

# Schlussbericht

## zum Vorhaben

Thema:

**Energiewende Unterallgäu Nordwest – Modellregion für eine beschleunigte Energiewende im ländlichen Raum**

Zuwendungsempfänger:

**Energie- und Umweltzentrum Allgäu gGmbH**

**Burgstr. 26, 87435 Kempten (Allgäu)**

Förderkennzeichen:

**22407314**

Laufzeit:

**01.04.2016 bis 31.03.2019**

Monat der Erstellung:

**01/2020**

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Ernährung  
und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) als Projektträger des BMEL für das Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe unterstützt. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

# Inhalt

I. Ziele.....	3
1. Aufgabenstellung.....	3
2. Stand der Technik .....	3
3. Zusammenarbeit mit anderen Stellen .....	4
II. Ergebnisse .....	5
1. Ergebnisse nach Arbeitspaketen.....	5
1.1.1 Arbeitspaket 1: Projektmanagement .....	5
1.1.2 Arbeitspaket 2: Know-how Pool.....	6
1.1.3 Arbeitspaket 3: Energiewende mit den Kommunen .....	14
1.1.4 Arbeitspaket 4: Biogasprojekte.....	29
1.1.5 Arbeitspaket 5: Zukunft Stromnetz .....	54
1.1.6 Arbeitspaket 6: Energiewende Unternehmen.....	61
1.1.7 Arbeitspaket 7: Energiewald.....	65
1.1.8 Arbeitspaket 8: Nachhaltiges Gewerbegebiet Memmingerberg .....	66
1.1.9 Arbeitspaket 9: Energiewende Haushalte .....	69
1.1.10 Arbeitspaket 11: Öffentlichkeitsarbeit.....	76
1.2 Ergebnisse mit Blick auf die Zielvorgabe .....	82
2. Verwertung .....	85
3. Erkenntnisse von Dritten .....	87
4. Veröffentlichungen.....	88
Abbildungen.....	90

## I. Ziele

Das Ziel des Projekts Energiewende Unterallgäu lag darin, den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch (Wärme und Strom, ohne Verkehr) in der Modellregion auf 60 % zu steigern. Für die Zielerreichung war ein Zeitkorridor von 5 Jahren vorgesehen. Des Weiteren war ein Ziel des Projektes, möglichst alle in dem Bereich Energie tätigen relevanten Akteure als Kooperationspartner in die Projektumsetzung einzubinden. Über den geographischen Wirkungsbereich hinaus ist es weiter das Ziel des Vorhabens, beispielhaft aufzuzeigen, wie eine erfolgreiche Energiewende mit der Verknüpfung von Energieeinsparung, Energieeffizienz und erneuerbaren Energien in einem ländlichen Raum in Deutschland eingeleitet werden kann und so Wertschöpfung im ländlichen Raum gesichert und gestärkt werden kann.

### 1. Aufgabenstellung

Zur Zielerreichung des Vorhabens wurden Arbeitspakete formuliert, die im Rahmen der Projektarbeit umgesetzt werden sollten:

- Arbeitspaket 1: Projektmanagement mit den Teilarbeitspaketen Projektabwicklung, Steuerungsgruppe, Ansprache, Kooperationspartner, Koordination und Moderation Projektbeirat, Evaluierung und Controlling
- Arbeitspaket 2: Know-how Pool mit den Teilarbeitspaketen Fortschreibung Energiebilanzen, Projekte und Konzepte-Datenbank, Arbeitsprogramm für den Landkreis, Abschlussbericht
- Arbeitspaket 3: Energiewende mit den Kommunen mit den Teilarbeitspaketen Energieteams auf Verwaltungsgemeinschaften (VG)-Ebene und vertiefte Informationsvermittlung zum Start konkreter Projekte
- Arbeitspaket 4: Biogasprojekte mit den Teilarbeitspaketen Bio-Erdgas-Aufbereitungsanlage, Nahwärme Winterrieden, Nachhaltige Gemeinde Benningen, Mobiler Wärmetransport, Bioenergie Spöckmühle, ÖPNV mit Bio-Erdgas sowie Biogasmasterplan für die Modellregion
- Arbeitspaket 5: Zukunft Stromnetz mit den Teilarbeitspaketen Virtuelles Kommunalwerk, steuerbare Stromerzeugung aus Biogas, Power-to-Heat, weitere Projekte für die Zukunft Stromnetz
- Arbeitspaket 6: Energiewende Unternehmen mit den Teilarbeitspaketen der Vorbereitung erster Standortentwicklungen mit den Unternehmen Molkerei Ehrmann, Holzvergaseranlage/KSK Käsmeyer GmbH (Erkheim), Ziegelwerk Klosterbeuren, Baufritz sowie JOMA Dämmstoffwerk. Ebenso soll die Informationsvermittlung an andere Unternehmen (z.B. über die Informationsveranstaltungen) erfolgen.
- Arbeitspaket 7: Energiewald mit den Teilarbeitspaketen Energiewald Niederrieden und Zusammenarbeit mit den Bayerischen Staatsforsten
- Arbeitspaket 8: Nachhaltiges Gewerbegebiet Memmingerberg
- Arbeitspaket 9: Energiewende Haushalte mit den Teilarbeitspaketen Einbindung Handwerker, Informationsvermittlung mit Vor-Ort-Terminen, Infoveranstaltungen für Hausbesitzer sowie Beispiele für Mikrowärmenetze
- Arbeitspaket 10: Kombination Geothermie und Bioenergie mit den Teilaspekten Plus-Energie-Siedlung
- Arbeitspaket 11: Öffentlichkeitsarbeit mit den Teilarbeitspaketen Entwicklung Logo und Corporate Design, Gestaltung und Pflege Internetseite für Projekt, Presse- und Medienarbeit, Präsentation des Projekts in der Region bei Veranstaltungen, bei Kommunen und Unternehmen, Anzeigenkampagne zur Projektpräsentation und für Bioenergie in der Modellregion, Präsentation des Projektes

Die einzelnen Arbeitspakete wurden über den gesamten Projektzeitraum hinweg parallel zueinander bedient und bearbeitet

### 2. Stand der Technik

Das Energie- und Umweltzentrum Allgäu (eza!) verfügt über langjährige Erfahrung in Bezug auf die klimapolitische Betreuung von Kommunen sowie auf die Initiierung und Betreuung von Energiewende Projekten. Mehr als 20 von eza! betreute Kommunen nehmen am European Energy Award (EEA) teil, einem umfassenden Instrument zur Begleitung und Zertifizierung von Kommunen hinsichtlich ihrer energiepolitischer Arbeit. Auch die Gemeinden der Modellregion wurden in Anlehnung an den European Energy Award betreut. Der European Energy Award ist eine Klimaschutz-Zertifizierung für Kommunen, hinter der ein umfangreicher Maßnahmenkatalog steht, für dessen Bearbeitung die Kommunen bewertet und mit dem Erreichen einer bestimmten Punktezahl auch zertifiziert werden. Bei der Betreuung der Gemeinden im Rahmen des Projekts Energiewende Unterallgäu lag der Fokus dabei vor allem auf den Bereich Ausbau erneuerbarer Energien.

