions. In Vorbereitung. 2022.

Verdankung

Die Untersuchung wurde vom Bundesamt für Energie unterstützt und in Zusammenarbeit mit Allotherm AG, Heitzmann AG, Liebi LNC AG und Schmid AG energy solutions durchgeführt. Zusätzlich haben Holzenergie Schweiz, Holzfeuerungen Schweiz und Energie Ausserschwyz AG in der Begleitgruppe mitgearbeitet.

Neue Konzepte für 15 % Tieflastbetrieb und adaptive Feuerungsregelung an automatischen Holzheizkesseln

Reinhold Spörl und Dietrich Vogel

Schmid AG energy solutions, 8320 Eschlikon

Zusammenfassung

In diesem Manuskript werden zwei aktuelle Neuentwicklungen der Schmid AG vorgestellt: Die adaptive Feuerungsregelung «Personal Touch Revolution Adaptive» sowie eine Weiterentwicklung des Holzfeuerungstyps UTSR, der einen Tieflastbetrieb des Heizkessels mit bis zu 15 % der Nennwärmeleistung ermöglicht. Diese Entwicklungen bieten zahlreiche Vorteile, die sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit der entsprechend ausgestatteten Holzheizkessel auswirken.

So erlaubt die adaptive Feuerungsregelung auch bei variabler Brennstoffqualität eine Verbrennung mit konstant tiefem Restsauerstoff und damit eine hohe Effizienz. Da die Nachjustierung der Feuerungseinstellungen automatisch und ohne Bedienereingriff erfolgt, wird der Betriebsaufwand zur Anpassung der Betriebsparameter erheblich reduziert. Durch die automatische Nachführung wird der Holzheizkessel jederzeit optimal und schonend betrieben, auch beispielsweise bei Änderungen der Brennstoffqualität in Abwesenheit des Heizwerts. Dadurch wird der Verschleiss an Rost und Brennkammer der Holzfeuerung reduziert. Ein Abgleich des gemessenen Ist-Werts mit dem Soll-Wert der Wärmeerzeugung erlaubt eine automatische Nachjustierung der Anlage bei Änderungen im Heizwert des Brennstoffs, sodass die angestrebte Sollleistung auch bei verändertem Brennstoff stets erreicht wird. Dies erlaubt eine optimale Ausnutzung der installierten Wärmeerzeugungskapazität durch Minimierung der Abweichung bei der Regelung der Wärmeleistung von Holzheizkesseln.

Für den Tieflastbetrieb bei bis zu 15 % der Nennleistung werden Schmid-Holzheizkessel vom Typ UTSR mit einem Luftvorwärmer und einem temperaturgeregelten Kesselbypass ausgerüstet, um zu kalten Verbrennungs- und Abgastemperaturen bei sehr tiefer Leistung entgegenzuwirken. Der Einsatz der UTSR-Brennkammern mit massiver Feuerfestauskleidung und grossem Brennkammervolumen wirkt sich im Tieflastbetrieb positiv aus, um die Verbrennungsbedingungen zu verstetigen und so in einem optimalen Bereich zu halten. Der Tieflastbetrieb erlaubt eine Einsparung von Investitionskosten sowie eine verbesserte Flexibilität im Anlagenbetrieb bei gleichzeitig zuverlässiger Einhaltung von gesetzlichen Emissionsgrenzwerten und der geforderten Filterverfügbarkeit. Die Einhaltung dieser Anforderungen wurde im Rahmen von Langzeitmessungen an einem UTSR-900 Heizkessel mit 900 kW Nennleistung nachgewiesen, der mit einer Teillast von rund 135 kW betrieben wird.

1 Einleitung: Aktuelle Anforderungen an automatische Holzheizkessel

Heizwerke stehen stets im Spannungsfeld zwischen Wirtschaftlichkeit, Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Einhaltung gesetzlicher Vorgaben beispielsweise in Bezug auf Abgasemissionen. Die Schmid AG als Hersteller von automatischen Holzheizkesseln ist bestrebt für ihre Kunden optimale Lösungen zu entwickeln, sodass deren Heizwerke möglichst wirtschaftlich betrieben werden können. In diesem Manuskript werden zwei aktuelle Neuentwicklungen der Schmid AG vorgestellt: Kapitel 2 stellt die neu verfügbare «Personal Touch Revolution Adaptive» Feuerungsregelung vor, während in Kapitel 3 eine Weiterentwicklung des Holzfeuerungsstyps UTSR, der mit zusätzlichem Luftvorwärmer und Kesselbypass einen Tief- lastbetrieb mit bis zu 15 % der Nennwärmeleistung ermöglicht, dargestellt wird.

2 Adaptive Feuerungsregelung für Holzheizkessel

2.1 Nutzung variabler Brennstoffqualitäten

Holzheizwerke sind häufig mit variabler Qualität ihrer Brennstofflieferungen konfrontiert. So kann beispielsweise die Jahreszeit und auch das aktuelle Wetter den Wassergehalt und damit den Heizwert des Brennstoffs erheblich beeinflussen. Zudem werden auch aus wirtschaftlichen Gründen und um die Wärmeversorgung jederzeit sicherstellen zu können, wechselnde Brennstoffqualitäten eingesetzt. So kann ein Wechsel von Industrierestholz auf Waldrestholz mit einem Anstieg des Wassergehalts im Brennstoff von 10 % auf 40 % einhergehen. Dies entspricht einer Änderung im Heizwert von ca. 4.6 kWh/kg auf 2.9 kWh/kg oder einer Abnahme des Heizwerts um rund 40 %. Eine solche Änderung im Heizwert beeinflusst die Verbrennungstemperatur, die Feuerungsleistung und das Abbrandverhalten auf dem Rost erheblich. Im genannten Beispiel müssen die Verbrennungseinstellungen nachgeführt werden, um nach dem Brennstoffwechsel weiterhin einen vollständigen Ausbrand auf dem Rost, ausreichend hohe Brennkammertemperaturen für einen effizienten CO- und NO_x-Abbau und die Erzeugung der gewünschten Wärmeleistung sicherzustellen.

Nicht nur beim Wechsel von trockenem auf nassen Brennstoffen, sondern auch beim Wechsel von nassem auf trockene Brennstoffe oder bei Änderungen der Brennstoffstückigkeit bzw. Schüttdichte sind Nachjustierungen bei den Feuerungseinstellungen vorzunehmen. Herkömmlicherweise erfolgen solche Nachjustierungen durch einen Heizwart, welcher insbesondere die Einstellungen bezüglich Brennstoffeinschub, Abgasrückführung und Luftverteilung anpassen muss. Diese Anpassungen erfordern die Verfügbarkeit von erfahrenerm Bedienpersonal, um Fehler bei der Feuerungsführung zu vermeiden. Falsche Verbrennungseinstellungen führen dazu, dass Holzheizkessel nicht die gewünschte Wärmeleistung erzeugen, dass Emissionen erhöht und der Brennstoffausbrand verschlechtert ist, dass der Wirkungsgrad reduziert ist und dass es zu einem erhöhten Verschleiss am Rost und der Brennkammer kommt. Da die Zeitpunkte für Nachjustierungen am Heizkessel aufgrund der Abhängigkeit von der Bewirtschaftung des Brennstofflagers meist nicht genau geplant werden können, müssen entsprechende Holzheizkessel regelmässig, d.h. auch nachts, durch den Bediener überwacht

werden, um Fehleinstellungen zu vermeiden. Leider kommt es trotz der Bemühungen von Betreibern immer wieder dazu, dass Anlagen über Zeiträume von einigen Stunden bis hin zu Wochen nicht optimal betrieben werden. Die Schmid AG hat daher in den letzten Jahren ein neuartiges Feuerungsregelungskonzept entwickelt, welches mit Hilfe der Überwachung von Anlagenbetriebswerten automatisch in die Feuerungsführung eingreift und bei Änderungen der Brennstoffqualität die Feuerungseinstellungen automatisch nachführt. Die neue «Personal Touch Revolution Adaptive» Feuerungsregelung ist nun als Option für alle Schmid UTSR-Heizkessel von 700 kW bis 8000 kW verfügbar.

2.2 Personal Touch Revolution Adaptive Feuerungsregelung

2.2.1 Eigenschaften der adaptiven Feuerungsregelung der Schmid AG

Die «Personal Touch Revolution Adaptive» Feuerungsregelung justiert die Verbrennungseinstellungen automatisch nach, wenn sich die Brennstoffeigenschaften ändern. So wird auch bei variierendem Brennstoff erreicht, dass ein entsprechend ausgestatteter Holzheizkessel ohne Eingriffe durch einen Heizwart die gewünschte Sollleistung stets erreicht und mit minimaler Abweichung nachfährt. Ein tiefer Restsauerstoffgehalt von etwa 6 Vol.-% wird unabhängig vom Brennstoff dauerhaft erreicht. Dabei wird auch die Verbrennungstemperatur in einem optimalen Bereich gehalten. Zudem bewirkt die adaptive Feuerungsregelung, dass auf dem Rost jederzeit ein möglichst konstantes Glutbett eingestellt wird. Es wird also sowohl eine zu geringe Rostabdeckung wie auch ein Überfüllen des Rostes mit Brennstoff bzw. Glut vermieden.

2.2.2 Regelkreise

Im Folgenden wird das Regelungskonzept der «Personal Touch Revolution Adaptive» Feuerungsregelung kurz eingeführt. Die adaptive Feuerungsregelung nutzt insbesondere die folgenden Regelkreise zur Nachführung der Feuerungseinstellungen:

- Brennstoffregelung nach Restsauerstoffgehalt: Bei zu hohem Restsauerstoff wird die Brennstoffmenge in der Feuerung erhöht und bei zu tiefem Restsauerstoff reduziert.
- Leistungsregler: Die Sollleistung beeinflusst die Verbrennungsluftmenge und die Abgasrückführung. Bei zu tiefer Leistung werden die Luftmenge und die Abgasrückführung erhöht, bei zu hoher Leistung abgesenkt.
- Abgasrückführung: Die Verteilung von Luftvolumen zu Abgasrezirkulationsvolumen wird in Abhängigkeit von der Mauerungstemperatur und vom Wassergehalt im Brennstoff angepasst. Bei hohem Wassergehalt im Brennstoff und tiefer Mauerungstemperatur wird das Abgasrezirkulationsvolumen reduziert, bei tiefem Wassergehalt und hoher Mauerungstemperatur erhöht.
- Glutbetterkennung: Die Aufteilung von Primär- zu Sekundärluft sowie zwischen den Primärluftzonen wird in Abhängigkeit der Rostbelegung angepasst, um jederzeit eine konstante Belegung des Rostes mit Brennstoff/Glut sicherzustellen.

Die verschiedenen Regelkreise greifen ineinander und ermöglichen dadurch ein sanftes Ausregulieren äusserer Einflüsse.

2.2.3 Zusätzlich benötigte Sensorik

Für die «Personal Touch Revolution Adaptive» Feuerungsregelung werden zusätzliche Messsignale benötigt, um daraus Führungsgrößen für die Feuerungsregelung abzuleiten. Zwingend nötig sind ein Messsystem zur Bestimmung des aktuellen Wassergehalts des Brennstoffs in der Brennkammer, eine Leistungsmessung mittels Wärmezähler, die Erfassung der Belegung des Rostes (Betthöhe und -länge) mit Lichtschranken sowie ein robustes System zur Messung des Restsauerstoffs im Abgas.

2.2.4 Betriebserfahrungen

Die Schmid AG konnte bereits umfassende Erfahrungen mit der «Personal Touch Revolution Adaptive» Feuerungsregelung im Rahmen einer Reihe von Nullserie-Anlagen sammeln, welche teilweise bereits seit August 2020 mit der adaptiven Feuerungsregelung betrieben werden. Bild 1 und Bild 2 zeigen jeweils den Zeitverlauf zum Restsauerstoffgehalt, zur Soll-Leistung, zur Ist-Leistung und zum Brennstoffwassergehalt über 24 Stunden bei Betrieb mit unterschiedlichen Brennstoffen und Leistungen.

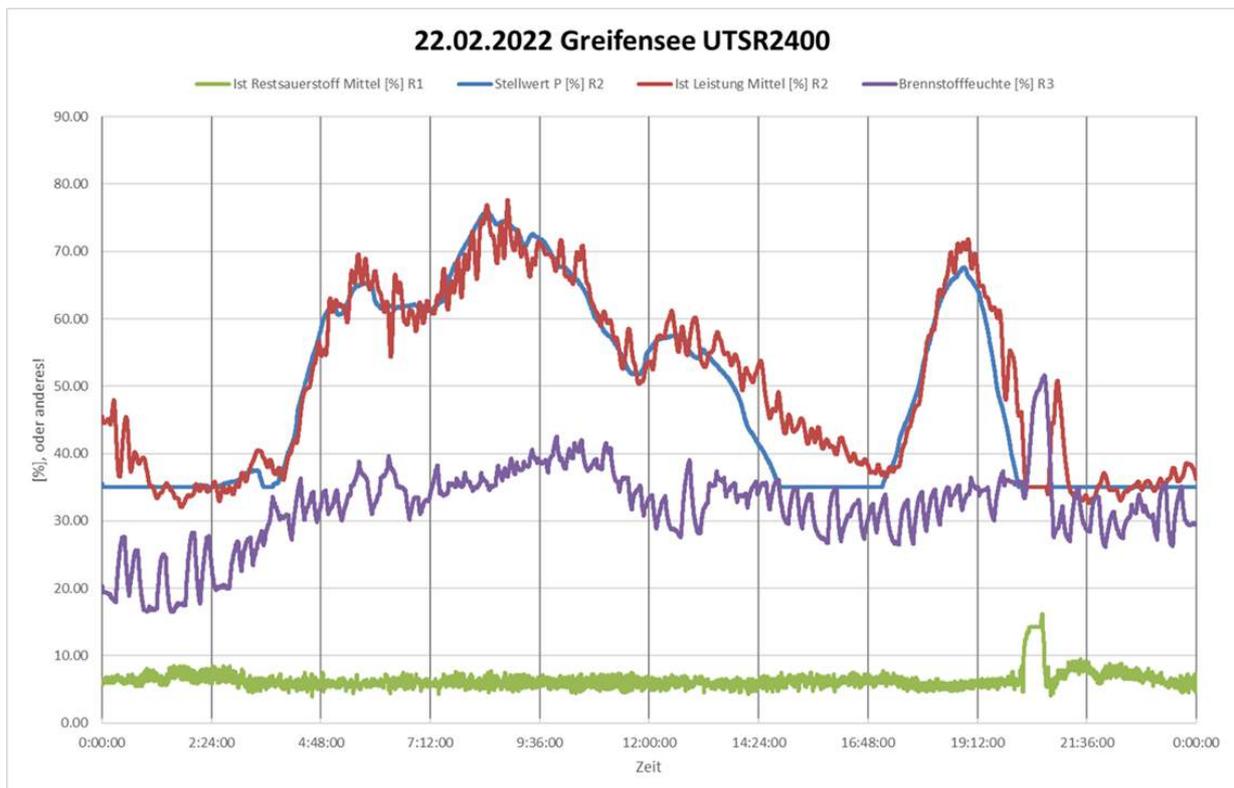


Bild 1 Zeitverlauf zum Restsauerstoffgehalt (grün), Soll-Leistung (blau), Ist-Leistung (rot) und Brennstoffwassergehalt (violett) über 24 Stunden an einem UTSR-2400.32 in Greifensee.

Bild 1 zeigt den Verlauf an einem UTSR-2400.32 in Greifensee, der mit Waldhackgut unterschiedlicher Feuchte von ca. 20 % bis 40 % betrieben wurde, während in Bild 2 der Verlauf an einem UTSR-1600.42 in Eschlikon mit einer Siloumschaltung von Industrierestholz mit unter 10 % Wassergehalt auf Waldrestholz mit ca. 30 % Wassergehalt dargestellt ist. Man erkennt in beiden Fällen, dass der Brennstoffwechsel sehr gut ausreguliert wird. Der Restsauerstoff wird vor, nach und während des Wechsels auf etwa 6 % ausgeregelt. Die gewünschte Sollleistung wird an beiden Anlagen trotz der grossen Änderungen im Wassergehalt sehr gut nachgefahren. Auch das Glutbett konnte an beiden Feuerungen stabil gehalten werden.

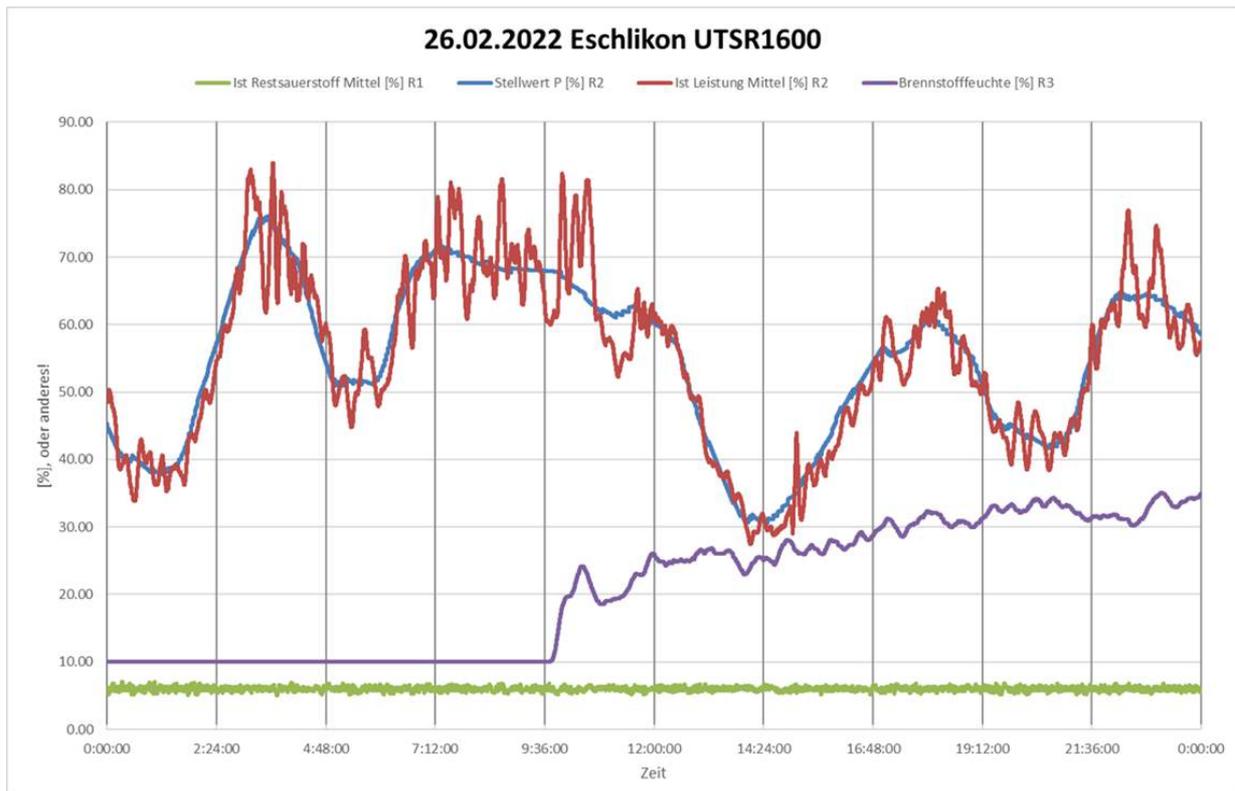


Bild 2 Zeitverlauf zum Restsauerstoffgehalt (grün), Soll-Leistung (blau), Ist-Leistung (rot) und Brennstoffwassergehalt (violett) über 24 Stunden an einem UTSR-1600.42 in Eschlikon.

2.3 Schlussfolgerungen zur «Personal Touch Revolution Adaptive» Feuerungsregelung

Die neue «Personal Touch Revolution Adaptive» Feuerungsregelung der Schmid AG wurde innerhalb der vergangenen Jahre entwickelt, optimiert und erfolgreich an ausgewählten Kundenanlagen getestet und kann nun an UTSR-Kesseln von 700 kW bis 8000 kW Nennleistung eingesetzt werden. Sie ermöglicht eine fortlaufende, automatische Optimierung der Anlageneinstellungen ohne manuelle Eingriffe auf Basis kontinuierlich erfasster Betriebsparameter der Anlage (insbesondere Brennstoffwassergehalt, Rostbelegung und erzeugter Wärmeleistung). So kann die Feuerung ohne Bedieneringriffe auch bei wechselnden Brennstoffqualitäten immer mit optimalen Betriebseinstellungen im Hinblick auf Wärmeerzeugung, Effizienz, Verschleiss und Emissionen gefahren werden.

3 15 % Tieflastbetrieb an automatisch Holzheizkesseln

3.1 15 % Tieflastbetrieb: Hintergründe und Vorteile

Grössere Holzheizkessel (grösser ca. 300 kW) für den industriellen bzw. gewerblichen Einsatz werden üblicherweise in einem Leistungsbereich zwischen 30 % und 100 % ihrer Nennleistung betrieben. Die Schmid AG hat ihre Holzfeuerungen vom Typ UTSR so weiterentwickelt, dass diese im Dauerbetrieb bei bis zu ca. 15 % ihrer Nennleistung betrieben werden können. Für diesen als „Tieflast“ bezeichneten Betrieb muss die Feuerung mit einem zusätzlichen Vorwärmer zur Vorwärmung der Verbrennungsluft (LuVo) sowie einem temperaturgeregelten Kesselbypass ausgerüstet werden. Auf diese Weise können auch im Tieflastbetrieb die Verbrennungstemperaturen hoch genug für eine emissionsarme Verbrennung gehalten werden und auch der Betrieb des nachgeschalteten Elektroabscheiders wird nicht durch zu tiefe Abgastemperaturen eingeschränkt.