In der Modellregion betrug der Anteil erneuerbarer Energien (Strom und Wärme) zum Projektbeginn im Jahr 2016 36 %. Die Region ist zwar ein ländlicher Raum, seit einigen Jahren jedoch von laufendem Wirtschaftswachstum geprägt.

Während der Landkreis bereits vor dem Projekt über die EEA-Betreuung mit eza! zusammenarbeitete, gab es in den meisten Kommunen noch keine bzw. kaum Strukturen, die sich mit der Thematik Energiewende befassten. Daher musste im ersten Projektjahr viel Zeit in Gespräche, Netzwerkarbeit, Findung des Energiebeirats und Energieteamgründung investiert werden. Schritt für Schritt wurde das Thema schließlich populärer.

### **3. Zusammenarbeit mit anderen Stellen**

Das Energie- und Umweltzentrum Allgäu (eza!) fungierte als Projekt-Koordinator und arbeitete dabei eng mit den Projektpartnern Landratsamt Unterallgäu und Lechwerke AG zusammen. Auch die Steuerungsgruppe setzte sich aus Teilnehmern der drei Institutionen zusammen und traf sich i.d.R. monatlich,

Im Laufe der Projektarbeit wurde mit weiteren Unternehmen und Institutionen zusammengearbeitet.

Beispiele hierfür sind

- Amt für ländliche Entwicklung
- Bayerischer Bauernverband
- Wasserwirtschaftsamt
- Amt für Landwirtschaft und Forsten
- Land Schafft Energie
- Carmen e.V.
- Alois Müller GmbH
- Ökohaus GmbH
- Knecht Ingenieure
- Erdgas Schwaben
- Agentur für Erneuerbare Energien
- Renergie Allgäu e.V.
- U.v.m.

Detaillierte Erörterungen bezüglich der Inhalte der Zusammenarbeit sind dem Ergebnisteil zu entnehmen.

## II. Ergebnisse

### 1. Ergebnisse nach Arbeitspaketen

#### 1.1.1 Arbeitspaket 1: Projektmanagement

Im Rahmen des Arbeitspakets 1 formierte sich eine Steuerungsgruppe für das Projekt Energiewende Unterallgäu Nordwest, bestehend aus Vertretern des Landratsamts, der Lechwerke AG (LEW) sowie von eza!, die in regelmäßigen Abständen tagte. Insgesamt fanden im Projektzeitraum 22 Treffen der Steuerungsgruppe statt. In der Steuerungsgruppe wurde der inhaltliche Rahmen für die Arbeit in den anderen Arbeitspaketen abgestimmt. Der von eza! moderierten Steuerungsgruppe oblag auch die Organisation der halbjährlich stattfindenden Treffen des Projektbeirats, der sich aus den 27 Bürgermeistern der Region sowie weiteren Vertretern aus Ämtern und Unternehmen zusammensetzte. Insgesamt fanden 5 Beiratssitzungen statt. Die Teilnehmerzahl nahm von Sitzung zu Sitzung zu.

- 1. Beiratssitzung am 31. Oktober 2016
- 2. Beiratssitzung am 26. April 2017
- 3. Beiratssitzung am 15. November 2017
- 4. Beiratssitzung am 07. Juni 2018
- 5. Beiratssitzung am 05. Dezember 2018

Ebenso dem Arbeitspaket Projektmanagement zugeordnet wird die Erstellung der Projekt-Zwischenberichte. Insgesamt wurden sechs Zwischenberichte erstellt und bei der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) eingereicht.

- 1. Zwischenbericht am 30. Juli 2016
- 2. Zwischenbericht am 25. November 2016
- 3. Zwischenbericht am 26. April 2017
- 4. Zwischenbericht am 22. Oktober 2017
- 5. Zwischenbericht am 24. April 2018
- 6. Zwischenbericht am 25. Oktober 2018

### 1.1.2 Arbeitspaket 2: Know-how Pool

Bereits zu Beginn des Projekts wurde mit der Berechnung einer ausführlichen Energiebilanz begonnen. Hierfür erwarb eza! die Lizenz für das Tool „Klimaschutzplaner“ mit dessen Hilfe die Bilanzen erstellt wurden. Der Betrachtungszeitraum umfasste die Jahre 2012 bis 2015. Erfasst wurden Endenergie-, Strom- und Wärmeverbrauch in den Sektoren private Haushalte, Industrie, Gewerbe und Verkehr auf Gemeindeebene sowie für die gesamte Modellregion. Ferner wurde für jede Gemeinde eine CO<sub>2</sub>-Bilanz erstellt. Die notwendige Datengrundlage wurde im Wärmebereich von den Kaminkehrern sowie aus den Bilanzzahlen der leitungsgebundenen Energieträger ermittelt. Stromdaten wurden von den Energieversorgern bzw. Netzbetreibern der Region abgefragt. Gerade die Beschaffung der Wärmedaten sowie die Bereitstellung der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren und Verkehrsdaten benötigten unerwartet viel Zeit und Aufwand, so dass die Bilanz erst zum Ende des Jahres 2017 final abgeschlossen werden konnte. Die Ergebnisse der Bilanz wurden in der Beiratssitzung erstmalig vorgestellt und jedem Bürgermeister für seine Kommune ausgehändigt. Die Bilanz der gesamten Modellregion wurde auf der Website des Projekts veröffentlicht. Die Bilanz für das Bezugsjahr 2015 wurde von eza! mit Hilfe der Software „Klimaschutzplaner“ berechnet.

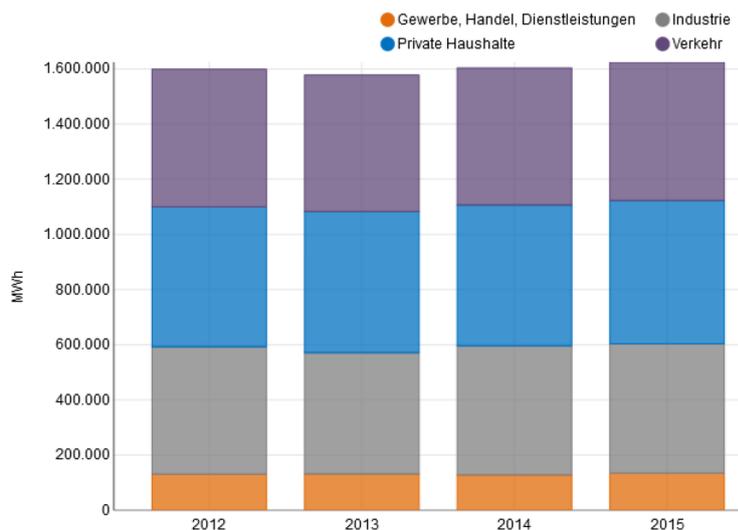


Abbildung 1: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Verbrauchergruppen in der Modellregion

Um einen Überblick über die umgesetzten Einzelprojekte zu erhalten, wurde eine Projektdatenbank mit ausführlichen Projektdatenblättern zu den wichtigsten Projekten erstellt. Die Datenbank wurde während der gesamten Projektlaufzeit gepflegt und weitergeführt.

Zum Ende des Jahres 2018 wurden zudem Szenarien zur Zielerreichung berechnet. Dabei wurde einerseits untersucht, wie sich Verbräuche und Erzeugung bei einer Trendfortsetzung entwickeln. Andererseits wurde dargestellt, wie sich Erzeugung und Verbrauch für die Zielerreichung des Projektziels entwickeln müssen – die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien auf 60 % bis zum Jahr 2020 (vgl. dazu Abbildung 2). Die Erhebungen zeigen, dass sowohl der Verbrauch (Strom und Wärme) sinkt, als auch die Erzeugung nochmals stark ausgebaut werden muss. Unter den aktuell gültigen politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen ist bei Wind und Biogas v.a. in Bayern kein großer Zubau zu erwarten. Auch im Bereich der Wasserkraft ist das Potenzial in der Modellregion nahezu ausgeschöpft. Großes Potenzial haben jedoch Effizienzsteigerung und Flexibilisierung im Bereich Biogas, verbesserte Abwärmenutzung im Bereich Biogas, Stromerzeugung durch Photovoltaik und Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen oder auf Biomasse basierte Nahwärmenetze. Dennoch wurde sichtbar, wie schwierig es wird, die im Rahmen des Projekts gesteckten Ziele zu erreichen und welche Veränderungen hierfür notwendig sind.

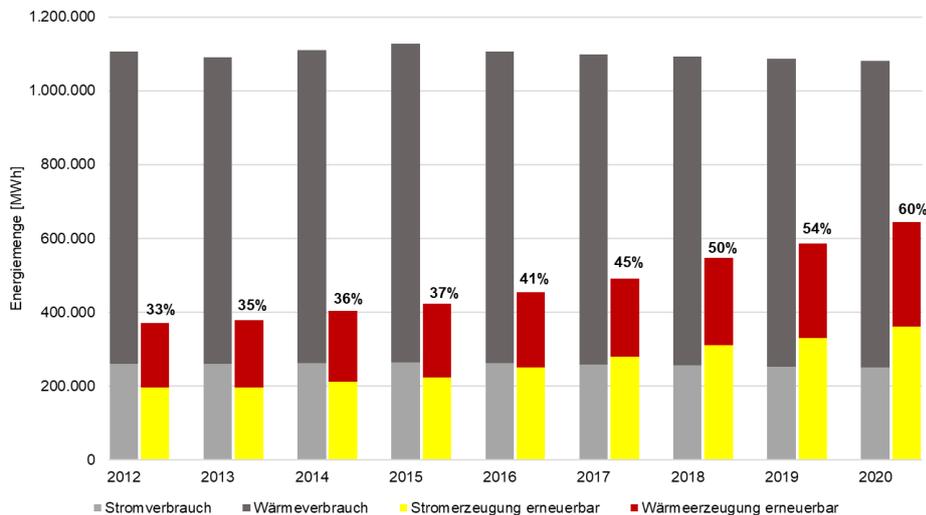


Abbildung 2: Zielerreichungsszenario 2020

### Energiebilanz zum Projektende

Zum Projektende wurde eine abschließende Energiebilanz erstellt. Um die Bilanz für das Bezugsjahr 2018 erstellen zu können, musste noch bis Juni 2019 gewartet werden – erst dann waren Zahlen für Stromverbrauch und –erzeugung sowie Gasverbrauch verfügbar. Die Schlussbilanz basiert auf den Zahlen der regionalen Energieversorger bzw. Netzbetreiber. Bei den nicht-leitungsgebundenen Energieträgern wurden Hochrechnungen erstellt.

### Entwicklung des Stromverbrauchs

Im Herbst 2018 wurde dann gemeinsam mit dem Projektpartner LEW eine erneute Strombilanz für die Bezugsjahre 2016 und 2017 erstellt. Abbildung 3 stellt die Entwicklung des Stromverbrauchs dar. Gut sichtbar ist der deutlich zunehmende Verbrauch im Bereich der RLM (registrierende Leistungsmessung), die stellvertretend für Industriebetriebe mit Verbräuchen von mehr als 100.000 kWh pro Jahr steht. Diese Zunahme geht mit dem bereits erwähnten Wirtschaftswachstum im Betrachtungszeitraum einher und konnte im Rahmen des Projekts Energiewende Unterallgäu kaum beeinflusst werden. Auch im Bereich Gewerbe stieg der Stromverbrauch an. Die drastischste Steigerung war im Bereich der Mobilfunkmasten zu verbuchen. Hier stieg der Verbrauch im Jahr 2018 um mehr als das Dreifache an im Vergleich zu 2015.

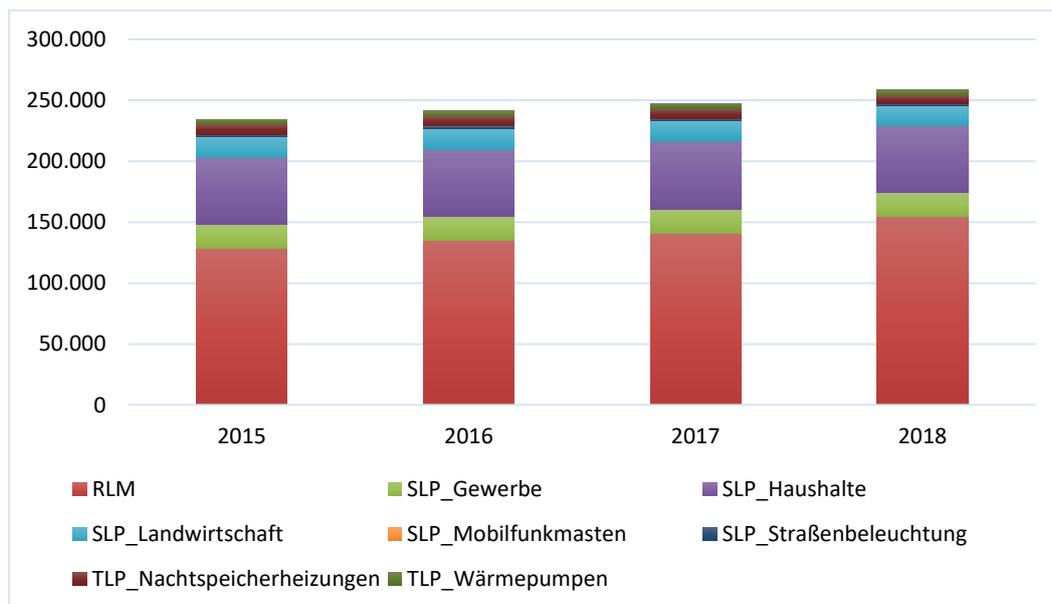


Abbildung 3: Stromverbrauch der Nutzergruppen in MWh in der Modellregion Energiewende Unterallgäu Nordwest (Datengrundlage: Lechwerke Verteilnetz GmbH)