Automatische Holzheizkessel, die einen effizienten und emissionsarmen Betrieb bei 15 % ihrer Nennleistung erlauben, eröffnen neue Möglichkeiten, um Holzfeuerungsanlagen zu dimensionieren und auszulegen. So kann eine solche Holzfeuerungsanlage auch im Sommer bei einem meist tiefen Leistungsbedarf betrieben werden und unter Umständen lässt sich ein Holzheizwerk so ohne die Aufteilung des Wärmeleistungsbedarfs auf zwei Holzheizkessel realisieren, was ansonsten nötig ist, um die Anforderung von QM Holzheizwerke an den Schwachlastbetrieb einzuhalten [1]. Zudem kann bei bivalenten Anlagen, welche einen Holzheizkessel in Kombination mit einem Öl- oder Gaskessel nutzen, der Anteil an fossiler Wärme an der Jahreswärmeerzeugung reduziert werden. Entsprechend ausgelegte Holzheizwerke bieten Vorteile in Bezug auf die Investitions- und Betriebskosten für das Heizwerk und somit für dessen Wirtschaftlichkeit. Auch bei einer Auslegung des Heizwerks mit der von QM Holzheizwerke [1] empfohlenen Leistungsaufteilung auf zwei Holzheizkessel mit Leistungsaufteilung im Verhältnis 1:2 ergeben sich Vorteile, wenn der grosse Kessel einen Betrieb bis auf 15 % der Nennleistung ermöglicht. In dieser Kombination ist in der Übergangszeit die Flexibilität für den Betrieb erhöht, da ein Wechsel zwischen dem grossen und dem kleinen Holzheizkessel möglich ist. Darüber hinaus können mit einer Holzfeuerung, die bei 15 % ihrer Nennlast betrieben werden kann, die Anzahl an Starts und Stopps gegenüber einer herkömmlichen Anlage und die damit verbundenen Emissionen und Energieverluste reduziert werden. Dies erleichtert die Einhaltung der Anforderung von QM Holzheizwerke an den Schwachlastbetrieb und von Vorgaben der Luftreinhalteämter bezüglich der maximalen jährlichen Anzahl an Anlagenstarts [1, 2].

3.2 Einhaltung der Anforderungen der LRV im 15 % Tieflastbetrieb

3.2.1 Herausforderungen durch den 15 % Tieflastbetrieb

Der Betrieb einer Holzfeuerung bei sehr tiefer Last bis zu 15 % ihrer Nennleistung kann dazu führen, dass die Brennkammer stark auskühlt. Durch zu tiefe Temperaturen wird der Abbrand von Kohlenmonoxid und organischen Kohlenstoffverbindungen negativ beeinflusst und es kann zu Überschreitungen von Emissionsgrenzwerten oder auch zu Geruchsemissionen über den Kamin der Anlage kommen. Zudem führt eine Reduktion der Abgasmenge durch den Kessel im Betrieb mit sehr tiefer Leistung wegen der gleichbleibenden Kesselfläche zu reduzierten Abgastemperaturen. Holzheizkessel nutzen in der Regel dem Kessel nachgeschaltete

elektrostatische Staubabscheider (Elektroabscheider, in der Praxis auch Elektrofilter genannt), um die gesetzlichen Staub-Grenzwerte einzuhalten. Um sicherzustellen, dass der jeweils verbauten Elektroabscheider bei laufender Feuerung ebenfalls betrieben wird, fordern Behörden in der Schweiz und teilweise auch in angrenzenden Ländern eine Mindestverfügbarkeit der Abscheider (in CH min. 90 % gemäss LRV, Anh. 3 Ziff. 525 [4]) bzw. sie lassen nur eine begrenzte Zahl von Ausfallstunden der Elektroabscheider zu (in DE max. 400 Ausfallstunden jährlich, gemäss 44. BImSchV, §20 [5]). Elektroabscheider benötigen für eine ordnungsgemässe Funktion eine Mindest-Abgastemperatur am Eintritt. Wird diese unterschritten, wird der Elektroabscheider in den Bypass geschaltet, um Störungen, Verschmutzungen und Schäden durch Kondensation von Feuchtigkeit zu vermeiden. Ein solcher Bypass-Betrieb bei laufender Feuerung führt zu Ausfallzeiten bzw. einer reduzierten Verfügbarkeit der Abscheider. Um dies im Tieflastbetrieb zu vermeiden, muss die Abgastemperatur erhöht werden. Damit lässt sich auch die Gefahr von Kondensation und Korrosion in den Abgasleitungen und am Kamin minimieren.

3.2.2 Massnahmen zur Vermeidung erhöhter Emissionen im Tieflastbetrieb

Die Wärmeverluste an Brennkammern von Biomasse-Rostfeuerungsanlagen treten durch Strahlung und Konvektion auf und hängen neben externen Parametern in erster Linie von der Oberfläche der Brennkammer und deren Temperatur ab. Da die Temperatur im Inneren der Brennkammer für einen emissionsarmen Betrieb in Teillast wie auch in Nennlast auf ähnlichem Niveau liegen sollte, wird auch die Oberflächentemperatur auf einem ähnlichen Niveau liegen. Dadurch ändert sich der absolute Wärmeverlust \dot{Q}_V einer Brennkammer kaum in Abhängigkeit von der Laststufe L (in % der Nennwärmeleistung \dot{Q}_N), bzw. von der aktuellen Feuerungswärmeleistung \dot{Q}_W . Zur Berechnung von Kesselwirkungsgraden wird häufig der relative Wärmeverlust $q_s = \frac{\dot{Q}_V}{\dot{Q}_W}$ herangezogen. Bei Vollast L = 100 % beträgt der relative Wärmeverlust q_s in der Grössenordnung von ca. 1.5 %. Im Teillastbetrieb steigt der relative Wärmeverlust q_s deutlich an und beträgt zum Beispiel bei L = 30 % ca. 5 % der zugeführten Feuerungswärmeleistung \dot{Q}_W .

Die höheren Wärmeverluste bewirken eine Reduktion der Verbrennungstemperatur, der, sofern möglich, durch weniger Brennkammerkühlung mittels Abgasrezirkulation begegnet wird. Daher werden Rostfeuerungen je nach Brennstofffeuchte bei einer Minimallast L = 30 % ohne oder zumindest mit stark reduzierter Abgasrezirkulation betrieben.

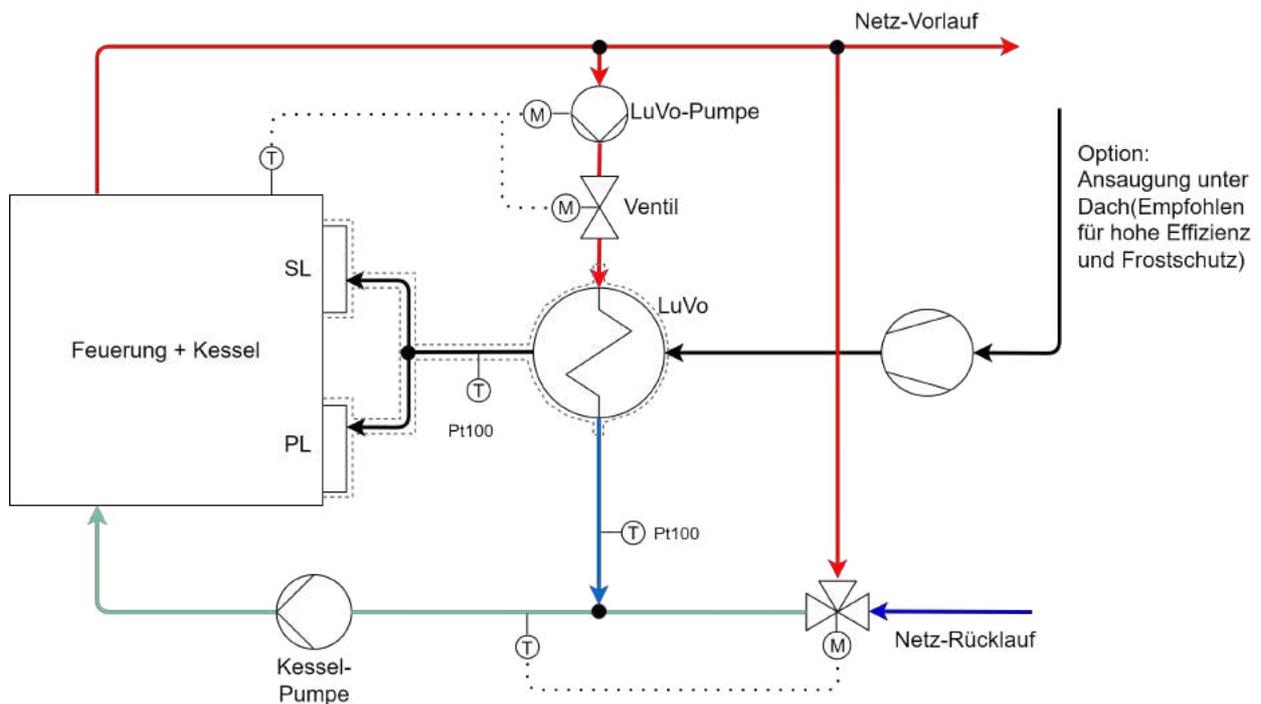


Bild 3 Schematische Darstellung der luftseitigen und wasserhydraulischen Einbindung des Warmwasser-LuVo.



Bild 4 Warmwasser-LuVo mit angebautem Luft-Ventilator an einem Schmid UTSR-900.

Soll die Wärmeleistung weiter reduziert werden, ohne dass die Verbrennungstemperaturen durch die Wärmeverluste der Brennkammer zu stark abfallen, muss auf andere Massnahmen zur Erhöhung der Verbrennungstemperatur zurückgegriffen werden. Die Schmid AG setzt hierzu auf die Vorwärmung der Verbrennungsluft sowie auf die Limitierung des Brennstoffwassergehaltes. Der Einsatz der Schmid UTSR-Brennkammern mit massiver Feuerfestauskleidung und grossem Brennkammervolumen wirkt sich im Tieflastbetrieb positiv aus, um die Verbrennungsbedingungen zu verstetigen und so in einem optimalen Bereich zu halten. Durch die genannten Massnahmen lässt sich die Verbrennungstemperatur bei Tieflast kleiner als 30 %

deutlich anheben. So kann die Verbrennungstemperatur durch eine Absenkung des Brennstoffwassergehalts von M50 auf M30 um ca. 100-120 °C erhöht werden. Eine Anhebung der (Verbrennungs-)Lufttemperatur auf 75-95 °C durch Vorwärmung mit Warmwasser aus dem Kesselvorlauf bewirkt zusätzlich eine Anhebung der Verbrennungstemperatur um 35-50 °C. Die Kombination beider Massnahmen ermöglicht nun einen emissionsarmen Tieflastbetrieb bei bis zu 15 % der Anlagennennleistung.

Die luftseitige und wasserhydraulische Einbindung des Warmwasser-Luftvorwärmers (LuVo) ist schematisch in Bild 3 dargestellt. Der Warmwasser-LuVo stellt eine sehr kompakte (siehe Bild 4) sowie wartungsarme Variante zur Luftvorwärmung dar, da der Luftvorwärmer nicht mit staubbeladenem Abgas beaufschlagt wird und somit kaum verschmutzt. Jedoch lassen sich mit einem Warmwasser-LuVo keine Verbrennungs-Lufttemperaturen über etwa 95 °C realisieren. Höhere Lufttemperaturen von 130-160 °C können durch Einsatz eines Heissgas-LuVos erzielt werden, der jedoch als Gas-Gas-Wärmeübertrager deutlich weniger kompakt und wegen der Beaufschlagung mit staubbeladenem Abgas wartungsanfälliger ist.

3.2.3 Massnahme zur Vermeidung zu tiefer Abgastemperaturen im 15 % Tieflastbetrieb

Zur Vermeidung einer reduzierten Filterverfügbarkeit bei Anlagenbetrieb mit sehr tiefer Leistung, muss die Abgastemperatur erhöht werden. Dies erfolgt mit Hilfe eines sogenannten Kesselbypasses, welcher die teilweise Umfahrung des 2. und 3. Kesselzuges ermöglicht. Auf diese Weise können heisse Gase vom 1. Zug zu kälteren Gasen aus dem 3. Zug beigemischt werden, um die Abgastemperatur anzuheben. Der Schmid-Kesselbypass ist temperaturgeregelt und ermöglicht es, eine frei wählbare Mindestabgastemperatur nach dem Kessel einzustellen, welche nicht unterschritten werden soll (z.B. 110 - 125 °C). Zur Gewährleistung der Funktionsfähigkeit des Kesselbypasses ist dieser standardmässig mit einer automatischen Druckstossabreinigung ausgerüstet.

3.3 15 % Tieflastbetrieb: Nachweis des emissionsarmen Betriebs

3.3.1 UTSR-900 Holzfeuerung des Wärmeverbunds Alt St. Johann (SG)

Zur Überprüfung, ob ein emissionsarmer Tieflastbetrieb mit hoher Elektrofilterverfügbarkeit durch die Ausrüstung des Heizkessels mit Luftvorwärmer und geregelter Kesselbypass, möglich ist, fanden durch die Verenum AG im August 2020 Langzeitmessungen [3] an einer UTSR-900 Holzfeuerung des Wärmeverbunds Alt St. Johann (SG) statt (siehe Bild 5). Dieser Holzheizkessel hat eine Nennleistung von 900 kW (15 % = 135 kW) und ist mit einem Warmwasser-LuVo und einem geregelten Kesselbypass ausgerüstet.

Für den Tieflastbetrieb kleiner 30% der Nennleistung ist an dieser Anlage Restholz aus der Holzverarbeitung mit Stückigkeit P45 bis P100, maximal 10 % Feingutanteil und einer maximalen Feuchte von 30 % vorgesehen. Um die Robustheit des Tieflastbetriebs an dieser Anlage zu demonstrieren, wurde jedoch während der Langzeitmessungen Brennstoff schlechterer Qualität verwendet. Es wurden Waldrestholz/Industrierestholz mit einer Stückigkeit von P31 einem Feingutanteil zwischen 11 % und 31 % und einem Wassergehalt zwischen 32 % und 42 % eingesetzt.

Die Anlage wurde nun 40 Stunden im Handbetrieb bei konstant ca. 15-17 % der Nennleistung betrieben, um negative Auswirkungen einer mehr und mehr auskühlenden Brennkammer bewerten zu können. Im Anschluss wurde die Anlage für 56 Stunden im modulierenden Automatikbetrieb gefahren, um auch den Regelbetrieb eines solchen Heizkessels messtechnisch zu begleiten.



Bild 5 Automatischer Holzheizkessel UTSR-900 des Wärmeverbands Alt St. Johann (SG).

Während der Langzeitmessung erfolgte durch die Verenum AG eine kontinuierliche Messung von Sauerstoff O_2 (paramagnetisch), Kohlenmonoxid CO (NDIR), organischen Kohlenstoffverbindungen C_{org}/VOC (FID) und Stickoxid NO (NDIR). Die Messtelle zur Gasentnahme befand sich nach dem Zyklon und vor dem Elektroabscheider. Zudem wurden die Betriebsdaten des Holzheizkessels und Elektroabscheiders (Temperaturen, Klappenstellungen, Hochspannung und Strom am Abscheider) und die abgegebene Wärmeleistung am Wärmezähler erfasst und aufgezeichnet. Diese Werte erlauben schliesslich eine Bewertung des Tieflastbetriebes.

3.3.2 Ergebnisse der Langzeitmessungen

In Bild 6 und Bild 7 sind über einen repräsentativen Zeitverlauf von 6 Stunden die Ergebnisse der Messungen im Handbetrieb dargestellt. Man erkennt, dass die Anlage über den dargestellten Zeitraum mit konstanter Leistung von 15-17 % betrieben wurde. Dabei lag der feuerungstechnische Wirkungsgrad bei ca. 90 %. Die CO-Emissionen waren tief und lagen deutlich unterhalb der gesetzlichen Grenzwerte, die in der Schweiz, Deutschland und Österreich gelten. Die gemessenen Stickoxid-Emissionen sind in Bild 6 nicht dargestellt und lagen zwischen ca. 125 und 150 mg/m_n^3 bei 11 Vol.-% O_2 . Während der ersten Versuchsphase mit konstanter Tieflast erfolgte auch eine C_{org} -Messung, welche aber nicht aufgezeichnet wurde. Eine optische Kontrolle der Anzeigewerte der C_{org} -Messung am ersten Messtag bestätigte jedoch die Grössenordnung der späteren Messwerte im Automatikbetrieb. Es wurden dabei C_{org} -Werte

unterhalb von 3 mg/m_n^3 bei 11 Vol.-% O_2 beobachtet.

Bild 7 zeigt, dass die Gastemperatur im Kesseleintritt (ca. $600 \text{ }^\circ\text{C}$) bzw. Mauerungstemperatur (ca. $915 \text{ }^\circ\text{C}$) über den Messzeitraum konstant hoch blieb. Eine Abkühlung der Brennkammer bei langem Tieflastbetrieb konnte nicht beobachtet werden. Durch den geregelten Kesselbypass konnte die Abgastemperatur nach Kessel konstant hoch gehalten werden. Den Strom- und Spannungs-Messwerten des Elektroabscheiders ist zu entnehmen, dass dieser bis auf die zyklische Abreinigung alle 4 Stunden dauernd im Regelbetrieb war.

Bild 8 und Bild 9 zeigen die Ergebnisse der Messungen über einen repräsentativen Zeitverlauf von 6 Stunden im modulierenden Regelbetrieb. Dabei lag die Wärmeleistung zwischen etwa 25 % und 45 %. Tiefere Leistungen konnten aufgrund des Wärmebedarfs in dieser Versuchsphase nicht realisiert werden. Der feuerungstechnische Wirkungsgrad lag bei ca. 88-90 %. Die CO -, NO_x - und C_{org} -Emissionen waren wie bereits im Handbetrieb tief und lagen jeweils deutlich unterhalb der Grenzwerte für die Schweiz, Deutschland und Österreich.

Bild 9 kann entnommen werden, dass die Gastemperatur im Kesseleintritt etwas stärker und die Mauerungstemperatur nur leicht mit der sich ändernden Leistung schwankt. Die Brennkammertemperatur war, wie auch im Handbetrieb, in einem günstigen Bereich für einen vollständigen Ausbrand der Abgase. Wie bereits im Handbetrieb wurde die Abgastemperatur durch den geregelten Kesselbypass konstant hoch gehalten und der Elektroabscheider war bis auf die zyklische Abreinigung dauernd im Regelbetrieb.

Vor und nach den Langzeitmessungen wurden auch Rost-, Zyklon- und Filteraschen beprobt. An den Aschen war keine Beeinflussung aufgrund des Tieflastbetriebs erkennbar. Alle Aschenproben waren ausgebrannt und ohne unverbrannte Brennstoffrückstände. Der Tieflastbetrieb hatte somit keine negativen Auswirkungen auf den Brennstoff-Ausbrand.

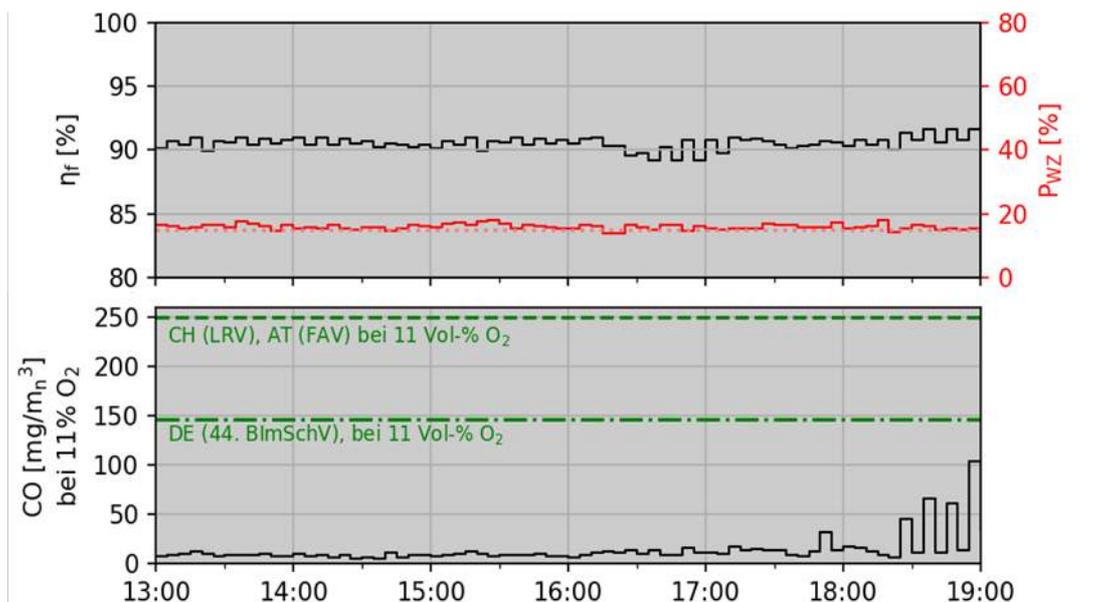


Bild 6 Repräsentativer Zeitverlauf über 6 Stunden zur Wärmeleistung (oben, rot), feuerungstechnischem Wirkungsgrad (oben, schwarz) und CO -Emissionen (unten, schwarz) im Tieflastbetrieb (Handbetrieb bei konstant 15-17 % der Nennleistung), Abbildung basierend auf [3].

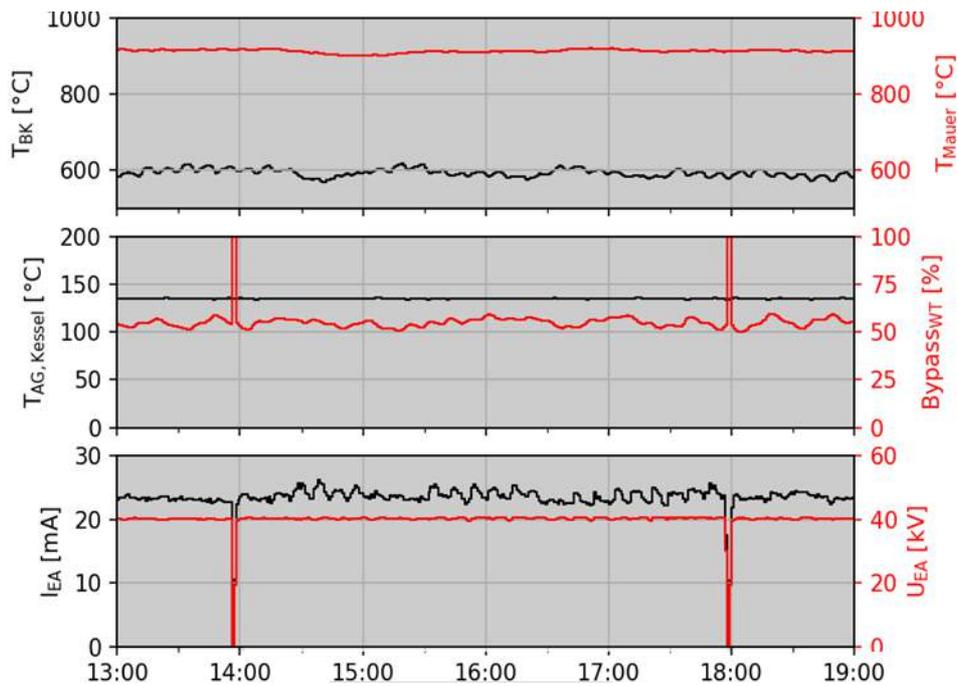


Bild 7 Repräsentativer Zeitverlauf über 6 Stunden zur Brennkammertemperatur (oben, schwarz), Mauerungstemperatur (oben, rot), Abgastemperatur nach Kessel (Mitte, schwarz), Bypassklappenstellung (Mitte, rot) und Stromfluss (unten, schwarz) und Hochspannung (unten, rot) am Elektrofilter im Tiefastbetrieb (Handbetrieb bei konstant 15-17 % der Nennleistung), Abbildung basierend auf [3].

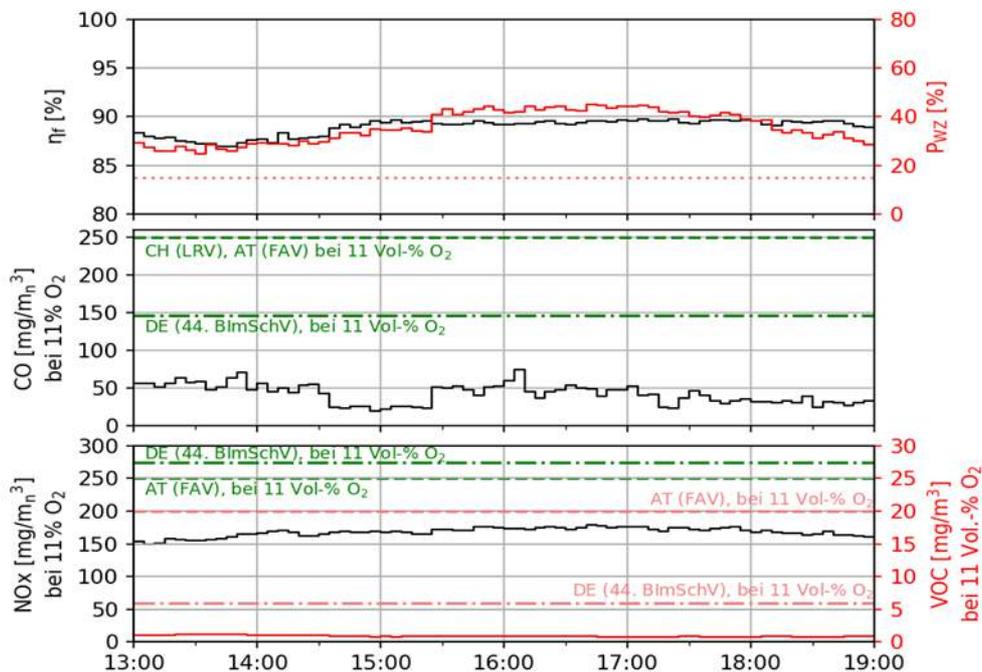


Bild 8 Repräsentativer Zeitverlauf über 6 Stunden zur Wärmeleistung (oben, rot), feuerungstechnischem Wirkungsgrad (oben, schwarz) und CO- (Mitte, schwarz), NOx- (unten, schwarz) und VOC-Emissionen (unten, rot) im Automatikbetrieb bei ca. 25-45 % der Nennleistung, Abbildung basierend auf [3].

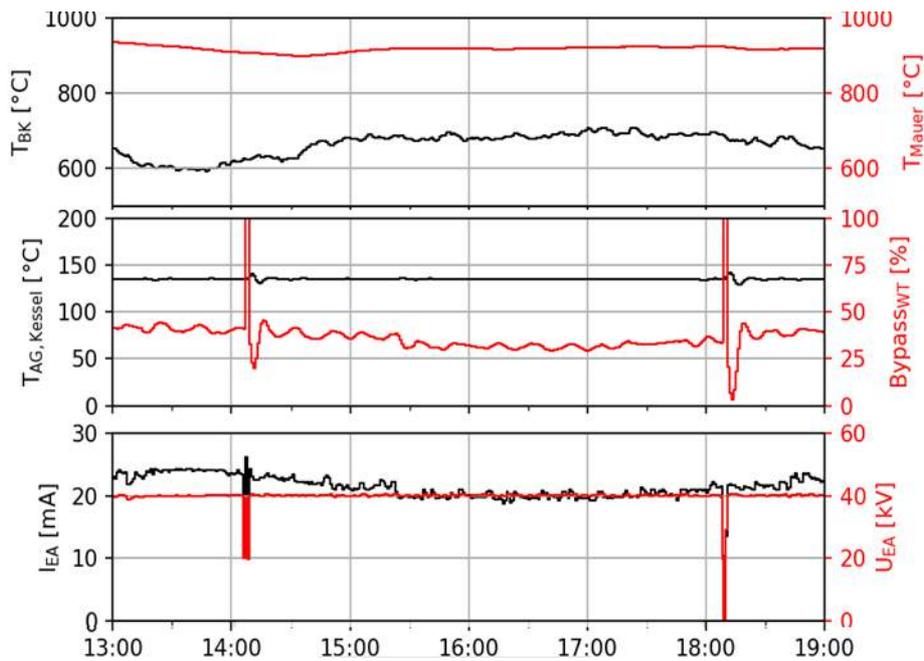


Bild 9 Repräsentativer Zeitverlauf über 6 Stunden zur Brennkammertemperatur (oben, schwarz), Mauerungstemperatur (oben, rot), Abgastemperatur nach Kessel (Mitte, schwarz), Bypassklappenstellung (Mitte, rot) und Stromfluss (unten, schwarz) und Hochspannung (unten, rot) am Elektrofilter im Automatikbetrieb bei ca. 25-45 % der Nennleistung, Abbildung basierend auf [3].

3.4 Schlussfolgerungen zum 15 % Tieflastbetrieb

Die Schmid AG hat ihre Holzfeuerungen vom Typ UTSR so weiterentwickelt, dass sie im Dauerbetrieb bei bis zu ca. 15 % ihrer Nennleistung betrieben werden können. Hierfür muss die Feuerung mit einem zusätzlichen Luft-Vorwärmer (LuVo) sowie mit einem temperaturgeregelten Kesselbypass ausgerüstet werden. Mit geeignetem Brennstoff ermöglicht diese Zusatzausrüstung einen Tieflastbetrieb mit tiefen Emissionen an CO und C_{org} . Mit dem geregelten Kesselbypass kann die Abgastemperatur individuell so angehoben werden, dass der Betrieb des nachgeschalteten Elektroabscheiders auch im Tieflastbetrieb zuverlässig aufrechterhalten werden kann. Der Einsatz der Schmid UTSR-Brennkammern mit massiver Feuerfestauskleidung und grossem Brennkammervolumen wirkt sich im Tieflastbetrieb positiv aus, um die Verbrennungsbedingungen zu verstetigen und so in einem optimalen Bereich zu halten.

Der Tieflastbetrieb mit bis zu 15 % der Anlagennennleistung wurde an einem entsprechend ausgerüsteten UTSR-900 im Rahmen einer Langzeitmessung durch die Verenum AG begleitet. Die durchgeführten Emissionsmessungen zeigten, dass es auch bei einem lange dauernden Tieflastbetrieb über 40 Stunden nicht zu einem Auskühlen der Brennkammer und damit verbunden zu erhöhten Abgasemissionen kommt. Auch im Tieflast-Regelbetrieb erfolgte die Verbrennung effizient, mit gutem Ausbrand und emissionsarm. Durch die Anhebung der Abgastemperatur mittels Kesselbypass konnte der Elektrofilter ohne Ausfälle betrieben werden. Der Tieflastbetrieb mit bis zu 15 % der Anlagennennleistung bietet neue Möglichkeiten für die Auslegung von Heizwerken und zur Einhaltung der Anforderung von QM Holzheizwerke an den Schwachlastbetrieb [1]. Dies ermöglicht eine höhere betriebliche Flexibilität sowie Kosteneinsparungen, zum Beispiel wenn auf die Aufteilung der Wärmeleistung auf mehrere Kessel verzichtet werden kann.

4 Literatur

- [1] Arbeitsgemeinschaft QM Holzheizwerke: Planungshandbuch. Straubing: C.A.R.M.E.N. e.V., 2022. (Schriftenreihe QM Holzheizwerke, Band 4), ISBN 978-3-937441-96-2
- [2] Cercl’Air-Empfehlung Nr. 31p: Vollzugsblätter Emissionsüberwachung - Holzfeuerungen über 70 kW_{FWL}, Hilfsmittel zum Vollzug der Luftreinhalte-Verordnung (LRV) bei stationären Anlagen, Stand: Januar 2022
- [3] Good, J., Lauber, A., Beurteilung des Tieflastbetriebs der Holzfeuerung in Alt St. Johann (Versuchsbericht), 07.12.2021
- [4] Der Schweizerische Bundesrat, «Luftreinhalte-Verordnung (LRV), 814.318.142.1,» Bern, 16. Dezember 1985 (Stand am 1. Januar 2022).
- [5] Verordnung der deutschen Bundesregierung, «Vierundvierzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes - Verordnung über mittelgroße Feuerungs- Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen - 44. BImSch)», Bundesregierung Deutschland, Berlin; Verordnung vom 13. Juni 2019 (BGBl. I S. 804), geändert durch Artikel 3 Absatz 1 der Verordnung vom 6. Juli 2021 (BGBl. I S. 2514).

Verdankung

Die Autoren danken den Herren J. Good und A. Lauber von der Verenum AG und H. Höne-
mann von der Schmid AG für ihren Einsatz bei der Durchführung und Auswertung der Lang-
zeitmessungen in Alt St. Johann zum Tieflastbetrieb sowie dem Wärmeverbund Wildhaus - Alt
St. Johann für die Unterstützung bei der Durchführung dieser Messungen. Im Weiteren danken
die Autoren den Herren H. Bosshard, B. Müller, M. König, R. Kölsch und J. Marti von der
Schmid AG für ihre konstruktive Mitarbeit bei der Entwicklung, Optimierung und Bewertung
der «Personal Touch Revolution Adaptive» Feuerungsregelung.

POLY H.E.L.D. - Festbettvergasung von 400 kW bis 3000 kW für emissionsarme Wärme

Zsolt Garai

Polytechnik Luft- und Feuerungstechnik GmbH, AT - 2564 Weissenbach

Zusammenfassung

Dank Innovation und über 55-jähriger Erfahrung hat sich Polytechnik als Technologie-Unternehmen für umweltfreundliche Biomasseanlagen am globalen Markt positioniert. Die neue Feuerungstechnologie POLY-H.E.L.D. (**H**igh **E**fficiency and **L**ow **D**ust) leistet einen Beitrag zur klimafreundlichen, nachhaltigen und ressourcenschonenden Energieerzeugung. Die Verbrennungsanlage mit extremer Luftstufung ist in ihrer Leistungsklasse einzigartig und ermöglicht eine emissionsarme und effiziente Verbrennung von unterschiedlichen Brennstoffen.

1 Entwicklung der H.E.L.D. Anlage

1.1 Minderung der Gesamtstaubemissionen ohne Filtertechnik

Um auch die Freisetzung von Aerosolbildnern aus dem Brennstoffbett, wie für Holz, zu verhindern, wurde erreicht, dass die aus der Holzkohleverbrennungszone freigesetzten Aerosoldämpfe, die in der darüber liegenden kälteren Brennstoffschicht wieder kondensieren, auch effizient und vollständig in die Rostasche eingebunden wurden. Dadurch wurde erreicht, dass das aus der Feuerung austretende Abgas anstatt mit 300-500 mg/m³ Gesamtstaubemission mit 5-10 mg/m³ in den Wärmeübertrager eintritt. Die Staubemissionen mit holzartiger Biomasse bleiben **ohne Filteranlage** unter 30 mg/m³ bei 6 Vol.-% O₂. Mit Qualitätshackgut ist es auch möglich, einen Wert von 10-20 mg/m³ zu erreichen.

1.2 Low-NOx-Brennersystem

Entwicklung eines mehrstufigen Low-NOx-Brennersystems (Bild 1), welches in einer ersten Zone Teere aufspaltet und dann in einem zweiten Bereich (Reduktionszone) eine effiziente NO_x-Reduktion erreicht. Durch diese Mehrfachluftstufung sollten nicht-holzartige Brennstoffe, die meistens erhöhte Stickstoffgehalte aufweisen, möglichst ohne den Einsatz von Sekundärmaßnahmen genutzt werden können und den Anforderungen immer strengerer NO_x-Grenzwerte Rechnung getragen werden. Eine dritte Brennerstufe sollte für den vollständigen Gasphasenausbrand sorgen.

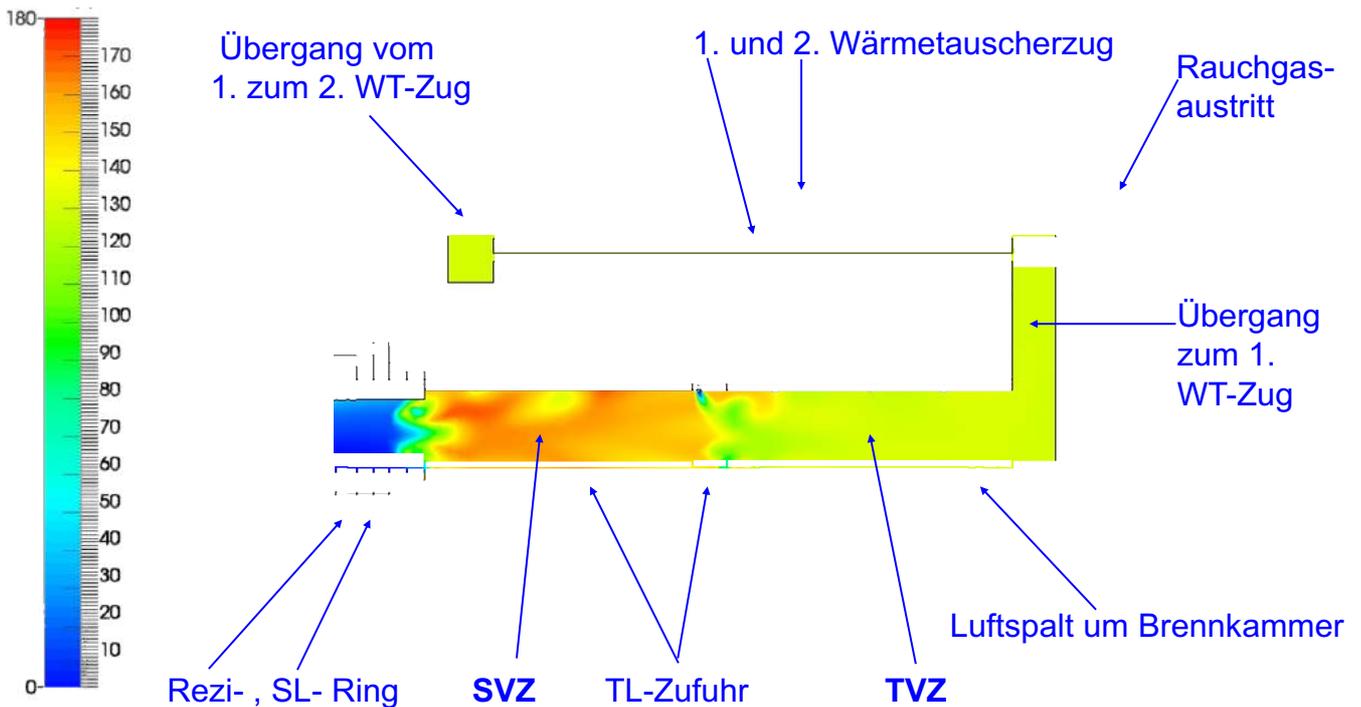


Bild 1 Low-NOx-Brennersystems.

1.3 Bewertung der partikelförmigen Emissionen im Abgas

Im Vergleich zu konventionellen Rostfeuerungen liegen die Feinstaubemissionen generell auf deutlich niedrigerem Niveau, nämlich nach Bild 2 um einen Faktor 10 bis 35.

Die Gesamtstaubemissionen lagen für Hackgut wie die Feinstaubemissionen auf einem sehr niedrigen Niveau (Gehalte zwischen 1,0 und 2,0 mg/MJ). Bei Miscanthus mit Kaolin wurden ähnliche Gesamtstaubemissionen ermittelt (Gehalte zwischen 0,9 und 1,1 mg/MJ). Ebenfalls auf einem sehr niedrigen Niveau lagen die Gesamtstaubemissionen für additivierte Maisspindeln mit Kaolin (Gehalte zwischen 2,1 und 2,5 mg/MJ) und SBS mit Kaolin (Gehalte zwischen 2,7 und 3,1 mg/MJ) und für additiviertes Stroh mit Kalk (14 bis 21 mg/MJ), sowie Stroh mit Kaolin (zwischen 14 und 16 mg/MJ). Die im Vergleich zu Hackgut höheren Fein- und Gesamtstaubemissionen sind auf die deutlich höheren Gehalte an Aerosolbildnern (insbesondere Kalium) im Brennstoff zurückzuführen. Die Gesamtstaubemissionen weisen für alle untersuchten Brennstoffe generell eine gute Ausbrandqualität auf. Die analysierte Gesamtstaubprobe des Testlaufs mit Hackgut weist nur geringe Anteile an unverbrannten Partikeln (ca. 10 Gew.-%) auf. Auch für die anderen Brennstoffe wurden nur geringe Anteile an unverbrannten Partikeln zwischen teilweise < 1 Gew.-% und maximal 15 Gew.-% analysiert. Beim anorganischen Anteil dominieren Kaliumsulfat sowie Kaliumchlorid. Die Gesamtstaubemissionen sind etwas höher als die Feinstaubemissionen, was auf leichte Aufwirbelungen von Brennstoffpartikeln von der Brennstoffoberfläche zurückzuführen ist.

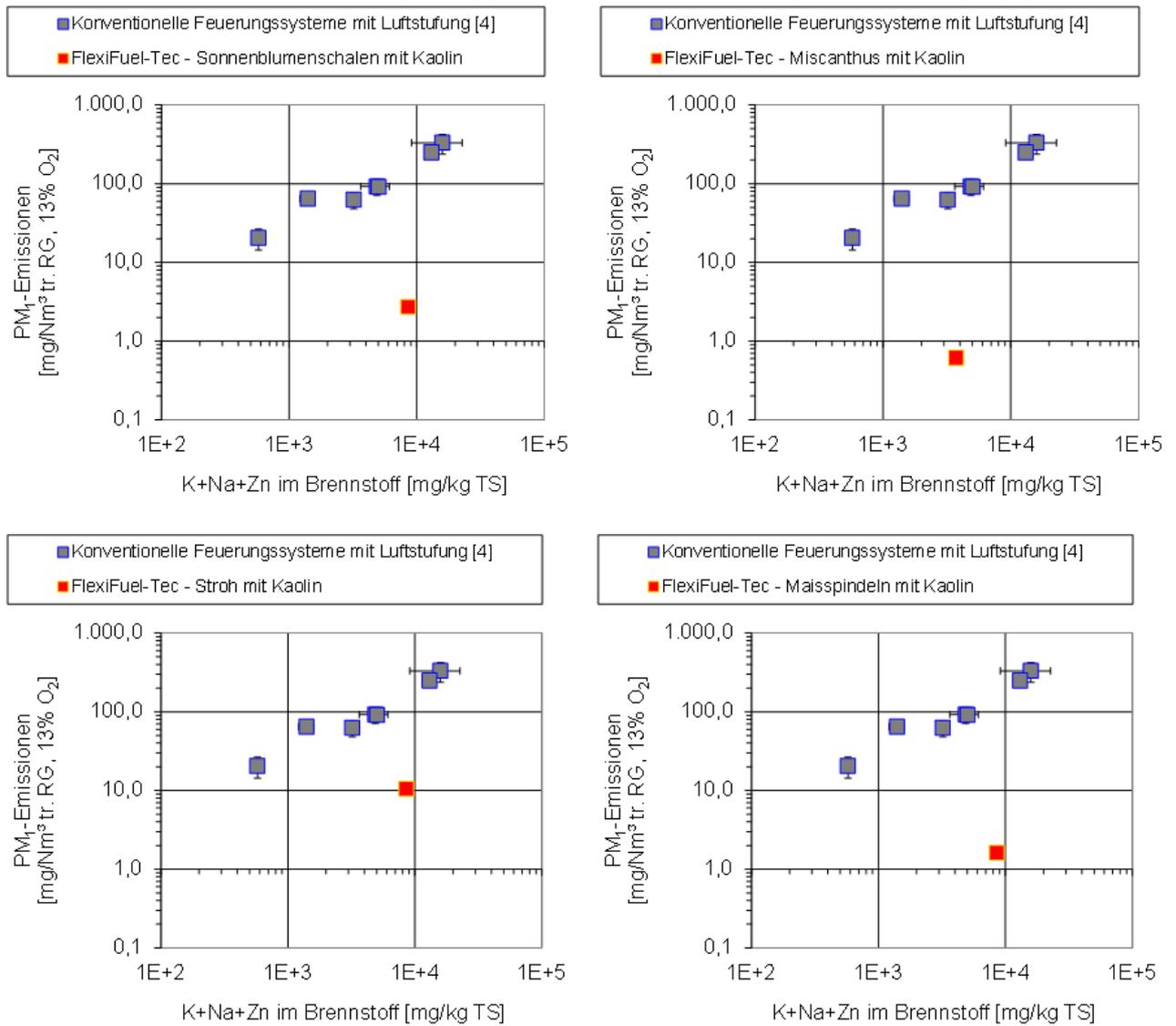


Bild 2 Vergleich der PM₁-Emissionen von konventionellem Feuerungssystem mit Luftstufung und Flexi-Fuel-Tec in Abhängigkeit der Aerosolbildner (K + Na + Zn) im Brennstoff.

2 Funktionsprinzip

Die neuartige Feuerungsanlage wird, nach Kundenwunsch, brennstoffflexibel, mittels Stokerschnecke beschickt, wobei der Füllstand und die Brennstoffhöhe permanent reguliert werden. Nach der Initialzündung des Brennstoffbetts im unteren Bereich erfolgt die Zufuhr der Verbrennungsluft von unterhalb des speziell entwickelten Dachrostes. Im Normalbetrieb reichen zur Zündung die heisse Temperatur und die Luftzufuhr. Die Holzkohlenschicht befindet sich oberhalb des Rostes. Die freigesetzten Staubpartikel werden in der darüber liegenden Brennstoffschicht gefiltert. Feinstäube werden abgeschieden und mit der Rostasche ausgetragen. Gleichzeitig wird der Brennstoff im oberen Bereich vorgetrocknet. Über dem Brennstoffbett erfolgen eine weitere Luftzufuhr und die gesicherte Zündung des Gases. Der hochwertig ausschamottierte Oberteil und die laufende Überwachung der **Flamme verhindern das Ausgehen**.