Ebenfalls angestiegen ist die erzeugte Energiemenge aus erneuerbaren Energien. Dies verdeutlicht Abbildung 4. Vor allem die Erzeugung aus solarer Energie und Biomasse (Biogasanlagen) nahm im Betrachtungszeitraum zu. Wasser- und Windkraft spielen in der Modellregion eine sehr untergeordnete Rolle. Hinzu kommt,

dass im Hitzesommer 2018 im Vergleich zu anderen Jahren deutlich weniger Energie aus Wasserkraft gewonnen werden konnte. Die erzeugte Energie aus KWK-Anlagen nahm im Betrachtungszeitraum stark zu. Diese Anlagen stehen in den großen Industriebetrieben und werden bislang mit fossilem Erdgas befeuert.

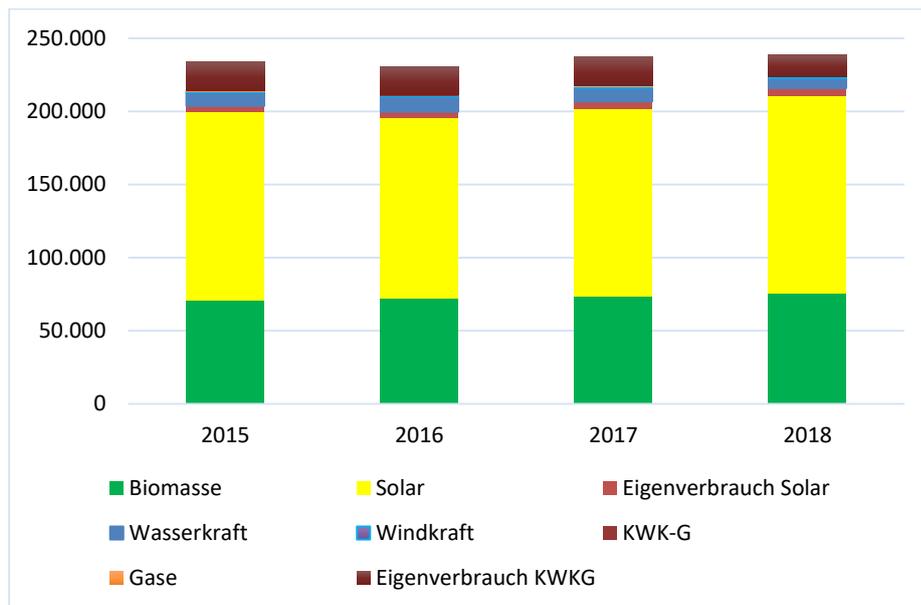


Abbildung 4: Stromerzeugung in MWh in der Modellregion Energiewende Unterallgäu Nordwest (Datengrundlage: Lechwerke Verteilnetz GmbH)

Die Bilanz zeigte, dass der Stromverbrauch in diesem Zeitraum – v.a. im Bereich der Wirtschaft – deutlich zugenommen hat. Dieses Wachstum konnte nur teilweise durch den Zubau erneuerbarer Energien kompensiert werden. Der Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Stromverbrauch sank von 2015 bis 2018 von 83 % auf 80 %.

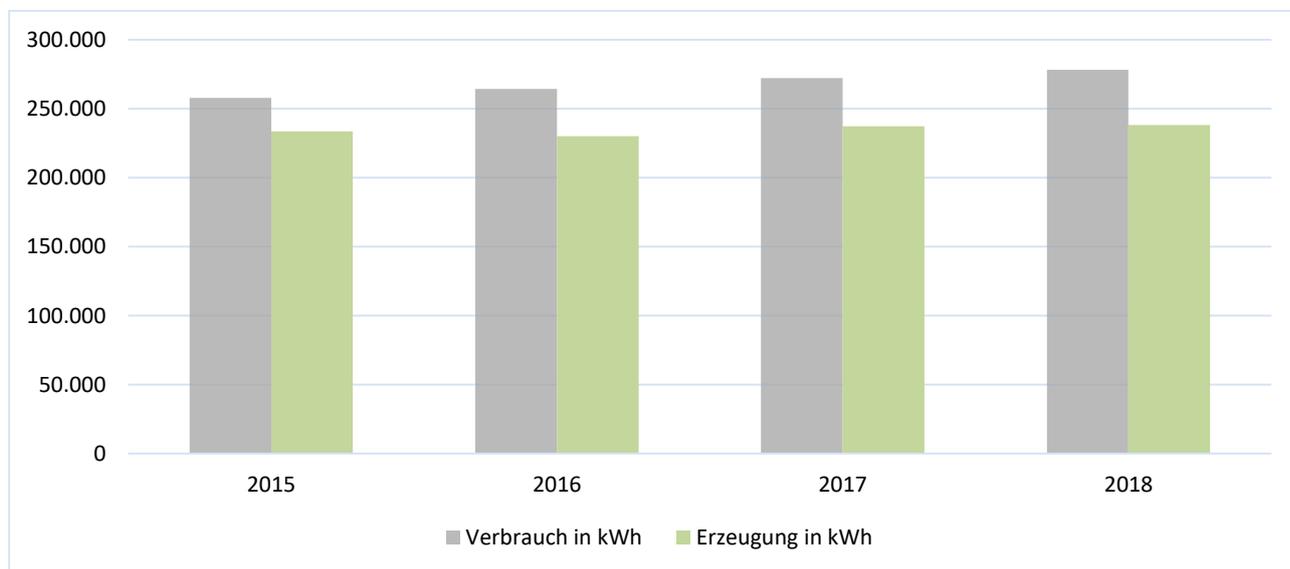


Abbildung 5: Gegenüberstellung von Energieerzeugung und Verbrauch in der Modellregion Energiewende Unterallgäu Nordwest (Datengrundlage: Lechwerke Verteilnetz GmbH)

Abbildung 6 stellt die Entwicklung der installierten Leistung dar. Man erkennt, dass die Leistung im Bereich Biomasse leicht ansteigt. Dies kann v.a. auf die schrittweise vorangetriebene Flexibilisierung des bestehenden Anlagenparks zurückgeführt werden. Ein deutlicher Ausbau war auch im Bereich Photovoltaik sichtbar. Durch die Solarkampagne war die Zunahme hier stärker als im vorangegangenen Zeitraum. Ein Großteil des dadurch ausgelösten Booms kann der hier vorliegenden Bilanz noch nicht entnommen werden, da die Anlagen erst sukzessive errichtet und installiert werden. Das Potenzial der Wasserkraft ist nur noch sehr gering. Zudem sind keine größeren Fließgewässer in der Modellregion. Das Potenzial für Windenergie wäre sehr groß. Aufgrund der 10H-Regelung kam der Ausbau in der Region jedoch vollständig zum Erliegen.