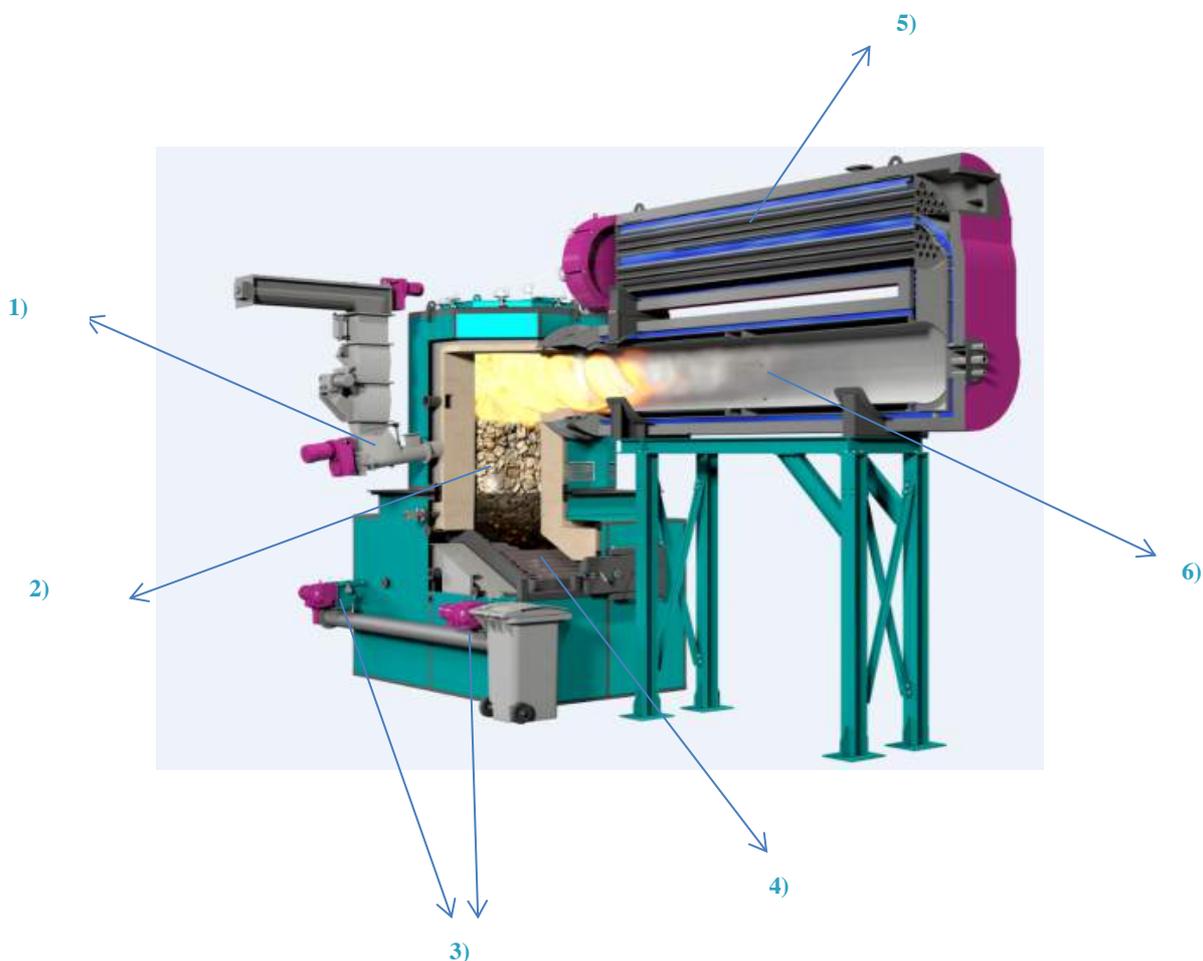


Bild 3 Aufbau der Feuerungsanlage. 1) Einschub, 2) Brennstoffbett, 3) Entaschung, 4) Vergasserrost, 5) Wärmeübertrager (Warm- und Heisswasser, Dampf), 6) Gestufte Verbrennung, Low-NO_x-Brennkammer.

Das Brenngas strömt nun unter weiterer, geregelter und gestufter Luftzufuhr in eine gekühlte Brennkammer - hierbei wird das Gas vollständig verbrannt und die Bildung von Stickoxiden auf ein Minimum reduziert.

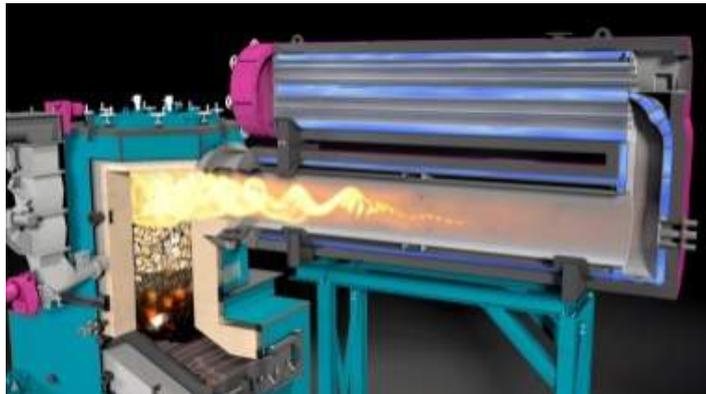


Bild 4 Brennkammer.

Für höchste Verbrennungseffizienz während der Nachverbrennung wird der Luftüberschuss weitestgehend reduziert. Die Temperatur in der Brennkammer wird mit rezirkuliertem Abgas genauestens geregelt und innerhalb der notwendigen Grenzen gehalten.

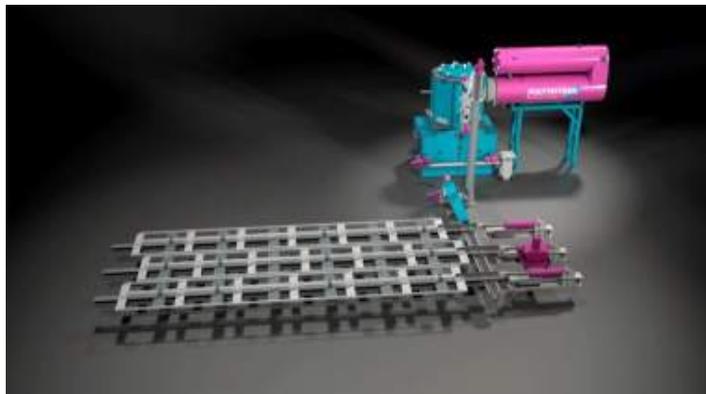


Bild 5 Gesamtanlage.

Die heissen, sauberen Gase werden in dem anschliessenden Kessel abgekühlt. Dabei können Wirkungsgrade bis über 92 % erzielt werden. Als Wärmeträger können sowohl Wasser als auch Dampf oder Thermalöle zum Einsatz kommen.

Die Verbrennungsrückstände fallen nur als Rostasche in einer sehr guten Ausbrandqualität an und werden vollautomatisch abtransportiert.



Bild 6 Rost.

3 Technische Daten

Tabelle 1 zeigt die technischen Daten der Anlagen von 400 kW bis 3000 kW.

Tabelle 1 Technische Daten.

POLY H.E.L.D	Einheit	POLY H.E.L.D 400	POLY H.E.L.D 600	POLY H.E.L.D 800	POLY H.E.L.D 1000	POLY H.E.L.D 1250
Nennleistung	kW	400	600	800	1000	1250
Leistungsbereich Nutzleistung	kW	100–420	150–630	200–840	250–1050	315–1315
Brennstoffart Hackgut		M20–M45				
Wirkungsgrad mit Hackgut Voll-/Teillast		mind. 92/93 %				
Brennstoffart Pellet		Holz, Stroh, Sonnenblumen-, Miscanthuspellets etc.				
Wirkungsgrad mit Pellets Voll-/Teillast		mind. 93/94 %				
Wärmeträger		Warmwasser mit 6 bar 110°C (andere Wärmeträger wie Heißwasser, Dampf, Thermalöle und Luft, auf Anfrage möglich)				
Garantierte Staubemissionen bei 11% O ₂ , trockenes Rauchgas		<20 mg/Nm ³				

POLY H.E.L.D	Einheit	POLY H.E.L.D 1500	POLY H.E.L.D 2000	POLY H.E.L.D 2500	POLY H.E.L.D 3000
Nennleistung	kW	1500	2000	2500	3000
Leistungsbereich Nutzleistung	kW	350–1575	500–2100	625–2625	750–3150
Brennstoffart Hackgut		M20–M45			
Wirkungsgrad mit Hackgut Voll-/Teillast		mind. 92/93 %			
Brennstoffart Pellet		Holz, Stroh, Sonnenblumen-, Miscanthuspellets etc.			
Wirkungsgrad mit Pellets Voll-/Teillast		mind. 93/94 %			
Wärmeträger		Warmwasser mit 6 bar 110°C (andere Wärmeträger wie Heißwasser, Dampf, Thermalöle und Luft, auf Anfrage möglich)			
Garantierte Staubemissionen bei 11% O ₂ , trockenes Rauchgas		<20 mg/Nm ³			

STROMVERBRAUCH (POLYTECHNIK STANDARD, MIT SCHNECKENBESCHICKUNG OHNE WASSERSEITE)	
kWh _{el} pro MWh _{th}	< 10 kWh

Highlights der Technologie:

- Brennstoff-Flexibilität
- Wirkungsgrad über 92%
- NO_x Reduktion -25%
- Staub < 20 mg/m_n³ ohne Filtertechnik
- Leistungsbereich 25 – 100 % (auch bei M45).

4 Schlussfolgerungen

Die Entwicklung (POLY H.E.L.D.) hat in der Praxis gezeigt, dass die neue Anlagentechnologie das Potenzial aufweist, einen völlig neuen Standard bezüglich gas- und staubförmiger Emissionen sowie Brennstoffflexibilität im Bereich der Biomassefeuerungstechnik zu definieren. Durch die erfolgreiche Umsetzung kann die neue Feuerungstechnologie wesentlich zur effizienten Nutzung nachhaltiger Brennstoffe und zu einer zukunftsfähigen energetischen Biomassenutzung beitragen. Durch den Wegfall kostenintensiver Feinstaubabscheider und die Reduktion der Brennstoffkosten aufgrund des erhöhten Wirkungsgrades der neuen Anlagentechnologie (es sind ca. 5 % Wirkungsgradgewinn möglich) sowie durch die Nutzung nicht-holzartiger Brennstoffe wird eine merkliche Reduktion der Wärmegestehungskosten erwartet.

LowEmiStove – Modellierung und Regelung für einen Mikro-Pelletofen

Tom Strebel, Joris Strassburg, Daniel Lustenberger, Timothy Griffin
Fachhochschule Nordwestschweiz, Windisch

Zusammenfassung

Im Rahmen eines ERA-NET Projekts wurde ein Pelletofen mit 1 bis 4 kW Leistung entwickelt. Der Pelletofen verfügt über eine fortschrittliche Regelstrategie, bei der der Ofen selbstständig den optimalen Sollwert für die Regelung findet.

Das Testen und Vergleichen von verschiedenen Verbrennungsluftregelungen an einem Pelletofen mit sehr geringer Wärmeleistung sind zeit- und kostenintensiv. Um die Testzeit im Labor zu verkürzen, wurde ein Simulationstool entwickelt, welches die für die Regelung wesentlichen Prozessparameter mit einem digitalen Zwilling eines 4 kW Pelletofen mit gestufter Verbrennung simuliert. Durch den Einsatz des digitalen Zwillings konnte die Optimierung der Regelung zunächst mit dem Modell durchgeführt werden und nur erfolgsversprechende Strategien mussten im realen Ofen getestet werden. Bei der Entwicklung des Tools wurden die Verbrennungsvorgänge stark vereinfacht, um die Simulationszeit zu verkürzen. Es wird angenommen, dass die Verbrennung von mehreren Pellets gleich abläuft wie die Summe des Verbrennungsvorgangs eines einzelnen Pellets. Das Abbrandverhalten von einzelnen Pellets wurde mittels eines Testaufbaus für Einzelpelletverbrennung ermittelt.

Mithilfe des digitalen Zwillings wurde eine Regelstrategie entwickelt, welche den Ofen kontinuierlich auf einem Betriebspunkt mit minimalem Luftüberschuss hält, jedoch ohne dass die CO-Emissionen anzusteigen beginnen. An diesem Betriebspunkt wird der maximale Wirkungsgrad erreicht. Die Regelung verwendet dazu einen CO-Sensor, um den Anstieg der CO-Emissionen zu detektieren und daraus selbstständig einen Sollwert für die Brennkammertemperatur festzulegen. Die Regelung des Betriebspunkts erfolgt über die Brennkammertemperatur als Regelgrösse.

Für die Validierung der Ergebnisse aus der Simulation wurde dieselbe Regelstrategie am realen Ofen und im Simulationstool getestet. Dazu wurde ein Lastzyklus mit verschiedenen Leistungsstufen abgefahren. Die gemittelte Temperaturabweichung über den gesamten Testzyklus am Brennkammeraustritt liegt bei 2.1 °C. Die Standardabweichungen zum gleitenden Mittelwert über den gesamten Testzyklus sind vergleichbar und betragen 19.5 °C bei der Simulation und 19.7 °C bei der Messung. Die durchschnittlichen Abweichungen der CO-Emissionen zwischen Simulation und realem Ofen über den gesamten Abbrand sind ebenfalls kleiner als 20 % und somit können durch das Modell sowohl das Verhalten des Temperatursensors am Brennkammeraustritt als auch das Verhalten des CO-Sensors gut wiedergegeben werden. Die korrekte Wiedergabe dieser Sensordaten erlaubt die Entwicklung einer Regelstrategie mithilfe des Modells und verkürzt somit die Entwicklungszeit.

1 Einleitung

Holzpellets sind neben Scheitholz der führende Biomassebrennstoff für Heizungsanlagen in Wohngebäuden in ganz Europa [1]. In den letzten Jahren wurde die Energieeffizienz von Gebäuden schrittweise verbessert, sodass auf dem Markt ein Trend zu Heizsystemen mit geringer Leistung (<10 kW) zu beobachten ist. Pelletkessel könnten aufgrund ihrer grösseren Nennleistungsbereiche diese Marktnachfrage nicht mehr vollständig befriedigen. Daher haben Pelletöfen, die in der Regel als Raumheizungen für einen niedrigeren Nennleistungsbereich von etwa 6 bis 10 kW konzipiert sind, an Interesse gewonnen. Der aktuelle Trend wird weitergeführt mit steigendem Interesse an Heizsystemen mit noch geringeren Nennleistungen und damit ein stetig wachsender Marktdruck durch die Konkurrenz von Wärmepumpen. In einem ERA-NET-Projekt hat ein internationales Team einen Pelletofen mit einer Nennleistung von 4 kW [2] entwickelt. BIOS Bioenergiesysteme koordinierte die Projektpartner und war zuständig für die Auslegung des Ofens und die FHNW entwickelte ein fortschrittliches Regelkonzept. Als Industriepartner waren «RIKA innovative Ofentechnik», ein Hersteller von Pelletöfen und «Lamtec Mess- und Regeltechnik für Feuerungen GmbH & Co», ein Hersteller von CO-Sensoren beteiligt.

Um die Nennleistung eines Ofens zu senken, muss dessen Volumen verkleinert werden. Dies führt zu einer grösseren Oberfläche im Verhältnis zum Volumen und einer entsprechend höheren Wärmeabstrahlung. Durch die hohe Wärmeabstrahlung kühlen die Abgase schnell ab und erschweren so einen vollständigen Ausbrand. Ausserdem wird durch Schwankungen der Brennstoffzufuhr und Falschluffbeiträge ein schadstoffarmer Betrieb zusätzlich erschwert. Mithilfe der Regelung der Verbrennungsluftzufuhr können diese Probleme auch für ein Heizsystem mit geringer Leistung über alle Betriebsphasen reduziert werden [3].

Um mit anderen Heizsystemen wie Wärmepumpen konkurrieren zu können, sind tiefe Produktionskosten entscheidend. Aus diesem Grund sollte die Verbrennungsluftregelung mit möglichst wenigen Sensoren auskommen und auf einer herkömmlichen Ofensteuerung implementiert werden können.

Die Regelung soll den Ofen bei jeder Leistung und unabhängig von der Betriebszeit immer im optimalen Betriebspunkt betreiben. Der optimale Betriebspunkt zeichnet sich durch einen hohen Wirkungsgrad aus. Ein hoher Wirkungsgrad wird erreicht, indem der Restsauerstoffgehalt im Abgas reduziert wird und somit die Abgasverluste minimiert werden. Im realen Ofen kann der Restsauerstoffgehalt nicht beliebig reduziert werden, ohne dass aufgrund mangelnder Oxidation die CO-Emissionen ansteigen. Die Aufgabe der Regelung ist es, den Ofen bei minimalem Luftüberschuss ohne erhöhte CO-Emissionen zu betreiben (Bild 1).

Für die Entwicklung einer solchen Regelung müssen verschiedene Regelstrategien entwickelt und auf ihr Betriebsverhalten hin miteinander verglichen und falls nötig angepasst werden. Anschliessend müssen die geeignetsten Regelstrategien auf ihre Stabilität getestet werden. Diese Art von Stabilitätstest ist zeitintensiv, da stabile Betriebszustände des Ofens wegen Aufheizvorgängen erst nach mehreren Stunden Betriebszeit eintreten. Die Regelstrategien von Grund auf an einem Versuchsaufbau zu testen, ist durch die genannten Gründe sehr zeit- und kostenintensiv.

Um den Entwicklungszyklus zu beschleunigen, wurde ein Simulationstool erstellt. Dieses simuliert die wesentlichen Prozessgrößen des realen Ofens und ist in der Lage, einen Abbrand von mehreren Stunden in wenigen Minuten wiederzugeben. Die für die Regelung wesentlichen Prozessgrößen sind die Temperatur am Brennkammeraustritt, die CO-Emissionen und der Restsauerstoffgehalt im Abgas. Dabei werden die Verbrennungsvorgänge stark vereinfacht und nicht alle Details werden in der Simulation abgebildet. Das Simulationstool dient als sogenannter «digitaler Zwilling» des zu regelnden Ofens.

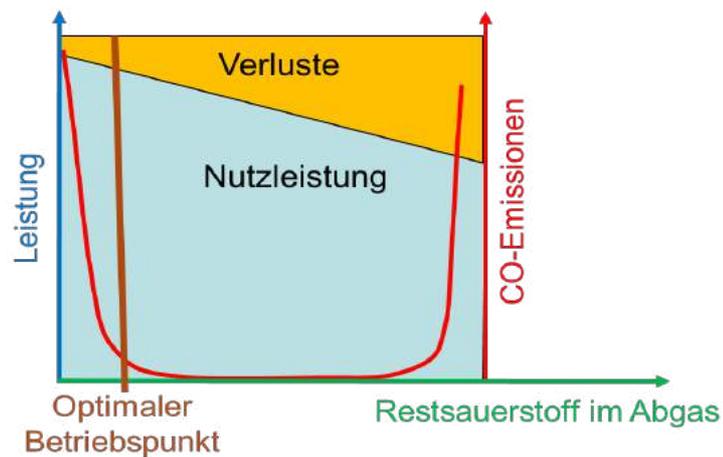


Bild 1 Leistung und CO-Emissionen in Funktion des Restsauerstoffgehalts im Abgas.

Bild 2 zeigt, wie mit dem digitalen Zwilling die Entwicklung der Regelung beschleunigt werden konnte. Indem die Regelkonzepte zuerst mit dem digitalen Zwilling getestet wurden, konnten in rascher Folge Optimierungen am Regler vorgenommen werden. Nur wenn sich ein Regler im digitalen Zwilling bewährt hatte, wurde er auf dem realen Ofen getestet.

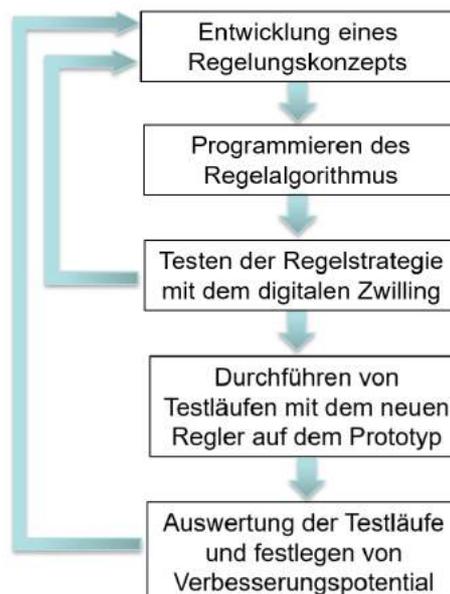
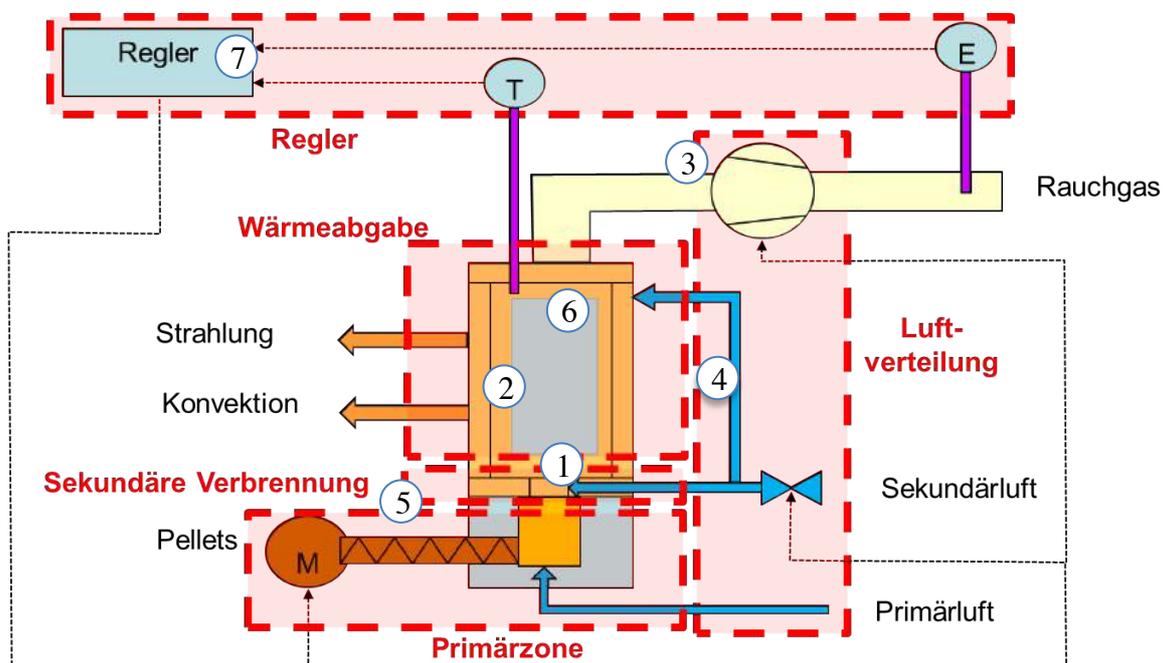


Bild 2 Vorgehen beim Entwickeln einer Regelstrategie.