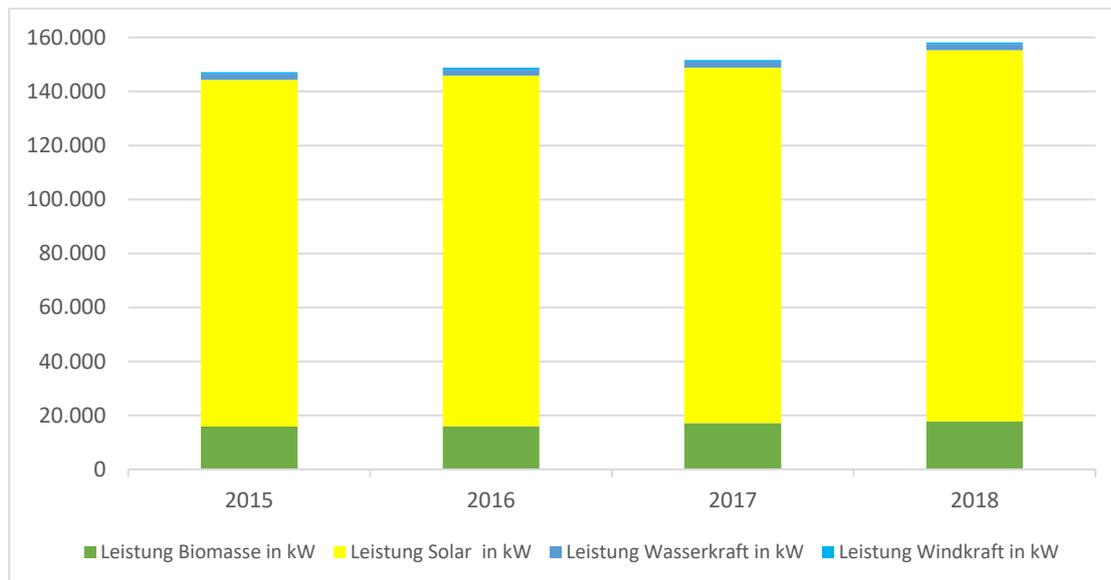


Abbildung 6: Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien in der Modellregion während des Projektzeitraums (Datengrundlage: Lechwerke Verteilnetz GmbH)

Auch das nachfolgende Kreisdiagramm unterstreicht die große Bedeutung von Solarenergie und Biomasse (hier hauptsächlich Biogas) für die Strombilanz der Modellregion.

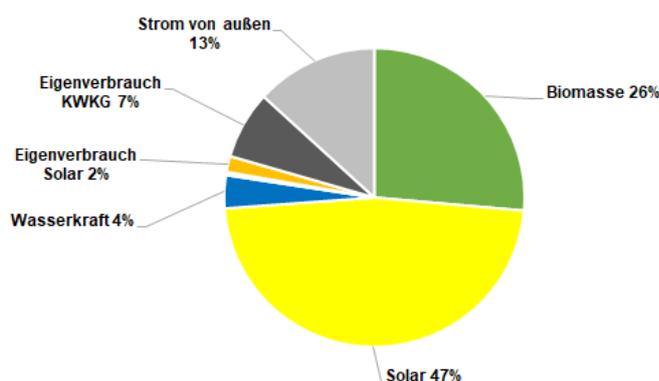


Abbildung 7: Kreisdiagramm zur Strombilanz von 2017 (Datengrundlage: Lechwerke Verteilnetz GmbH)

#### Entwicklung von Wärmeverbrauch und Erzeugung

Bereits die Startbilanz, die zu Projektbeginn berechnet wurde, zeigte, dass im Bereich Wärme noch erheblicher Aufholbedarf besteht. Dies wird auch sichtbar, wenn man einen Blick auf die aktualisierte Bilanz aus dem Bereich Wärme blickt (vgl. Abbildung 8). Nach wie vor machen Heizöl und Erdgas die größten Bestandteile der Wärmeerzeugung aus. Der Erdgasanteil nimmt tendenziell zu wohingegen der Anteil an Heizöl schrittweise abnimmt. Leichte Zunahmen sind in den Bereichen Biomasse und genutzte Biogas-Abwärme zu beobachten. Auffällig ist der stark schwankende Anteil an Erdgas, der mit dem Ausfall großer industrieller Anlagen erklärt werden kann. Die Inbetriebnahme industrieller BHKWs erklärt auch den sprunghaften Anstieg des Erdgasverbrauchs im Jahr 2016.

Die Wärmebilanz basiert einerseits auf Zahlen des leitungsgebundenen Wärmeenergieträgers Erdgas, die vom Gasanbieter Erdgas Schwaben zur Verfügung gestellt wurden, sowie auf Zahlen zur Entwicklung des Stromverbrauchs aus Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen. Des Weiteren wurden die Ergebnisse der Evaluation der rund 600 vor Ort Beratungen aus dem Projekt Energiewende Unterallgäu (vgl. Ergebnisse Arbeitsbereich Haushalte) mit in die Bilanz eingerechnet. Und es wurden Trendfortsetzung errechnet, die sich aus den Jahren 2012 bis 2015 ableiten lassen. Eine erneute Befragung der Kaminkehrer hätte den zeitlichen Rahmen stark überschritten. Zudem fließen in diese Bewertung auch jene Ölheizungen mit ein, die zwar angemeldet sind, aber bereits seit Jahren keine Wärme mehr produzieren.