2 Der digitale Zwilling

Der digitale Zwilling wurde in einer MATLAB-Simulink R2021b-Umgebung programmiert und besteht aus fünf Modulen, die zusammen einen generischen Pelletofen mit gestufter Verbrennung simulieren können. Der modulare Aufbau erlaubt es, die Komplexität der einzelnen Module schrittweise zu erhöhen und die Nachvollziehbarkeit von Änderungen zu vereinfachen. Ein Schema eines typischen Ofens mit den einzelnen Komponenten ist in Bild 3 dargestellt. Der Reaktor besteht aus einer primären (1) und einer sekundären Verbrennungszone (2). Der für die Vergasung und Verbrennung erforderliche Luftmassenstrom wird durch ein Gebläse (3) geregelt und über eine Klappe in der Sekundärluft (4) aufgeteilt. Über eine Schnecke (5), die von einem Motor (M) angetrieben wird, werden die Pellets der Primärzone zugeführt, wo sie aufgeheizt und gezündet werden. Das Produktgas aus der Primärzone steigt in die Sekundärzone auf, wo es dann oxidiert, seine Flammentemperatur erreicht und Wärme an die Brennkammerwand (6) abgibt. Durch diesen Wärmeverlust kühlt sich das Abgas auf seinem Weg von der Ausbrandzone zum Auslass ab, was einen wichtigen Einfluss auf die Emissionen hat. Je nach Regelungskonzept werden am Brennkammeraustritt verschiedene Parameter in unterschiedlichen Kombinationen gemessen, wie z. B. die Temperatur, der O₂- oder der CO-Gehalt. Anhand dieser Werte soll die Steuerung (7) die Stellglieder (Pelletzufuhr, Gebläsedrehzahl, Klappenstellung) so einstellen, dass der Ofen am optimalen Betriebspunkt betrieben wird.



IBRE

23.08.2022

7

Bild 3 Typischer Aufbau eines zweistufigen Verbrennungsofens.

Nachfolgend wird der Aufbau der einzelnen Module detaillierter dargestellt.

2.1 Luftverteilungsmodul

Ausgehend von der Gebläsedrehzahl der Gebläsekennlinie (Bild 4 (links)), dem Strömungswiderstand der Strömungskanäle und der durch das Reglermodul vorgegebenen Sekundärluftklappenstellung werden in diesem Modul die Primär- und Sekundärluftmassenströme berechnet. Die Sekundärluftklappenposition beeinflusst den Widerstand in der Sekundärluftzufuhr und somit die Luftzufuhrverteilung im gesamten Luftmodul. Ein möglicher Ansatz zur Simulation des Luftverteilungsverhältnisses von Sekundär- zu Primärluft bei einem zweistufigen Verbrennungsprozess ist in [4] beschrieben. Eine von [4] adaptierte und im Modell implementierte Version der Widerstände, Volumenströme und Druckverhältnisse im Luftverteilungsmodul ist im Bild 4 (rechts) dargestellt.

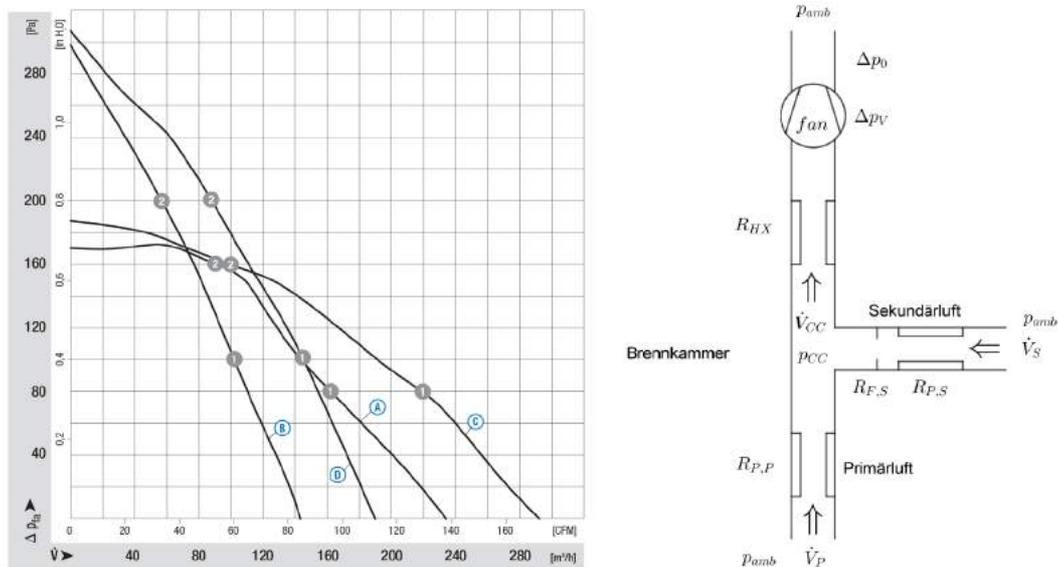


Bild 4 Gebläsekennlinie und Widerstände im Luftverteilungsmodul.

2.2 Primärverbrennung

Die Kinetik der Verbrennung ist komplex und immer noch Gegenstand der aktuellen Forschung [5]. Jedes Pellet durchläuft einen Zersetzungsprozess, wenn es in die Brennkammer gegeben wird. Während dieses Zersetzungsprozesses wird die gesamte Masse des Pellets umgesetzt (unter Vernachlässigung der Asche). Mithilfe der Annahme, dass bei der Verbrennung mehrerer Pellets der Zersetzungsprozess von jedem einzelnen Pellet gleich abläuft und die Summe aller in der Brennkammer befindlichen Pellets mit ihrem aktuellen Stand in ihrem Zersetzungsprozess dem Gesamtzustand der Brennkammer entspricht, kann der Rechenaufwand und die Komplexität reduziert werden. Der Massenverlust der Pellets in der Brennkammer lässt sich somit als Summe der Massenverluste von einzelnen Pellets darstellen (1).

$$m(t) = \sum_i m_i(t) \quad (1)$$

In Bild 5 wird der Massenverlust von sechs identischen Pellets (Pellet 1 bis 6) dargestellt. Die Summe der Pellets ergibt den Pellet-Gasfluss, der für die Verbrennung zur Verfügung steht.

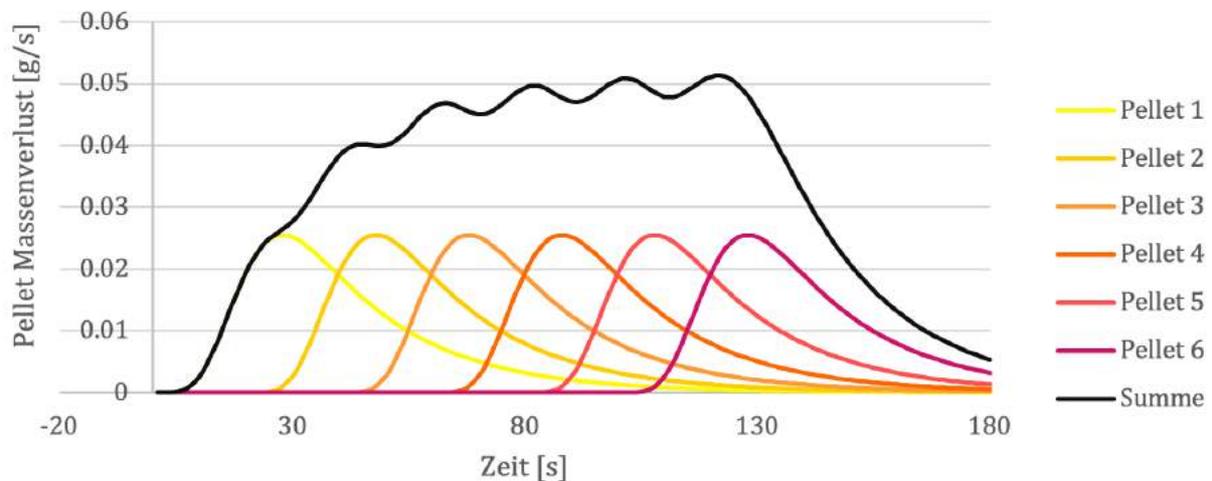


Bild 5 Resultate des Single Pellet Brenners für Pelletvergasung bei 900 °C: Verlauf des O₂- und CO₂-Gehalts im Abgas nach Aufgabe von einer Anzahl von 1 g Pellets.

Um den Zersetzungsprozess eines einzelnen Pellets zu analysieren, wurde ein Versuchsstand entworfen, bestehend aus einer zweistufigen Brennkammer und einem Rost. Über einen elektrischen Ofen kann die Brennkammer auf eine gewünschte Temperatur vorgewärmt werden. Die Primärluft wird auf die Brennkammertemperatur vorgewärmt und unterhalb des Rostes zugeführt. Die Sekundärluft kommt von oben und wird nicht vorgewärmt. Der Versuchsstand ist für eine Pelletmenge von 0.5 g bis 4 g ausgelegt.

Im Bild 6 (rechts) ist der innere Aufbau der Versuchsbrennkammer in Aussen- und in Schnittansicht sowie die Verbrennungsluftführung aufgezeigt. Die Versuchsbrennkammer besteht aus zwei Teilen. Einem Unterteil zur Zuführung der Primärluft und einem Oberteil, an welchem der Rost die Sekundärluftrohre und Temperatursensoren befestigt sind. Das Unterteil befindet sich zur Temperierung in einem elektrischen Ofen (Bild 6 (links)).

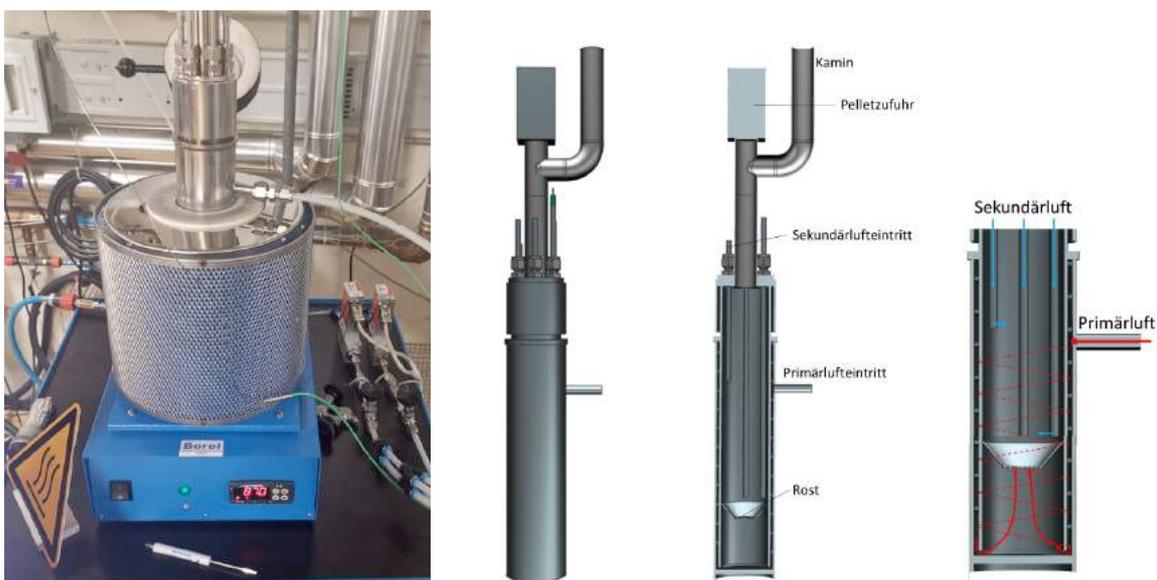


Bild 6 Aufbau des Single Pellet Brenners.

Die Primärluft wird seitlich in den Spalt zwischen Innen- und Aussenrohr eingeleitet. Durch einen eingelegten Draht wird die Luft spiralförmig nach unten geleitet und tritt aufgewärmt in den Raum unter dem Rost ein. Die Sekundärluft zur vollständigen Verbrennung der Holzgase aus der Primärzone wird durch mehrere Rohre von oben zugeführt. Die Rohre sind unten verschlossen, aber mit einer seitlichen Bohrung versehen. Die Rohre sind drehbar und verschiebbar, sodass die Sekundärluft über die Austrittslöcher radial bis tangential in verschiedenen Höhen in die Brennkammer eingedüst werden kann.

Zur Durchführung eines Testzyklus werden zunächst ein oder mehrere Pellets auf einen geschlossenen Kugelhahn vorgelegt und durch Öffnen des Kugelhahns gleichzeitig auf den Rost gegeben. Am Austritt der Brennkammer wird die Abgaszusammensetzung bestimmt.

Am Versuchsstand kann der Pelletgas-Massenstrom nicht gemessen werden. Deshalb wird angenommen, dass der CO_2 -Gehalt im Abgas über einen Zersetzungsprozess sich proportional verhält zum aktuellen Massenverlust.

Je Testzyklus wurden zwei auf 0.5 g Masse getrimmte Pellets auf den Rost aufgegeben. Die Testläufe wurden mit den gleichen Testparametern mehrmals wiederholt. Bild 7 zeigt die Verläufe der CO - und CO_2 -Gehalte im Abgas bei einer Ofentemperatur von 900°C . Der Verbrennungsprozess beginnt etwa 10 Sekunden nach der Zugabe auf den Rost. Der CO -Gehalt steigt nach dem Entzünden sowie im Ausbrand an, in den übrigen Phasen ist die Verbrennung vollständig. Der CO_2 -Gehalt hat einen einzelnen Peak. Mithilfe der Annahme, dass der CO_2 -Gehalt im Abgas sich proportional zum Massenverlust verhält, kann eine Funktion ermittelt werden, die den zeitabhängigen Massenverlust eines Pellets beschreibt. Die ermittelte Funktion wird schliesslich im Modell eingebettet.

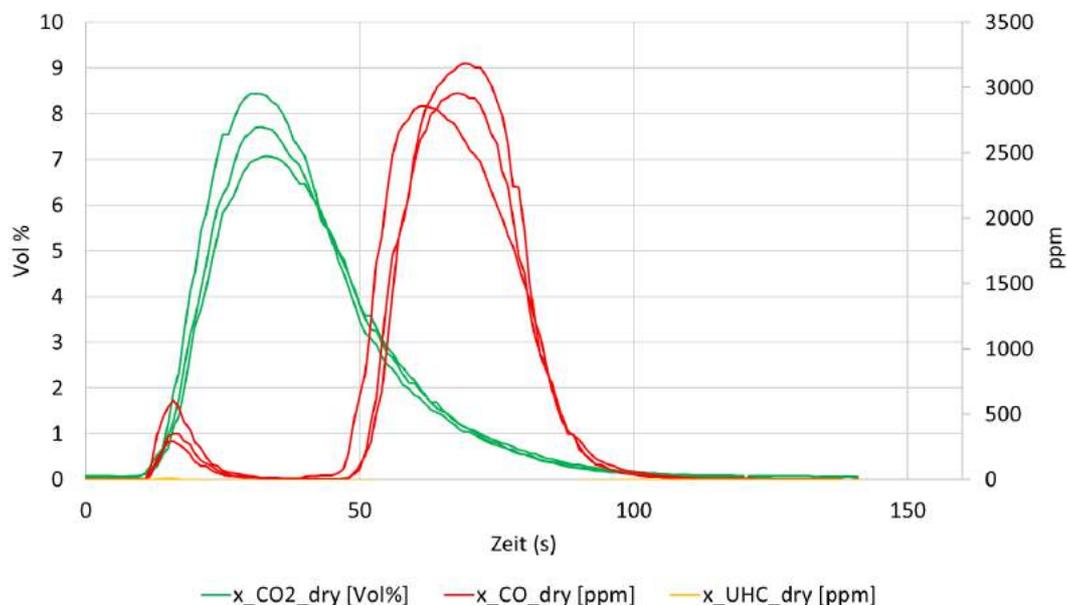


Bild 7 Resultate des Single Pellet Brenners: Verlauf des CO - und CO_2 -Gehalts im Abgas nach Aufgabe von 1 g Pellets bei einer Ofentemperatur von 900°C .

Die Pelletzufuhr wird durch eine gewichtete Wahrscheinlichkeitsfunktion wiedergegeben, welche das stochastische Zufuhrverhalten einer realen Pelletschnecke im Ofen simuliert. Der resultierende Pellet-Gasfluss aus dem Pellet-Massenverlust zusammen mit der Primär- und Sekundärluft dient als Input für das Sekundärverbrennungsmodul.

2.3 Sekundärverbrennung

Aus dem Massenverlust der Pellets wird der aktuelle Massenstrom der gasförmigen Zersetzungsprodukte bestimmt [6]. Modelliert wurde dieses Gas als ein Ersatzgas (bestehend aus H_2 , H_2O , CO_2 , CO und C_3H_8) mit den gleichen thermodynamischen Eigenschaften und der gleichen elementaren Zusammensetzung wie die Holzpellets. Die Verwendung dieses Ersatzgases mit definierter Zusammensetzung erleichtert die Durchführung der Berechnungen.

Mithilfe der Annahme einer vollständigen Verbrennung und den Massenströmen (Ersatzgas, Primär- und Sekundärluft), können die Abgaszusammensetzung und die adiabate Flammentemperatur iterativ bestimmt werden. Die adiabate Flammentemperatur wird im folgenden Wärmefreisetzungsmodul als Ausgangspunkt für die Abschätzung der Wärmeabgabe benötigt.

2.4 Wärmeabgabe Modul

Im Modul Wärmeabgabe werden die Wärmeübertragung und die Abkühlung der Verbrennungsprodukte berechnet und die Emissionen im Abgas ermittelt. Bild 8 zeigt die Energiebilanz der Brennkammer. Es wird angenommen, dass heiße Verbrennungsprodukte mit der im Sekundärverbrennungsmodul berechneten adiabaten Flammentemperatur T_{ad} , in die Brennkammer gelangen. Der Wärmeaustausch mit der Isolierung $\dot{Q}_{ins,i}$ und der Strahlungsverlust durch ein Fenster \dot{Q}_{win} kühlen das Produktgas auf die Abgastemperatur T_{flue} am Brennkammeraustritt ab. Der Energieverlust auf dem Weg zum Brennkammeraustritt wird durch die folgende Gleichung beschrieben;

$$\dot{m}_{flue} c_{p,flue} (T_{ad} - T_{flue}) = \dot{Q}_{win} + \dot{Q}_{ins,i} \quad (2)$$

\dot{m}_{flue} ist dabei der Abgasmassenstrom und $c_{p,flue}$ die Wärmekapazität des Abgases. Im Modell wird der Abkühlungsprozess in 10 Teilabschnitte unterteilt. Gleichung (2) stellt dabei lediglich eine vereinfachte Energiebilanz im Ofen dar.

Die Isolation des Ofens speichert Wärme und macht das Aufheizen respektive Abkühlen des Ofens träge. E_{ins} beschreibt dabei die Energie, die in der Isolation des Ofens gespeichert ist.

$$\dot{Q}_{ins,i} - \dot{Q}_{ins,o} = E_{ins} \quad (3)$$

Im Simulationstool werden die CO-Emissionen anhand von Erfahrungswerten aus einem realen Pelletofen simuliert. Da die Zersetzung von Kohlenwasserstoffen viel schneller abläuft als die weitere Oxidation von CO zu CO_2 , werden die Emissionen von unverbrannten Kohlenwasserstoffen nicht berücksichtigt. Auch die NO_x -Emissionen werden nicht simuliert [7].

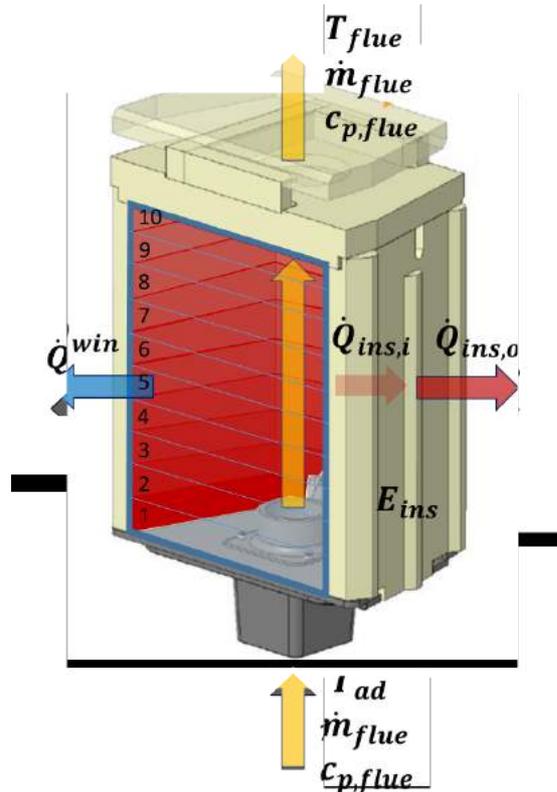


Bild 8 Energie- und Massenbilanz der Verbrennungskammer.

Die CO-Konzentration im Abgas ist eine Funktion des Restsauerstoffgehalts im Abgas und die Abhängigkeit in einem CO₂-Diagramm hat die Form einer sich nach oben öffnenden Parabel (Bild 9). Die Parabel verschiebt sich mit zunehmender Betriebszeit und Brennkammertemperatur in Richtung geringerer CO-Emissionen bei geringerem Sauerstoffgehalt [8]. Dies macht eine kontinuierliche Anpassung der Kurve während des Betriebs notwendig. Die Kurven in Bild 8 entsprechen experimentell aufgenommenen Werten für den zu modellierenden Ofen.