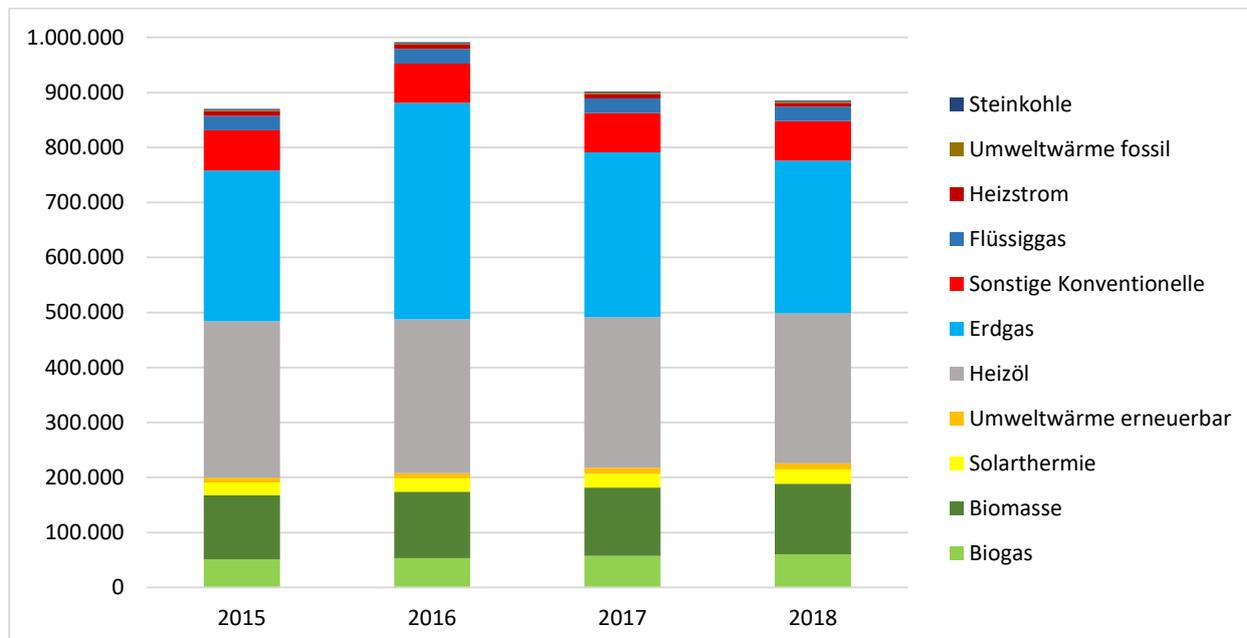


Abbildung 8: Wärmeerzeugung nach Energieträgern in der Modellregion

Nachfolgende Abbildung stellt den Anteil erneuerbarer Wärme dem gesamten Wärmeverbrauch gegenüber. So lag der Anteil im Jahr 2015 bei rund 23 % und konnte zum Jahr 2018 auf rund 25,5 % erhöht werden. Gerade im Bereich der Wirtschaft unterliegt der Wärmeverbrauch starken Schwankungen, die nur bedingt über das Projekt Energiewende Unterallgäu beeinflusst werden konnten.

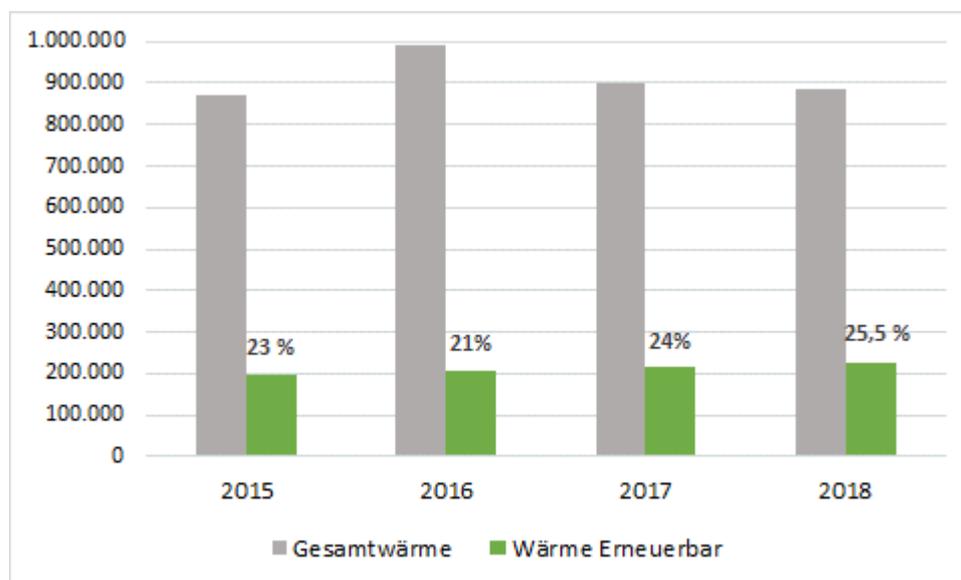


Abbildung 9: Wärmebilanz für die Modellregion

### Deutung der Wärmeentwicklung

Innerhalb des sehr kurz gefassten Projektzeitraums ist es unmöglich, auf die Schnelle große Veränderungen zu erreichen. Initiierung und Planung der Projekte benötigen Zeit. Bis zur Umsetzung müssen zahlreiche Gespräche, Sitzungen und Besprechungen stattfinden. Gerade im Bereich der Wirtschaft, spielen monetäre Aspekte die wesentlichste Rolle. Beispielsweise wurde im Jahr 2016 mehr als 90 % des gesamten Erdgasverbrauchs in Industrie und Gewerbe verbraucht. Hier konkurrieren sämtliche Projekte auf Basis erneuerbarer Energien mit Erdgaspreisen von i.d.R. deutlich weniger als 4 Ct/kWh und stellen sich häufig als unwirtschaftliche Varianten dar. Durch das Projekt Energiewende Unterallgäu wurde das Bewusstsein für die Thematik bei Bürgern und Kommunen spürbar gesteigert. An den Bilanzahlen lässt sich auch ablesen, dass der Trend in eine nachhaltige Richtung weist. Dennoch müssen dringende weitere Anstrengungen unternommen werden, um eine beschleunigte Entwicklung hin zu erneuerbaren Energien bewirken zu können. Sanfte Faktoren aber

auch monetäre Aspekte müssen den Bürgern künftig als Entscheidungsgrundlage dienen. Ferner werden Beratungsleistungen und Überzeugungsarbeit unverzichtbare Bestandteile für eine gelingende Wärmewende darstellen. Eine Erhöhung der Preise für fossile Energieträger in Verbindung mit der Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer würde zahlreiche Projekte im Bereich erneuerbarer Energien ermöglichen und die dringend notwendige Trendwende stark beschleunigen.

#### Bilanzierung von Strom und Wärme

Die kumulierte Bilanz von Strom und Wärme beinhaltet zusätzliche Hochrechnungen für die Jahre 2019, 2020 und 2021. Hintergrund hierfür ist die ursprüngliche Zielvorgabe, den Anteil erneuerbarer Energien innerhalb von fünf Jahren (2016 – 2021) von 40 % auf 60 % anzuheben. Die Hochrechnungen basieren einerseits auf Projekten, die durch Energiewende Unterallgäu Nordwest angestoßen, bislang jedoch noch nicht ausgeführt wurden, andererseits wird eine Trendfortschreibung der vergangenen Jahre abgebildet. Die Jahre 2019 bis 2021 sind aus diesem Grund in den nachfolgenden Grafiken schraffiert gekennzeichnet.