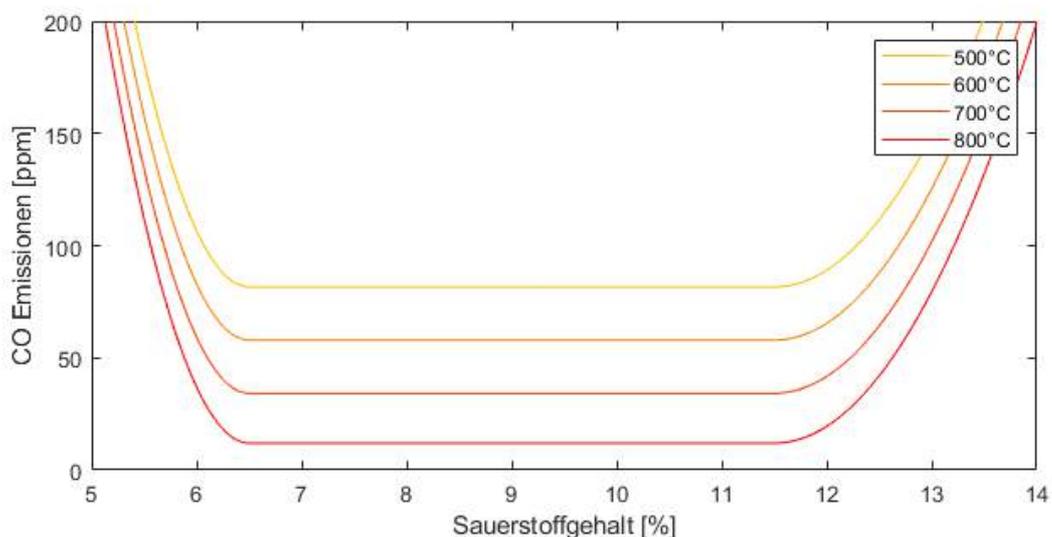


Bild 9 Durchschnittliche CO-Emissionen in Abhängigkeit vom Restsauerstoffgehalt bei verschiedenen Temperaturen im Brennraum.

2.5 Reglermodul

Das Reglermodul beinhaltet den Regelalgorithmus (programmiert in LabVIEW 2019) welcher mithilfe einer TCP/IP-Schnittstelle mit dem Matlab-Simulink-Modell kommuniziert. Der Regler kann ohne Modifikation sowohl am realen Ofen als auch im Modell eingesetzt werden. Die vom Modell ermittelten Sensorsignale vom Brennkammertemperaturfühler und CO-Sensor werden an den Regler übermittelt, welcher die Signale verarbeitet und schliesslich die Sekundärluftklappenposition für einen weiteren Berechnungsschritt im Modell vorgibt.

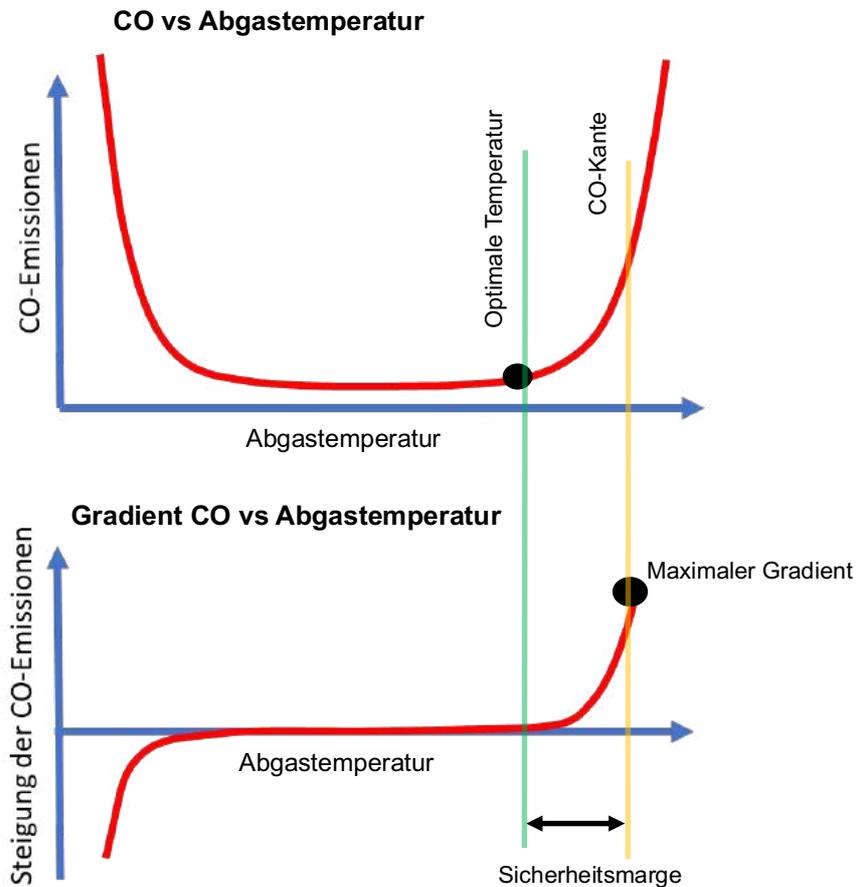
3 Regelstrategie

Ziel der Regelstrategie ist es, den Ofen im optimalen Betriebspunkt zu betreiben. Die Regelung soll diesen Punkt selbstständig finden mithilfe eines CO- und eines Temperatursensors. Das Signal des CO-Sensors eignet sich nicht für eine herkömmliche PID-Regelung, da sich die CO-Emissionen über einen weiten Restsauerstoffbereich nicht ändern und bei tiefen und hohen Restsauerstoffanteilen zu steigen beginnen. Somit kann der Regler im mittleren Bereich nicht eindeutig feststellen, wo sich der aktuelle Betriebspunkt befindet. Denn für einen Punkt mit erhöhten CO-Werten gibt es jeweils einen Punkt bei tiefen und einen Punkt bei hohem Restsauerstoffanteil. Die Abgastemperatur zeigt einen stetigen Anstieg bei der Reduktion des Restsauerstoffgehalts und eignet sich daher als Regelgrösse. Das Regelkonzept sieht daher vor, das Signal des CO-Sensors zu verwenden, um den CO-Anstieg bei tiefem Restsauerstoffgehalt zu detektieren und daraus einen Sollwert für die Temperaturregelung abzuleiten. Die Temperaturregelung versucht durch Ansteuern der Sekundärluftklappe die Abgastemperatur konstant zu halten.

Um diesen Temperatur-Sollwert zu finden, wird vom Regler eine Temperatur-CO-Charakteristik des Ofens erstellt. Dazu werden die CO-Emissionen und die entsprechenden Abgastemperaturen in der Brennkammer kontinuierlich aufgezeichnet. Die Datenpaare werden in Abhängigkeit von der Brennkammertemperatur sortiert, wodurch eine badewannenähnliche Kurve entsteht, wie sie in Bild 10 dargestellt ist. Um den Anstieg der CO-Emissionen zu finden, wird der Gradient dieser Kurve für jeden Punkt bestimmt. Wie in Bild 10 dargestellt, zeigt die Steigung negative Werte auf der kalten Seite (niedrige Brennraumtemperaturen und hoher Restsauerstoffgehalt) und eine positive hohe Steigung, wenn CO auf der heissen Seite der Kurve (hohe Brennraumtemperaturen und tiefer Restsauerstoffgehalt) ansteigt. Die CO-Kante ist definiert als der Wert mit dem zu diesem Zeitpunkt höchsten CO-Gradienten (Maximum der 1. Ableitung). Die CO-Emissionen schwanken während des normalen Betriebs des Ofens und es können einige Spitzen auftreten. Durch die Glättung der Kurve werden die Spitzen reduziert und die tatsächliche CO-Kante wird ersichtlich.

Wurde die CO-Kante erkannt, wird die entsprechende Abgastemperatur abzüglich einer Sicherheitsmarge von 20 K als neuer Sollwert übernommen. Um zu verhindern, dass der Regler den Ofen über einen längeren Zeitraum in einem unerwünschten Betriebspunkt betreibt, wurden verschiedene Sicherheitskontrollen implementiert, wie zum Beispiel eine Limitierung der Zeit mit komplett geöffneter Sekundärluftklappe und Implementierung einer Sprungantwort bei sehr hohen CO-Emissionen. Mit diesen Massnahmen ist sichergestellt, dass die Regelung schnell wieder den optimalen Betriebspunkt findet. Das optimierte Regelungskonzept ist tolerant gegenüber einem Signaldrift des Co-Sensors, da nur relative Signaländerungen über die

Zeit (Gradienten) zur Steuerung verwendet werden. Mit diesem optimierten Konzept ist ein Betrieb bei niedrigen Luftüberschussraten (hoher Wirkungsgrad) und niedrigen CO-Emissionen möglich. Dies wird im nächsten Kapitel (Resultate) in den Testläufen bestätigt.



13

Bild 10 CO-Temperatur-Charakteristik.

4 Resultate

4.1 Test der Regelstrategie

Ein standardisierter Lastzyklus [10] wurde zweimal simuliert, einmal mit konstanter Luftklappenstellung (ohne Regelung) und einmal mit einer variablen Sekundärluftklappenstellung (mit Regelung). Der Lastzyklusversuch wurde von einem europäischen Konsortium im Rahmen eines vorangegangenen Projekts entwickelt mit dem Ziel, das reale Nutzerverhalten in einem standardisierten Lastzyklus abbilden zu können. Der Testzyklus besteht aus Sequenzen mit Nennlastbetrieb (1a und 2), mit minimaler Leistung (1b) und mit mittlerer Leistung (3). Dazwischen liegen zwei Sequenzen, in denen der Ofen nicht betrieben wird (S1 und S2). Die resultierenden Abgastemperaturen im Lastzyklus am Ausgang der Brennkammer sind in Abbildung 12 dargestellt. Für eine bessere Sichtbarkeit der Temperaturunterschiede wurden gleitende Mittelwerte über einen Zeitraum von 10 min (+/- 5 min vom aktuellen Wert) berechnet.

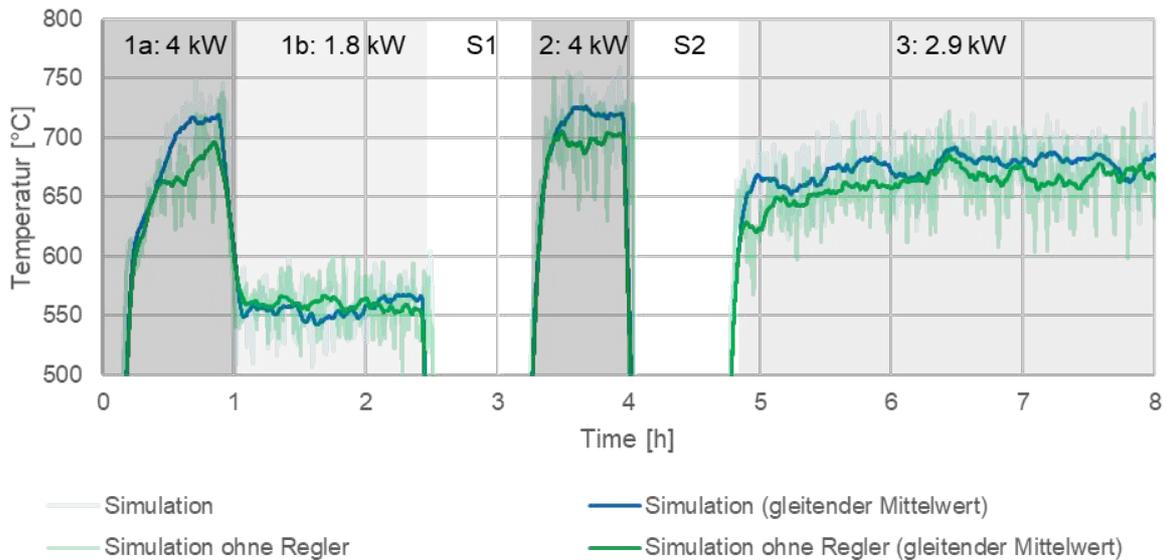


Bild 11 Lastzyklussimulation – Vergleich mit vollständig geöffneter Sekundärluftklappe (grün) und geregelter Sekundärluftklappe (blau).

Ein Ziel des Regelalgorithmus ist, die CO-Emissionen niedrig zu halten und gleichzeitig den Wirkungsgrad zu erhöhen. Der durchschnittliche Restsauerstoffgehalt wird durch die Regelung über den gesamten Messzeitraum um 1.68 %-Punkte gesenkt (Tabelle 1) und die Temperatur um 11.1 °C erhöht. Die höheren Temperaturen führen zu einem besseren Wirkungsgrad, während die CO-Emissionen auf einem vergleichbaren Niveau bleiben. Die Standardabweichung (STD) der Temperatur und der CO-Emissionen zeigen vergleichbare Schwankungen, während die Schwankungen des Sauerstoffs um 38.2 % erhöht sind.

Tabelle 1 Emissionen und Temperatur eines Lastzyklus im Vergleich (mit und ohne Regelung).

	Einheit	Ohne Regelung (STD)	Mit Regelung (STD)	Δ (STD)
O ₂	%	11.15 (1.65)	9.47 (2.28)	-1.68 % (+38.2%)
CO	ppm	120.5 (456.6)	134.4 (449.0)	+13.9 ppm (-1.7%)
Temperatur	°C	618.3 (18.8)	629.4 (19.5)	+11.1 (+3.7%)

4.2 Vergleich von Messung und Simulation

Der Regler wurde im realen Ofen getestet und die gemessenen Temperaturen mit der Simulation verglichen. Die gemittelten Temperaturen für verschiedene Teile des Lastzyklus sind in Tabelle 2 dargestellt. Der Gesamtmittelwert wird ohne die Abschaltperioden S1 und S2 im Lastzyklus berechnet. Die Temperatur als Regelparameter ist mit einer durchschnittlichen Abweichung von 2.1 K gut dargestellt (Tabelle 2). Auch die Standardabweichungen zum gleitenden Mittelwert haben eine geringe Abweichung über die gesamte Messdauer von 1 %. Während der Aufwärmphase sind die durchschnittlichen Abweichungen vom Modell mit 24.9 K am grössten. Die Schwankungen sind bei der Messung im Teillastbetrieb um 43.8 % grösser, verglichen mit der Simulation. Ansonsten stimmen die Temperaturen für alle Betriebszustände zwischen Simulation und Messung gut überein, mit einer mittleren Abweichung von weniger als 15 K und einem maximalen Unterschied in der Standardabweichung zum gleitenden Mittelwert von 6.5 %. Der Mittelwert der CO-Emissionen über den gesamten Zyklus ist bei der

Messung um 24.7 ppm höher (entspricht 18.4 %) wie bei der Simulation. Somit zeigen die ermittelten Werte in Tabelle 2 eine gute Übereinstimmung mit dem Ofen.

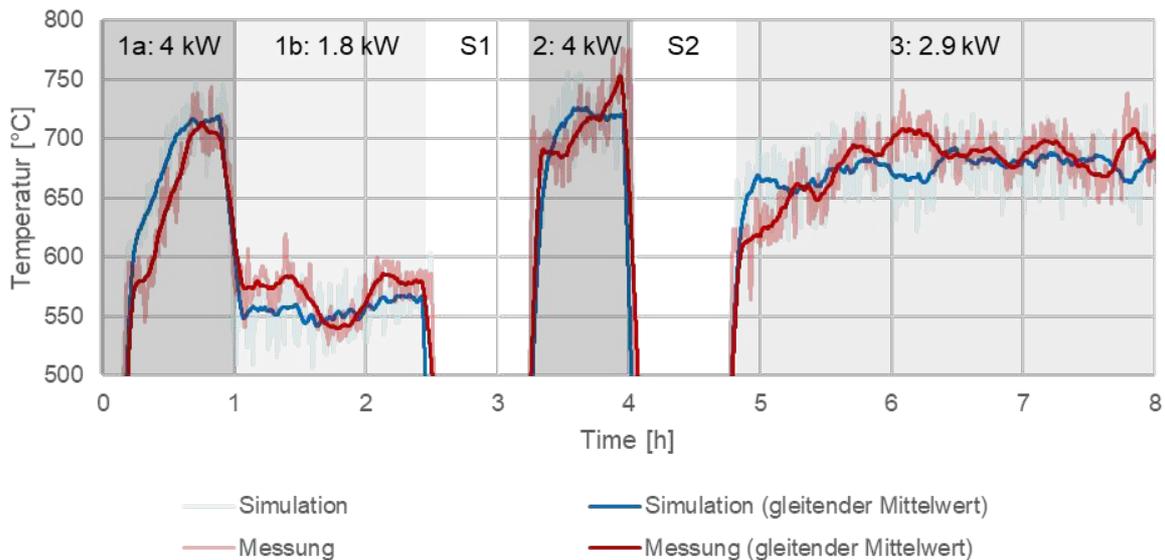


Bild 12 Lastzyklussimulation – Vergleich Simulation (blau) und Messung (rot).

Tabelle 2 Temperaturen eines Lastzyklus (Vergleich Simulation und Messung, jeweils mit Regelung).

	Leistung	Simulation (STD)	Messung (STD)	Δ (STD)
Gesamtdurchschnitt	2.9 kW	629.4 °C (19.5°C)	631.5°C (19.7°C)	+2.1°C (+1.0 %)
Aufwärmen	1a) 4 kW	586.8°C (22.3°C)	561.9°C (23.0°C)	-24.9°C (+3.1%)
Teillast	1b) 1.8 kW	560.9°C (15.3°C)	574.1°C (8.6°C)	+13.2°C (-43.8%)
Nennwärmeleistung	2) 4 kW	666.4°C (33.9°C)	673.3°C (36.1°C)	+6.9°C (+6.5%)
Teillast	3) 2.9 kW	663.9°C (14.1°C)	667.1°C (14.2°C)	+3.2°C (+0.7%)

5 Schlussfolgerungen

Mit einem einfachen Modell lassen sich die für die Regelung wichtigen Parameter ausreichend gut darstellen, um verschiedene Regelalgorithmen zu testen. Die Verknüpfung des LabVIEW-Reglers mit dem Matlab-Simulink-Modell über eine TCP/IP-Verbindung war entscheidend, um denselben Regler im Modell und auf einem realen Prüfstand zu testen. Das Modell ist in der Lage, verschiedene Regelstrategien zu testen und kann die Testzeit sowie die damit verbundene Entwicklungszeit und -kosten reduzieren. Darüber hinaus kann das Modell dazu verwendet werden, um die Auswirkungen von Schwankungen anderer Prozessparameter zu quantifizieren, z. B. die Auswirkungen von Schwankungen bei der Pelletzufuhr.

Die Temperatur in der Brennkammer und die CO-Emissionen eines kontrollierten Lastzyklus [10] können mit dem Modell gut reproduziert werden. Die Abweichungen (zwischen Messung und Simulation) der Mittelwerte über den gesamten Zyklus betragen 2.1 K (1 % Unterschied in der Standardabweichung zum gleitenden Mittelwert) für die Temperatur und 24.7 ppm (entspricht 18.4 %) für die CO-Emissionen.

Das Modell ist nicht in der Lage, den Beginn des Anzündvorgang sowie den Ausbrand nach dem Ausschalten der Brennstoffzufuhr richtig zu simulieren, da es in diesen Phasen zu grossen Änderungen innerhalb des Glutbetts kommt und die Simulation immer von einem

gleichbleibenden Glutbett ausgeht. Diese beiden Phasen sind für die Entwicklung einer Regelstrategie nicht massgebend. Wichtig ist die korrekte Simulation während des kontinuierlichen Betriebs bei unterschiedlichen Leistungen sowie der Lastwechsel während des Betriebs. Diese Betriebsphasen werden realistisch simuliert.

Das Modell kann in anderen gestuften Verbrennungssystemen verwendet werden, dafür müssen jedoch bestimmte Parameter wie die Druckverlustbeiwerte, die Klappencharakteristik und die CO-Charakteristik mithilfe von Messungen neu ermittelt werden.

6 Literatur

- [1] M. Sturc, 'Renewable energy. Analysis of the latest data on energy from renewable sources', *Eurostat Statistics in focus*, pp. 44–2012, 2012.
- [2] C. Mandl, I. Obernberger, M. Koessl, D. Lustenberger, T. Strebel, and D. Winkler, 'Clean and Efficient Low Emission Micro-Scale Pellet Stove with Advanced Control', presented at the 30th European Biomass Conference & Exhibition, Online, May 2022.
- [3] C. Mandl, I. Obernberger, F. Volz, and W. GmbH, 'Guidelines for automated control systems for stoves'.
- [4] R. Bauer, M. Göllles, T. Brunner, N. Dourdoumas, and I. Obernberger, 'Modellierung der Druck- und Volumenstromverhältnisse in einer Biomasse-Feuerung (Modelling of Pressures and Volume Flows for a Biomass Furnace)', *at - Automatisierungstechnik*, vol. 55, no. 8, pp. 404–410, Aug. 2007, doi: 10.1524/auto.2007.55.8.404.
- [5] K. Mahmoud and A. Dimitris, 'Wood stove combustion modeling and simulation: Technical review and recommendations', *International Communications in Heat and Mass Transfer*, vol. 127, p. 105423.
- [6] U. Sénéchal, 'Holzverbrennung in Kaminöfen mit Keramikfilter - experimentelle Untersuchungen und mathematische Modellierung', Dissertation, Technische Universität Dresden, 2013.
- [7] M. Kaltschmitt, H. Hartmann, and H. Hofbauer, *Energie aus Biomasse*. Wien: Springer, 2016.
- [8] M. Deutsch, M. Göllles, C. Zemann, and S. Zlabinger, 'Modellbasierte Regelung von Scheitholzkesseln mit Pufferspeicher'. Aug. 31, 2018.
- [9] J. Wüest, 'Selbstadaptiver PID-Regler', EP 0 974 880 A1
- [10] G. Reichert *et al.*, 'Final Report: Definition of Suitable measurement method and advanced type testing procedure for real life conditions'. BE2020+, 2016.

Verdankung

Diese Arbeit wurde im Rahmen des *12th ERA-NET Bioenergy Joint Call* durchgeführt als Teil des Projekts „Development of a new low-cost low-emission micro-scale pellet stove with advanced process control“ mit der Referenznummer: BEN12-18-14. Wir danken unseren Projektpartnern BIOS BIOENERGIESYSTEME GmbH, Rika Innovative Ofentechnik GmbH und Lamtec Mess- und Regeltechnik für Feuerungen GmbH für ihre wertvollen Beiträge. Wir danken auch unseren Kollegen Dieter Winkler und Josef Wüest für ihre Hilfe während der Messkampagne und ihren wertvollen Input beim Aufbau und der Entwicklung des Simulationstools.

Diese Forschung wurde vom Bundesamt für Energie (Projekt SI/501839-01) finanziert.

Holzvergaser zur Wärme-Kraft-Kopplung von 35 kW_{el} bis 600 kW_{el} und in Kaskaden bis in den MW-Bereich

Matthias von Senfft

Spanner Re² GmbH, DE - 84088 Neufahrn

Zusammenfassung

Spanner Re² ist mit ca. 1000 installierten Holz-Kraft-Anlagen einer der erfolgreichsten Hersteller holzbasierter KWK-Anlagen. Das Unternehmen mit Sitz im niederbayerischen Neufahrn hat sich anfänglich auf den kleinen Leistungsbereich spezialisiert. Mittlerweile zählt Spanner Re² mit seiner Holzgas-Technik auch im MW-Bereich zu einem der führenden Hersteller am Weltmarkt.

Die Holz-Kraft-Anlagen basieren auf dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und erzeugen aus einer grossen Bandbreite an Biomasse Strom und Wärme. Der zentrale Schritt der Holzvergasung findet im patentierten Reformer statt. Dieser arbeitet im Gleichstrombetrieb, d.h. die Hackschnitzel und das Holzgas bewegen sich in die gleiche Richtung. Das Glutbett ist bei diesem Verfahren besonders kompakt und kontrolliert, was zu einem äusserst sauberen Holzgas führt. Das Holzgas wird dem BHKW zugeführt. Bei dieser Technik der Holzvergasung wird neben Strom gleichzeitig auch Wärme erzeugt und das anders als bei Solar- und Windenergie wetterunabhängig. Die innovative Technik von Re² hält ein weiteres grosses Potential bereit, denn das im Holzvergaser produzierte Holzgas kann auch ohne Einsatz eines BHKW als Direktgas genutzt werden. Dadurch lässt sich beispielsweise Erdgas bei Industrieprozessen ersetzen.

Ob Waldhackgut, Waldrestholz, aufbereitetes Strassenbegleitgrün oder geschredderte Obstkisten - ein Holzvergaser von Spanner Re² erzeugt aus nahezu jedem Holz Energie. Holz ist nicht der einzige Brennstoff der verwendet werden kann. Erprobte Alternativen sind Nusschalen, Sonnenblumenkernschalen oder Kunststoffabfälle was fossile Ressourcen einspart.

Holz-Kraft-Anlagen verfügen über einen breiten Anwendungsbereich. So werden Sie zur Strom- und Wärmeerzeugung für Hotels, Landwirtschaften und Holzverarbeitende Betriebe eingesetzt. Auch nutzen Unternehmen die erzeugte thermische Energie für ihre Prozesse oder nutzen das Holzgas als direkten Ersatz von Erdgas.

1 Einleitung

Unser Unternehmen entstand im Jahre 2004 als Geschäftsbereich „Erneuerbare Energien“ der Spanner-Gruppe. Gestartet ist die Spanner Re² mit der Fertigung von Pelletkesseln für namhafte Partnerfirmen. Motiviert durch den Pionier Bernd Joos wagte sich 2007 ein kleines

Team der Spanner Re2 GmbH als weiteres Standbein an die Holzvergaserertechnik - und das sehr erfolgreich. Zusammen mit unseren ersten Kunden haben wir diese spannende Technik der Holzvergasung erfolgreich zur Serienreife gebracht und können auf über 900 installierte Holz-Kraft-Anlagen blicken. Dieser umfassende Erfahrungsschatz und die Technologieentwicklung als Pionier auf diesem Gebiet machen Re² zum führenden Hersteller holzbasierter Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.



Bild 1 Holzvergaser. Quelle: Spanner Re² GmbH, 2022, www.holz-kraft.com/images/produkte/holzvergaser.png.

Die Holz-Kraft-Anlage besteht aus einer Vergasereinheit und einem Blockheizkraftwerk (BHKW), das Strom und Wärme erzeugt. Die Leistungsklassen reichen von 35 kW_{el} bis 600 kW_{el}. Eine übergeordnete Steuerung ermöglicht auch die Anlagen in Kaskade zu schalten, womit Leistungen bis in den Megawatt-Bereich möglich sind. Die Vergasereinheit kann auch ohne BHKW betrieben werden. Hier wird das Holzgas für Prozesse in Industriebetrieben direkt genutzt wie beispielsweise in Ziegel-, Kalk- oder Glaswerken.

2 Die Holz-Kraft-Anlage

2.1 Rohstoff (2. Ebene)

Das Holz hat drei wesentliche Bestandteile, die es bei der Vergasung zu zersetzen gilt: Die Zellulose mit etwa 40-50 %, das Lignin, welches zu 20-30 % im Holz enthalten ist und die Hemizellulose, welche zu etwa 20-35 % enthalten ist [Müller-Hagedorn, 2004]. Der Wassergehalt in unbearbeitetem Holz ist für die Holzvergasung viel zu hoch und sollte maximal bei 13 % liegen. Der Grund für diesen Wert ist, dass das Holz dabei emissionsarm verbrennt und zusätzlich einen hohen Heizwert besitzt. Bei der Holzvergasung ist man zudem nicht auf eine spezielle Holzart beschränkt und kann als Brennstoff die unterschiedlichsten Hölzer wie Eiche, Kiefer oder Buche verwenden, wobei es dabei zu Unterschieden in der Leistung bei unterschiedlichen Holzarten kommen kann. Dabei sollte jedoch auf den Harzgehalt und den Gerbsäureanteil im Holz geachtet werden, da diese massgeblich die Qualität des Holzgases beeinflussen können. Die Form des Brennstoffes ist nicht auf Holzhackschnitzel aus Waldrest- oder Stammholz beschränkt, sondern bietet mehrere Möglichkeiten: Briketts, Schredder-Schnitzel

oder auch Pellets können verwendet werden. Weitere Beispiele sind aufbereitetes Strassenbegleitgrün, geschredderte Obstkisten oder Paletten. Auf Bild 2 sind unterschiedliche geschredderte Materialien zu sehen, die sich hier durch ihre Farbe, Größe und Art des Holzes unterscheiden.



Bild 2 Hackschnitzel. Quelle: Spanner Re² GmbH, 2022, www.holzkraft.com/images/brennstoffe/brennstoff_hackschnitzel_1200px.jpg

Zudem führt Spanner Re² zusammen mit Kooperationspartnern Versuche zur Verwendung von Kunststoffen als Brennstoff durch – mit Erfolg. Beim Rohstoff ist weiterhin wichtig, dass Fremdstoffe wie Sand, Erde, Stein oder Metall vermieden werden. Diese können unter Umständen zu Schäden im Reformier führen. Die gewünschte Holz hackschnitzelqualität ist angelehnt an die DIN ISO 17225-1. In dieser Norm sind die Partikelgröße: P31S, der Wassergehalt: M10, der Stickstoffgehalt: N0.5, der Feingutanteil: F10 und der Aschegehalt: A1.0 festgelegt [Klimaaktiv, 2020]. Bevor das Material nun in den Holzvergaser gegeben werden kann, müssen zu grosse und zu kleine Hackschnitzel herausgesiebt werden. Sie weichen von der oben genannten Norm zu stark ab und könnten auch den Vergasungsprozess negativ beeinflussen. Der Feinanteil (Hackschnitzel, die kleiner als vier Millimeter sind) enthält zudem meist Mineralstoffe, die im Reformier zu Schlackenbildung führen. Auch trägt ein hoher Feinanteil zu mehr Kohlestaub in der Asche bei. Wie viel Material ein Holzvergaser benötigt, ist aufgrund seiner Form immer unterschiedlich. Wir geben für unsere Holz-Kraft-Anlagen an, dass der Verbrauch bei ungefähr 0,9 Kilogramm Brennstoff pro 1 kWh elektrisch und gleichzeitig 2 kWh thermisch liegt.

2.2 Technischer Aufbau

Der Holzvergaser ist aufgeteilt in die Vergasereinheit und das Blockheizkraftwerk. Die Vergasereinheit lässt sich in vier wesentliche Komponenten unterteilen. Die Schleuse, den Reformier, den Filter und den Nachreformier. Zu Beginn gelangen die Hackschnitzel aus der Trocknungsanlage über ein Fördersystem in die Schleuse. Diese verhindert, dass von aussen Fremdluft in die Maschine gelangen kann und dass kein Holzgas aus der Maschine austreten kann. Dies funktioniert durch zwei übereinander liegende Kammern, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten geöffnet oder geschlossen werden. Danach gelangen die Hackschnitzel über eine Förderschnecke in den Reformier. Darin findet der Prozess der Vergasung statt. Der Reformier

ist dabei in vier Zonen unterteilt, die schichtartig im Inneren aufgeteilt sind. Es beginnt mit der Trocknungszone, danach kommt die Pyrolysezone und die Oxidationszone und abschliessend die Reduktionszone. Am Kopf des Reformers befindet sich ein Sensor, der den Füllstand der Hackschnitzel misst. In der Mitte befindet sich ein Glühzünder, der beim Start der Anlage die Hackschnitzel erhitzt. Am Boden befindet sich ein Scheibenrost, der die Kohleklumpen zerkleinert. Durch ihn bewegt sich das Material nach unten zum Boden. Die einzelnen Zonen sowie das Glutbett bleiben immer auf gleicher Höhe. Nach dem Reformer wird das Holzgas durch Kühlstrecken abgekühlt und gelangt anschliessend in den Holzgasfilter. Hier wird das Gas von Kohle und Aschepartikeln befreit, die dem Motor schaden könnten. Das Holzgas wird nun dem BHKW zugeführt. Der Rest, der im Gasfilter liegen bleibt, wird über eine Förderschnecke in einen sogenannten Nachreformer zu Asche gewandelt, welche dann abschliessend entsorgt wird. Im Blockheizkraftwerk wird Luft dem Holzgas beigemischt und anschliessend dem Motor zugeführt. Der Motor wurde dabei speziell für das Holzgas modifiziert, da es sich bei Holzgas um ein Schwachgas handelt. Nachdem das Holzgas im Motor gezündet worden ist, werden die Abgase über Katalysatoren gereinigt und anschliessend über einen Auspuff aus dem System geleitet. Die thermische Energie des Holzvergasers wird in Kühl- und Wasserkreisläufen gewonnen, die sich in beiden Anlagen befinden. Insgesamt erzeugt eine Holz-Kraft-Anlage ein Drittel elektrische und zwei Drittel thermische Energie.

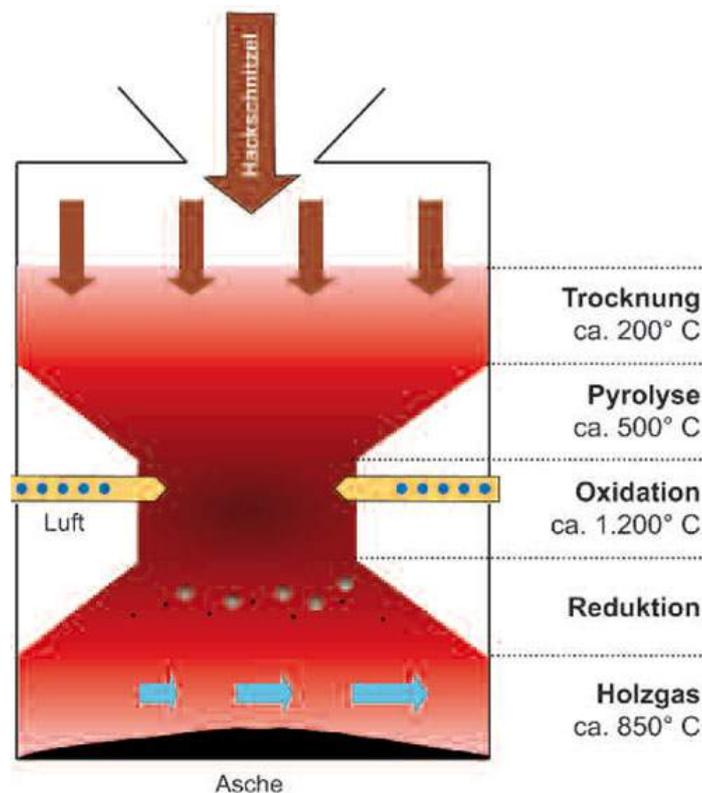


Bild 3 Schema des Vergasungsprozesses: Im Reformer werden Holzsnitzel in Holzgas umgewandelt. Quelle: Spanner Re² GmbH, 2022, www.holz-kraft.com/images/produkte/holzgas_prozess.jpg

2.3 Technische Daten

Tabelle 1 Technische Daten 1/2. Quelle: Spanner Re² GmbH, 2022.

Leistungsmerkmale	HKA 35	HKA 50	HKA 70
Elektrische Leistung	35 kW	49 kW	68 kW
Thermische Leistung BHKW	70 kW	93 kW	126 kW
Thermische Leistung Holzvergaser	9,5 kW	13 kW	18 kW
Thermische Leistung Gesamt	79,5 kW	106 kW	144 kW
Gesamtleistung	114,5 kW	155 kW	212 kW
Wirkungsgrad BHKW + Holzvergaser			
Thermischer Wirkungsgrad	56,9%	56,0%	58,1%
Elektrischer Wirkungsgrad	28,4%	26,0%	27,4%
Gesamtwirkungsgrad	85,3%	82,0%	85,5%
Brennstoff			
Brennstoffverbrauch (abhängig vom Material)	31,5 kg/h	41,9 kg/h	55,1 kg/h
Volumenströme			
Holzgasvolumenstrom	79 m ³ /h	106 m ³ /h	139 m ³ /h
Abgasvolumenstrom ¹⁾	274 m ³ /h	415 m ³ /h	564 m ³ /h

¹⁾ für BHKW 35kW bei 125°C und Feuchtegehalt f=11,6 Vol%, für BHKW 49kW bei 160°C und Feuchtegehalt f=12 Vol%, für BHKW 70 bei 100°C und Feuchtegehalt f=12 Vol%

Tabelle 2 Technische Daten 2/2. Quelle: Spanner Re² GmbH, 2022.

Holzgas		
Zusammensetzung		
CO	17-20%	
H ₂	13-16%	
CH ₄	1-5%	
CO ₂	7-12%	
C _n H _n	0,1-0,5%	
N ₂	Rest	
Teergehalt	< 100 mg/m _n ³	
Heizwert (in Normbedingungen)	5,6 MJ/m _n ³ = 1,55 kWh/m _n ³	
Abgaswerte		
Zusammensetzung		
CO	< 650 mg/m ³	
NO _x	< 500 mg/m ³	
Gesamtstaub	< 20 mg/m ³	
Benzol	< 1 mg/m ³	
Asche/Kohleaustrag	Ohne Nachreformer	Mit Nachreformer
Menge in [kg] der eingesetzten Holz hackschnitzel, ca.	3-10 %	1-2 %
Dichte	0,15-0,2 kg/dm ³	~ 0,2-0,9 kg/dm ³
Körnung	< 2,5 mm	< 1 mm
Glühverlust ²⁾	~ 80 %	~ 3-50 %
Heizwert, ca.	6 kWh/kg	0-6 kWh/kg

²⁾ Glühverlust: Anteil an organischer Substanz, abhängig von den eingesetzten Holz hackschnitzel und der Umsatzrate des Nachreformers.

2.4 Anlagenbeispiele



Bild 4 HKA 49, Mafia Island, Tansania.



Bild 5 Holz-Kraft-Kaskade Jekabpils, Lettland, 900 kW_{el} / 2 MW_{th}.



Bild 6 Trigeneration für Tomatenzucht in Asien mit 900 kW_{el}, 2 MW_{th} und Nutzung des CO₂ aus dem Holzgas zum Tomatenanbau.

3 Literatur

Klimaaktiv: Klassifizierung von Brennstoffen und deren Energieinhalten, 2020.
<https://www.klimaaktiv.at/dam/jcr:90c158cd-7972-44d6-aff0-8cedc80b29>

Müller-Hagedorn.: Charakterisierung der Pyrolyse von Biomasse am Beispiel von Nadel- und Laubbaumholz, 2004. http://vbt.ebi.kit.edu/themen/biomasse/Vortrag_pyro_biom.pdf

Power-to-Gas zur Saisonspeicherung von Elektrizität

Thomas Peyer, Swisspower AG, Bern

Philipp Mäder, Swisspower AG, Bern

Zusammenfassung

Im Beitrag wird der Einsatz von Power-to-Gas (PtG) zur Nutzung von Klärgas aus einer Abwasserreinigungsanlage (ARA) und Elektrizität aus einer Kehrlichtverbrennungsanlage (KVA) beschrieben. Aus dem Klärgas, welches zu rund zwei Drittel aus Methan (CH_4) und einem Drittel aus Kohlendioxid (CO_2) besteht, wird unter Zugabe von Wasserstoff in einem Bioreaktor Methan produziert, das als Synthetic Natural Gas (SNG) bezeichnet wird. Die Gesamtmenge an Methan umfasst dabei das im Klärgas enthaltene und das durch Konversion aus CO_2 und H_2 gewonnene Methan. Die Produktion von Wasserstoff erfolgt durch Elektrolyse von Wasser, wobei im vorgestellten Beispiel Elektrizität aus der KVA genutzt, künftig aber auch Solar- und Windstrom eingesetzt werden kann. Da PtG-Anlagen zur Flexibilisierung der Energieversorgung und zur Saisonspeicherung von Energie beitragen können, aber unter aktuellen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich sind, werden politische Massnahmen zur Förderung von PtG-Anlagen beschrieben.

1 Die Power-to-Gas-Anlage der Limeco in Dietikon

1.1 Der Standort Limeco in Dietikon

Die Limeco betreibt am Standort Dietikon eine Abwasserreinigungsanlage (ARA) und eine Kehrlichtverwertungsanlage (KVA). Das Gas aus der Klärschlammfäulung wurde bisher in zwei Blockheizkraftwerken (BHKW) verstromt und ist bis ins Jahr 2027 KEV-berechtigt. Die ARA Limeco produziert jährlich ca. 1'850'000 m^3 Klärgas (Rohgas) mit einem Energieinhalt von ca. 13'000 MWh bei einem CH_4 -Gehalt von ca. 64 %. Die Stromproduktion aus den bestehenden BHKWs beträgt jährlich rund 3'000 MWh Strom.

In der KVA werden jährlich rund 90'000 Tonnen Abfall verbrannt und in einer Turbogruppe mit ca. 8 MW verstromt. Die Nettostromproduktion beträgt ca. 50 GWh/a und wird ins 16kV-Netz der EKZ eingespeist. Die KVA-Abwärme wird in einem regionalen Wärmenetz bereits heute genutzt. Die künftig geplante Wärmenutzung liegt bei ca. 170 GWh/a.

1.2 Hybridkraftwerk Limeco

Limeco steht inmitten eines der grössten Entwicklungsgebiete der Schweiz. Zusammen mit dem Ausbau der Limmattalbahn und der stetigen Erweiterung der Wirtschaftsraumes Zürich wird im Limmattal ein überdurchschnittlicher Bevölkerungszuwachs erwartet. Unter diesem

Aspekt richtete sich Limeco strategisch mehr und mehr vom Entsorger zum Energieversorger aus, um so den Kreislauf in der Region möglichst zu schliessen («aus der Region – für die Region»). Eine Erneuerung der KVA inklusive einer Kapazitätserhöhung auf ca. 160'000 Tonnen pro Jahr ist bis spätestens im Jahre 2035 geplant. Zwei der acht Trägergemeinden von Limeco sind zudem im Besitz einer eigenen Gasnetzinfrastruktur. Die Steigerung der Produktion von Biogas aus der Kläranlage wurde bereits im Jahre 2016 überprüft. Limeco hat sich entschieden das Klärgas in Zukunft ins Gasnetz einzuspeisen, um damit die energetische Nutzung des Klärgases zu steigern. Die Abwärme aus dem BHKW wurde nur teilweise genutzt und aufgrund der Stilllegung der Klärschlammverbrennung stieg die Klärgasmenge über die Kapazität der BHKWs hinaus. Es muss zeitweise Klärgas abgefackelt werden.

Im Jahre 2015 nahm der Deutsche Technologiekonzern Viessmann die eigene PtG-Anlage am Standort Allendorf (D) in Betrieb. Der Betrieb dieser Pilotanlage mit 300 kW_{el} (Prototyp) überzeugte die Projektträger von Limeco. Es zeigte sich rasch, dass der Einsatz einer Elektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff und insbesondere der biologischen Methanisierung am Standort der KVA/ARA von Limeco Sinn machen würde.

Limeco hat nun die erste industrielle Power-to-Gas Anlage auf Basis der direkten biologischen Methanisierung der Schweiz gebaut. Diese ist im Frühling 2022 offiziell eingeweiht worden. Der erforderliche Strom, mit einer Nominalleistung von 2.5 MW für die Herstellung von Wasserstoff, wird von der Dampfturbinengruppe aus der KVA produziert. Dieser Strom wird als Eigenverbrauch der Limeco für die Elektrolyse deklariert. Er bringt die erforderlichen ökologischen Eigenschaften mit. Gemäss Ökobilanzdaten im Baubereich (KBOB) weisen die nutzbaren Energieformen einer KVA verhältnismässig wenig Umweltbelastungen auf. Beim Strom liegen die Faktoren nach Umweltbelastungspunkten und CO₂-Äquivalent sogar unter jenen der Wasserkraft. Aufgrund der aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen ist ein wirtschaftlicher Betrieb der Power-to-Gas-Anlage unter nachfolgenden Voraussetzungen möglich:

- Die Stromversorgung der Elektrolyse kann als Eigenbedarf oder als Vorhalteleistung für Regelenergie deklariert werden (Stromnetzkosten entfallen)
- Natürliche CO₂-Quelle muss vorhanden sein (Klärgas, Biogas, etc.)
- Lokale Einspeisemöglichkeit ins Gasnetz ist möglich, um eine kontinuierliche Abnahme (vor allem im Sommer) zu gewährleisten
- Thermisches Netz zur Aufnahme von Prozessabwärme oder deren Wärmerückgewinnung ist wirtschaftlich sinnvoll.