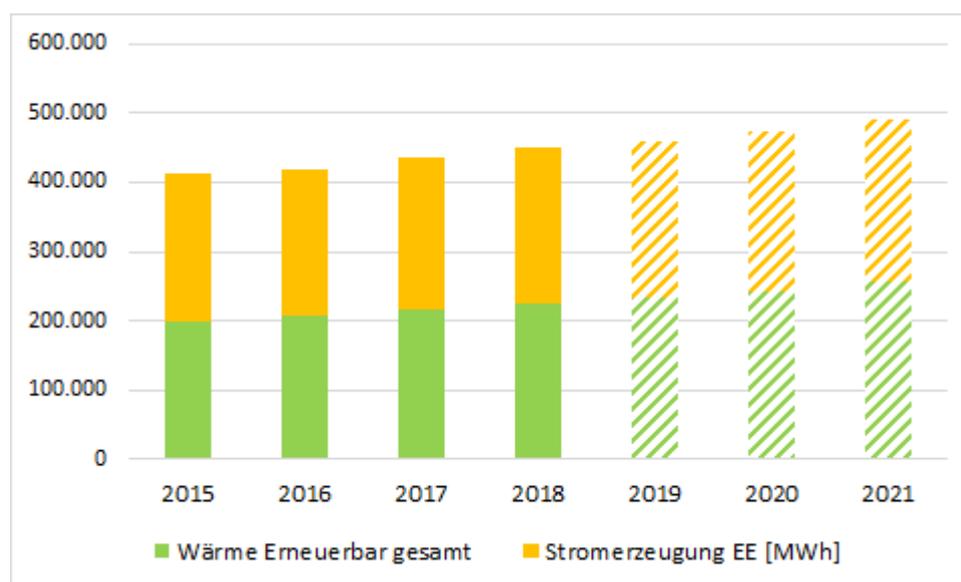


Abbildung 10: Entwicklung der Strom- und Wärmeerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien in der Modellregion

Trotz intensiver Bemühungen ist es innerhalb der Projektlaufzeit (2016 bis 2018) nicht gelungen die Verbräuche – v.a. wärmeseitig – zu reduzieren. Durch Wirtschaftswachstum, Bevölkerungszunahme und Erschließung von neuen Baugrundstücken wurden die erzielten Effizienzsteigerungen durch neue Verbräuche überlagert. Aus diesem Grund wurde bei der Erstellung der nachfolgenden Szenarien für die Jahre 2019 bis 2021 von unterschiedlichen Entwicklungen ausgegangen. Abbildung 11 stellt die Fortsetzung der Verbrauchstrends der Jahre 2016 bis 2018 dar. Der Verbrauch würde hier also sowohl strom- als auch wärmeseitig weiter ansteigen. Abbildung 12 hingegen stellt die Annahme dar, dass die Verbräuche zumindest auf dem Niveau des Jahres 2018 stagnieren, wenngleich auch hier noch von keinem Rückgang der Verbräuche ausgegangen wird. Bei einer Trendfortsetzung ist es realistisch, dass zum Jahr 2021 ein Anteil erneuerbarer Energien von 40,9 % erreicht wird.

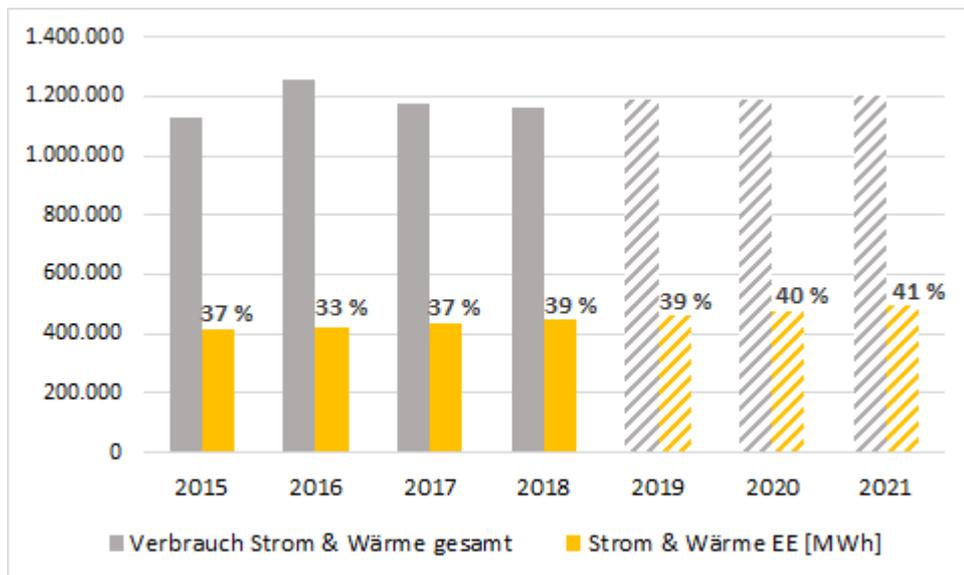


Abbildung 11: Gegenüberstellung Erzeugung und Verbrauch von Strom und Wärme in der Modellregion bei **Trendfortsetzung** der Verbräuche nach 2018

Bei der Stagnation der Verbräuche ist ein Anteil erneuerbarer Energien von 42,3 Prozent realistisch zu erreichen.

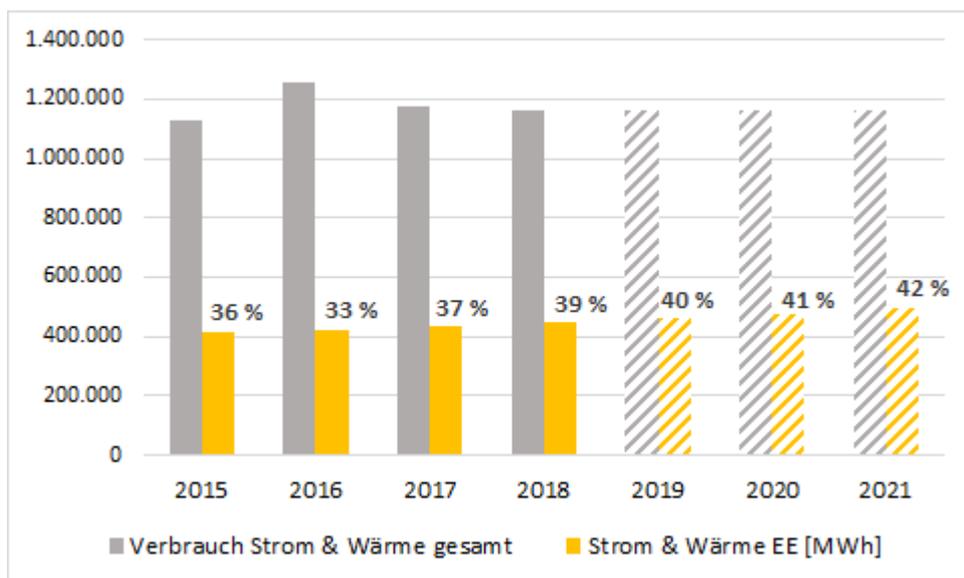


Abbildung 12: Gegenüberstellung Erzeugung und Verbrauch von Strom und Wärme in der Modellregion bei **Stagnation** der Verbräuche auf dem Wert von 2018