Der betriebliche Zweck der Power-to-Gas-Anlage ist zunächst die vollständige Verwertung des Klärgases, das in der Abwasserreinigungsanlage der Limeco entsteht. Aus dem CO₂ im Klärgas und dem Strom aus der benachbarten KVA wird erneuerbares Gas erzeugt, das zu ca. 2/3 aus biogener Herkunft und zu 1/3 aus Umwandlung von biogenem CO₂ stammt. Dieses Gas wird auch als Synthetic Natural Gas (SNG) bezeichnet und ins lokale Gasnetz eingespeist.

Das Gesamtprojekt hat langfristig zum Ziel, die Energieverwertung aus KVA und ARA optimal aufeinander abzustimmen, um eine möglichst hohe Energieeffizienz und stromnetzdienliche Flexibilität bzw. Energiespeicherkapazitäten über das Gasnetz zu generieren. Zudem wird mit der Realisierung einer Elektrolyse eine Wasserstoffproduktion mit einer Kapazität von rund

450 m³/h aufgebaut. Der Wasserstoff könnte nebst der Methanisierung auch für Treibstoffzwecke bereitgestellt werden. Der anfallende Sauerstoff wird vorläufig keiner Nutzung zugeführt und an die Umgebung abgegeben.

Die Power-to-Gas-Anlage, bestehend aus den Prozessen Elektrolyse und biologischen Methanisierung, stellt die kontinuierliche und vollständige Umwandlung der Klärgasmenge sicher. Den vertraglichen Eckwerten im Kooperationsprojekt liegt eine jährliche Klärgasmenge von ca. 1'850'000 m³ für die Power-to-Gas-Anlage zugrunde. Der Betrieb der Power-to-Gas-Anlage erfolgt kontinuierlich. Je nach verfügbarem CO₂ ist mit 6'800 bis 7'800 Volllaststunden zu rechnen.

Die Anlage wird so pro Jahr rund 18'000 MWh erneuerbares Gas produzieren. Die BHKW werden ebenfalls in Betrieb gehalten und bei Bedarf bzw. als Redundanz kann das Klärgas über die BHKW verwertet werden.

1.3 Einflussgrößen für Betriebsregime von PtX-Systemen

Aufgrund der heutigen gesetzlichen Rahmenbedingungen ist ein kommerzieller Betrieb auf Basis der Gaseinspeisung mit möglichst hohen Volllastbetriebsstunden nötig. In der Weiterentwicklung des Gesamtsystems, der künftigen Strommarktsituation und durch Skalierung der Anlagenstückzahlen werden folgende Effekte hin zu einem klima- und systemdienlichen Betriebsmodell beitragen, die zu einer sukzessiven Reduktion der Betriebsstunden beitragen werden:

- Flexibilität: Steigende Nachfrage nach Flexibilität im Stromnetz (Vorhalteleistung)
- Markt: Tiefere Strompreise im Sommer
- Sektorkopplung: Transfer vom Strom- zum Gasprodukt insbesondere für Bandenergieproduzenten ein alternatives Geschäftsmodell
- Lernkurve: Skaleneffekte bei den Herstellungskosten der Anlagen (Elektrolyse, Methanisierung) sowie Optimierung der Energieeffizienz
- Saisonale Energiespeicherung: Einspeisung von Systemleistungen zur Langzeitspeicherung von Energie.

1.4 Anlagen- und Prozessbeschreibung direkte Methanisierung

Die direkte biologische Methanisierung von Klärgas (CH₄, CO₂) und Wasserstoff (H₂) erfolgt in einem Bioreaktor, der unter Druck und Temperatur (thermophil) mit Faulschlamm gefüllt ist. Der Schlamm wird durch Archaeen angeimpft. Durch ein Rührwerk werden das Rohgas und der Wasserstoff in den Bioreaktor optimal eingedüst. Das ständige Rühren unterstützt den Übergang der Reaktionsgase CO₂ und H₂. Das Rohgas muss nicht vorbehandelt oder von Spurengasen wie Schwefelwasserstoff befreit werden. Der Einsatz einer direkten biologischen Methanisierung erübrigt in Zukunft eine Aufbereitung von Rohgasen aus Vergärungsanlagen. Nach einer Anfahrzeit erreicht das System einen stabilen Betriebszustand. Aus diesem Zustand heraus kann die Anlage sowohl kurzzeitig hoch- bzw. abgefahren werden als auch im Leistungsbetrieb die anfallende Klärgasmenge verarbeiten. Damit die Vorgabe der geforderten Einspeisequalität ins Gasnetz eingehalten werden kann, muss das Produktgas gereinigt und insbesondere der H₂-Gehalt auf max. 2 Vol.-% konditioniert werden.

Mit dem nachfolgend beschriebenen Prozess wird das im Rohgas (ca. 64 % Methan und 36 % CO₂) durch Zugabe von Wasserstoff im stöchiometrischen Verhältnis direkt in einem biologischen Methanisierungsprozess zu synthetischem Methan umgewandelt. Der Gesamtprozess (Bild 1) besteht im Wesentlichen aus den folgenden Teilprozessen:

- PEM-Elektrolyse zur Erzeugung von Wasserstoff mit Strom aus der KVA
- Biologische Methanisierung (Bioreaktor)
- Gasreinigung des Produktgases zur Sicherstellung der Gasqualität für eine Einspeisung in das Erdgasnetz.

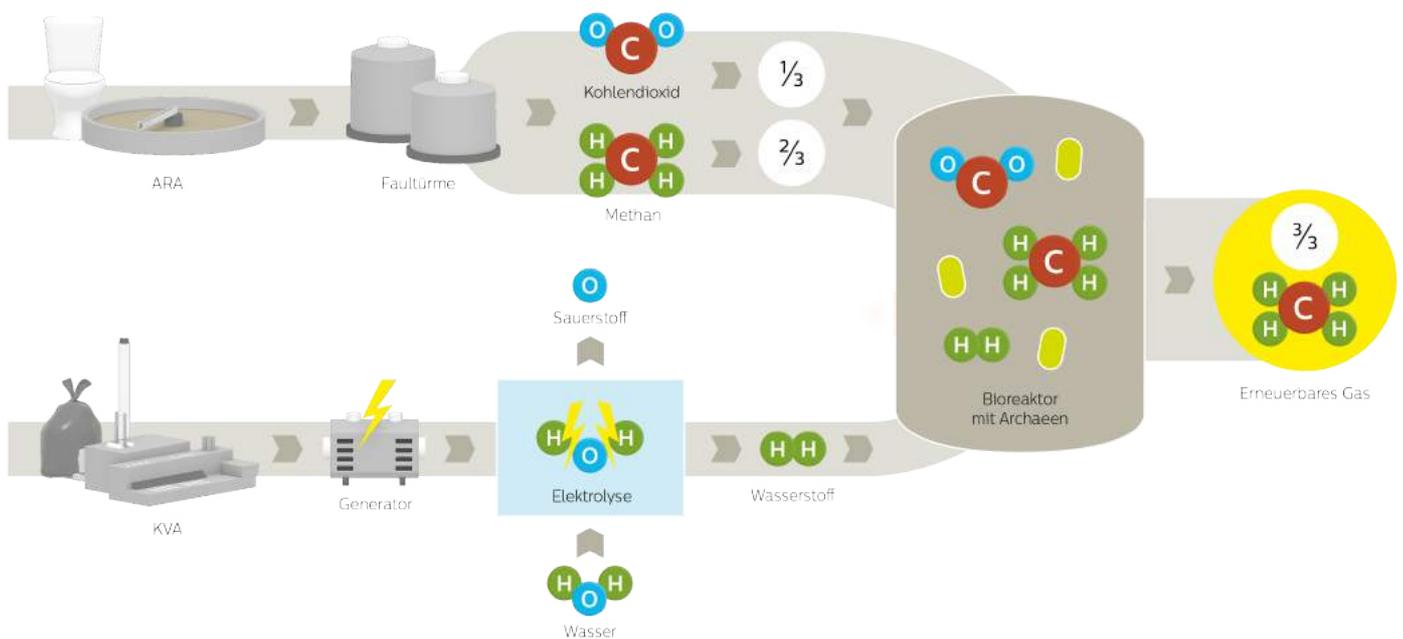


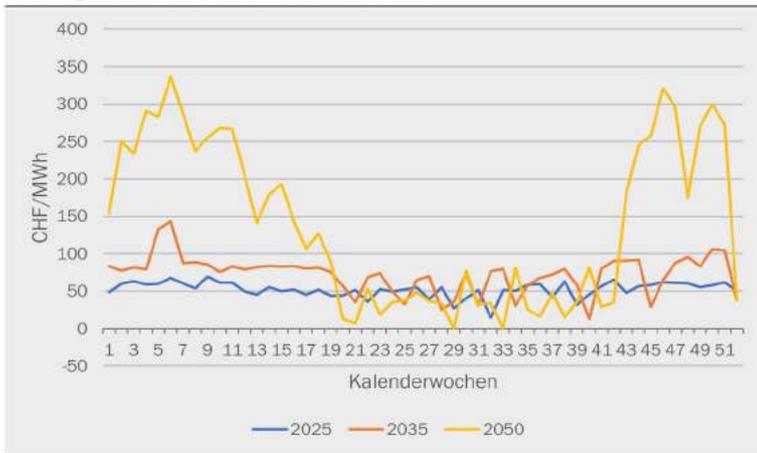
Bild 1 Funktionssprinzip von Power-to-Gas.

1.5 Fakten zur Power-to-Gas-Anlage

- Verarbeitung von ca. 1.8 Mio. Normkubikmeter Klärgas (65 % Methan / 35 % CO₂) pro Jahr aus der ARA
- Bezug von 10'000 – 15'000 MWh erneuerbarem Strom aus der KVA pro Jahr
- Wasserstoff-Produktion mit einer Elektrolyseleistung von bis zu 2.5 MW, entspricht 450 Normkubikmeter Wasserstoff (H₂) pro Stunde
- Einspeisung von ca. 18'000 MWh grünem, erneuerbarem Gas pro Jahr ins Gasnetz
- Nutzbare Abwärme von ca. 0.8 MW für Limeco Regiowärme
- CO₂-Reduktion von 4'000 – 5'000 t pro Jahr, entspricht dem Ausstoss von rund 2'000 Haushalten
- Gesamtinvestitionen von rund CHF 14 Mio.

Abbildung 16: Durchschnittliche wöchentliche Stromgrosshandelspreise

Darstellung für das Szenario ZERO Basis, KKW-Laufzeit 50 Jahre



eigene Darstellung

© Prognos AG 2020

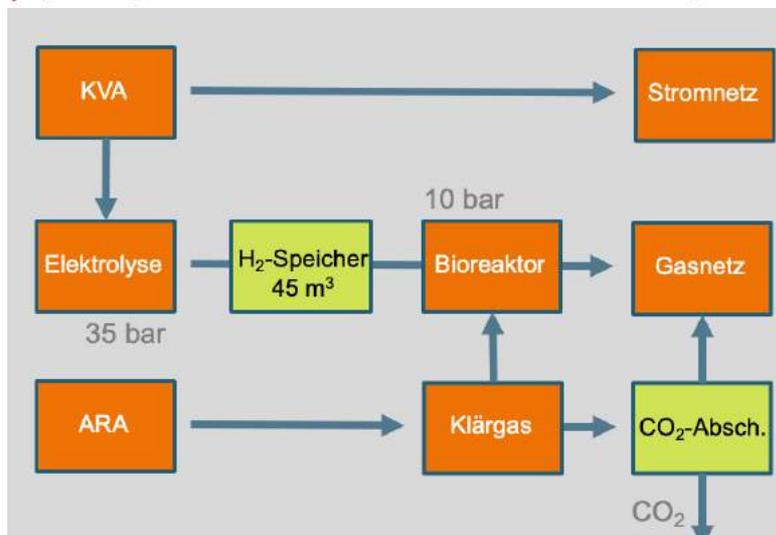


Bild 2 Ausblick zum Betriebskonzept: Saisonale Strompreise (oben) und Konzept für saisonale Betriebsweise/Flex-Betrieb (unten).

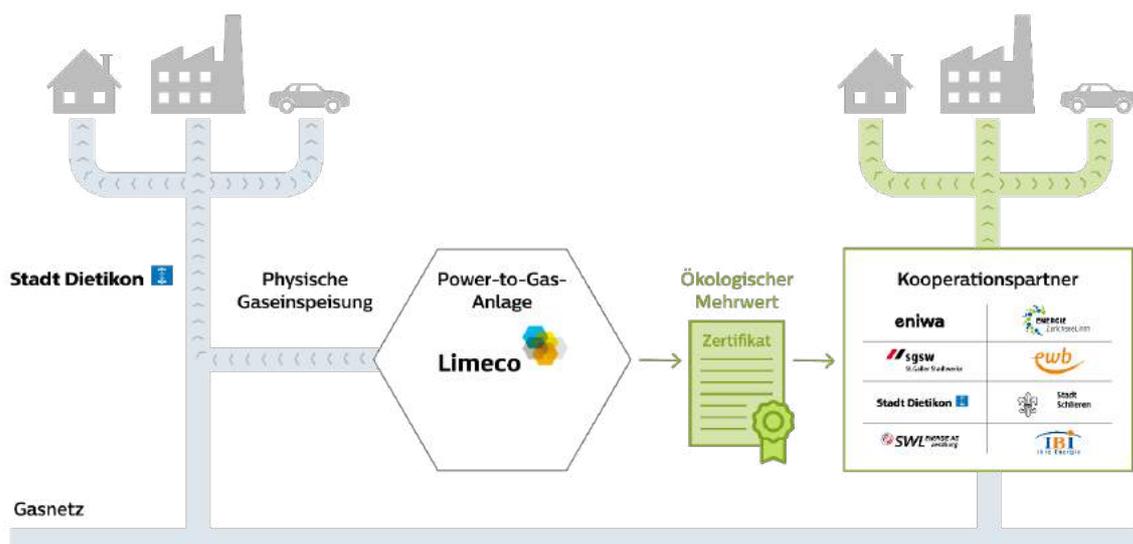


Bild 3 Finanzierung über Zertifikate.

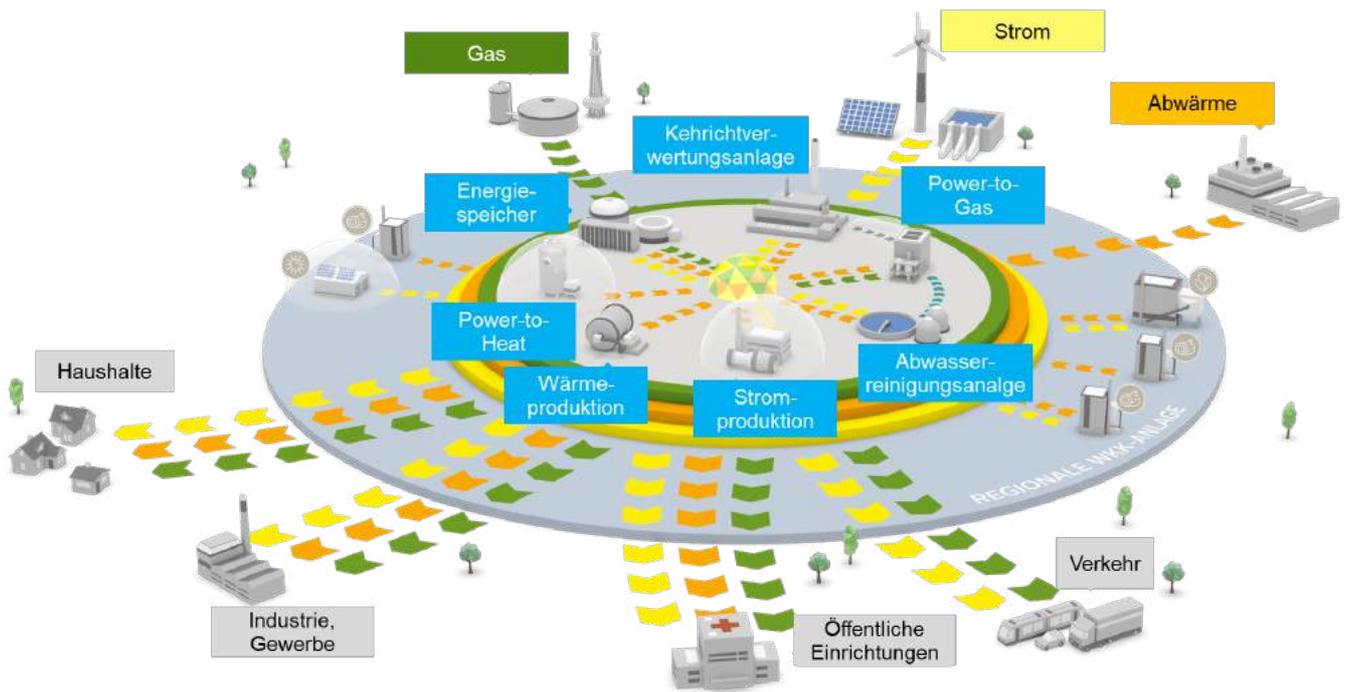


Bild 4 Multi Energy Hub Standort Limeco: Künftig wird der Multi Energy Hub Limeco das Zürcher Limmattal mit Wärme, Strom und grünem Gas versorgen. Dies alles CO₂-neutral. PtG ist ein erstes Puzzleteil in der Entwicklung eines Multi Energy Hubs.

<p>Eine 100% Elektrifizierung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität birgt unlösbare Herausforderungen. (Langzeitspeicherung, Netzkapazität, Residuallast¹⁾/Back-up)</p>	<p>Die Gasinfrastruktur ist vorhanden, die Technologien sind verfügbar. Für die Produktion von Wasserstoff und synthetischen Gasen braucht es Rahmenbedingungen.</p>
<p>Die Stromlücke im Winter erfordert zusätzliche Produktionskapazitäten, um die Versorgungssicherheit zu steigern. Mit hocheffizienten WKK-Anlagen wird die Versorgungssicherheit erhöht.</p>	<p>Die zukünftige Systemlösung basiert auf Netzkonvergenz, PV-Ausbau und intelligenten Umwandlungsanlagen sowie dem Bau von saisonalen Energiespeichern.</p>

Bild 5 Fazit: Umbau des Energiesystems.

¹⁾ Residuallast: die in einem Stromnetz nachgefragte elektrische Leistung (Last) abzüglich des Anteils fluktuierender Einspeisung von dargebotsabhängigen Erzeugern wie z. B. Windkraft- oder PV-Anlagen.

2 Power-to-Gas im politischen Kontext

All Electric ist keine Option für die künftige Energieversorgung der Schweiz

- Wir können nicht die ganze Wärmeversorgung der Schweiz elektrifizieren – sonst reicht der Strom noch weniger als heute.
- Fernwärme wird in den Städten ein wichtiger Ersatz für die heutigen privaten Gasheizungen sein.
- WKK-Anlagen sind eine wichtige Ergänzung zu erneuerbaren Wärmequellen wie KVA, Geothermie usw.

Die Politik hat heute einen zu einseitigen Fokus auf Wasser

- Die Politik fokussiert bei der Versorgung der Schweiz mit Winterstrom einseitig auf Wasserkraft.
- Der Mantelerlass sieht den Zuschlag von 0,2 Rp./kWh nur für die Wasserkraft vor.
- Auch die strategische Energiereserve soll nur über Wasserkraft geschehen.
- WKK kann die Versorgung mit Winterstrom in der Schweiz ebenfalls stark verbessern.

Erneuerbares Gas: Wir brauchen mehr Schweizer Produktion

- Erneuerbares Gas für WKK-Anlagen in thermischen Netzen spielt eine wichtige Rolle.
- Wir brauchen einen Ersatz für jährlich rund 16 TWh russisches Erdgas.
- Kurz- und mittelfristig steht dabei der LNG-Import im Vordergrund.
- Langfristig müssen wir in der Schweiz mehr erneuerbare Gase produzieren.

Es braucht einen Schub für Power-to-Gas-Anlagen in der Schweiz

- Power-to-Gas-Anlagen sind heute in der Schweiz nicht wirtschaftlich zu betreiben.
- Power-to-Gas wird mit laufendem Zubau Fotovoltaik zunehmend systemrelevant für die Speicherung des Sommerstroms für den Winter.
- Politik muss die notwendigen Rahmenbedingungen für Investitionen in PtG-Anlagen schaffen.

Möglichkeiten zur Förderung von Power-to-Gas-Anlagen

- Abschaffung des Netzentgelts für PtG-Anlagen – analog zur Speicherwasserkraft.
- Investitionsbeiträge für PtG-Anlagen – analog zu Produktionsanlagen für erneuerbare Energie.
- Kombinierte Förderung von PtG- und WKK-Anlagen: So wird sichergestellt, dass wir das erneuerbare Gas für den Betrieb der WKK-Anlagen haben.

Verzeichnis der Autorinnen und Autoren

Arnaud **Blatter**, Alexandre **Bruchez**
Altis Groupe SA
Place de Curala 5, 1934 Le Châble VS

Zsolt **Garai**
POLYTECHNIK Luft- und Feuerungstechnik GmbH
Hainfelderstrasse 69, AT - 2564 Weissenbach

Andreas **Keel**
Holzenergie Schweiz
Neugasse 10, 8005 Zürich

Dr. Giulia **Lechthaler**
Bundesamt für Energie, Sektion Analyse und Perspektiven
3003 Bern

Florian **Lüthy**
Industrielle Werke Basel (IWB)
Margarethenstrasse 40, 4002 Basel

Philipp **Mäder**, Thomas **Peyer**
Swisspower AG
3011 Bern

Prof. Dr. Thomas **Nussbaumer**^{1),2)}, Felix **Schumacher**^{2)*}, Adrian **Lauber**²⁾, Dr. Jürgen **Good**²⁾
¹⁾Verenum AG, Langmauerstrasse 109, 8006 Zürich
²⁾Hochschule Luzern – Technik & Architektur, 6048 Horw, *bis 30.06.2022

Pirmin **Reichmuth**
ECOGEN Rigi Genossenschaft und AGRO Energiezentrum Rigi AG
Haltikon 55, 6403 Küssnacht am Rigi

Dr. Reinhold **Spörl**, Dietrich **Vogel**
SCHMID AG energy solutions
Hörnlistrasse 12, 8360 Eschlikon

Tom **Strebel**, Joris **Strassburg**, Daniel **Lustenberger**, Tim **Griffin**
Fachhochschule Nordwestschweiz
5210 Windisch

Carole **Tornay**
Energie Zukunft Schweiz
Viaduktstrasse 8, 4051 Basel

Matthias **von Senfft**
Spanner Re² GmbH
Niederfeldstr. 38, DE - 84088 Neufahrn i. NB