Fazit:

Um den Anteil erneuerbarer Energien strom- und wärmeseitig deutlich anzuheben, ist es unabdingbar, dass parallel zur Erhöhung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien die Verbräuche drastisch reduziert werden – vor allem im Sektor Wärme. Die steigenden Verbräuche – gerade in den Sektoren Industrie und Gewerbe – resultieren aus der aktuell stark wachsenden Wirtschaft, wie es auch vom Landratsamt Unterallgäu bestätigt wurde. So belegt der Landkreis Unterallgäu laut einer Wirtschaftsstudie des Nachrichtenmagazins „Focus“ im Frühjahr 2018 im Vergleich aller 401 Landkreise und kreisfreien Städte in Deutschland einen sehr guten 32. Platz. Insbesondere in der Kategorie „Wachstum und Jobs“ schnitt der Landkreis mit einem bundesweiten 3. Platz hervorragend ab. Eine hohe Wirtschaftskraft bescheinigt auch „Focus Money“ dem Landkreis Unterallgäu. Verglichen mit 380 Landkreisen und Städten in Deutschland landete das Unterallgäu im Ranking 2018 auf Platz 24. Die Arbeitslosenquote liegt bei 1,6 bis 2,2 % je nach Saison und der Gesamtumsatz im Verarbeitenden Gewerbe im Unterallgäu liegt 2017 bei rd. 4,4 Mrd. Euro und damit 8,6% höher als im Vorjahr (Quelle: Michael Stoiber, Regionalmanager LRA Unterallgäu). Selbstredend geht das oben genannte Wachstum der Wirtschaft mit einem deutlich steigenden Energie- und auch Flächenbedarf einher.

Auch im Bereich der privaten Haushalte muss der Verbrauch noch deutlich gesenkt werden, da diese Verbrauchergruppe für rund ein Drittel des gesamten Endenergiebedarfs verantwortlich ist. Die Beratungskampagnen liefen in diesem Bereich überaus vielversprechend. Rund 600 vor Ort Beratungen und zahlreiche gut besuchte Infoabende zum Thema Gebäudesanierung fanden statt. Die nachträglich durchgeführte Befragung der Beratungskunden ergab, dass rund 75 % der Beratenen tatsächlich Maßnahmen ergriffen. Es ist durchaus anzunehmen, dass noch deutlich mehr Kunden Sanierungsmaßnahmen durchgeführt haben oder demnächst durchführen – direkt oder indirekt durch das Projekt Energiewende Unterallgäu motiviert. Gerade in diesem Bereich zeigte sich, dass durch wiederholte Information und intensive Öffentlichkeitsarbeit schrittweise immer mehr Bürger erreicht werden – gerade auch solche, die sich bislang noch nicht mit der Thematik beschäftigt haben. Dennoch muss mit großem Kraftaufwand weitergearbeitet werden, um noch mehr Bürger für die Thematik zu sensibilisieren.

Eine ausführliche Analyse des Projektergebnisses in Bezug auf die Zielvorgaben sind Kapitel 1.2 Ergebnisse mit Blick auf die Zielvorgabe am Ende dieses Berichtsteils zu entnehmen.

### 1.1.3 Arbeitspaket 3: Energiewende mit den Kommunen

Nachdem mit den Bürgermeistern/innen aller Kommunen Einzelgespräche geführt wurden, die bereits auf eine großflächige Offenheit für die Teilnahme am Projekt schließen ließen, wurde mit der Gründung der Energieteams begonnen. Zielsetzung war, in jeder Verwaltungsgemeinschaft mindestens einen Arbeitskreis zu gründen, so dass bürgernah und kommunenspezifisch Projektideen herausgearbeitet werden können. In zahlreichen Gesprächen mit den Bürgermeistern/innen konnten anschließend in den meisten Gemeinden Teilnehmer/innen für die Arbeitskreise identifiziert werden. Neben den Bürgermeistern/innen, die häufig selbst an den Sitzungen teilnahmen, setzten sich die Gremien zumeist aus Gemeinderäten/innen sowie engagierten Bürgern/innen zusammen, die sich für die Thematik Klimaschutz einbringen wollten. Während der Projektlaufzeit zeigte sich immer deutlicher, wie enorm wichtig Bürgernähe sowohl für eine erfolgreiche Projektarbeit als auch für die Akzeptanz der Projekte war. Im Nachhinein rechtfertigt dies auch den mitunter großen Aufwand, der im Zuge der Gründung betrieben werden musste. eza! kümmerte sich dabei um die Terminsetzung für die regelmäßig stattfindenden Sitzungen, die Vorbereitung der Inhalte, die Moderation sowie die Nachbereitung und Protokollierung der Fortschritte, die erzielt wurden. Aus den Energieteams heraus entstanden schließlich zahlreiche große und kleine Einzelprojekte, die oftmals in anderen Energieteams und/oder Kommunen Nachahmer fanden. Dies erklärt die Dynamik, die somit schrittweise entstand.

Dennoch sind kommunale Projekte im Vergleich zu privaten zumeist deutlich komplexer und langwieriger in der Umsetzung, da einem Beschluss durch ein kommunales Gremium mitunter lange Diskussionsrunden vorangehen. Gerade in diesem so wichtigen Entstehungsprozess ist es wichtig, Kommunen Unterstützung und fachliche Informationen zu bieten. Themen und Fragestellungen müssen hier häufig wieder und wieder auf der Agenda von diversen Sitzungen stehen, bis schließlich eine überwiegende Einigkeit über die weitere Vorgehensweise gefunden ist.

In der Folge soll ein Überblick über Einzelprojekte gegeben werden, die im Rahmen der Energieteamarbeit im Projekt Energiewende Unterallgäu entstanden sind.

#### Photovoltaik-Projekte

Am Beginn des Projekts stand der Bau einer 10kWp PV-Anlage für die Grundschule der Gemeinde Lachen zur Debatte. In der Energieteamsitzung wurde die Wirtschaftlichkeit für verschiedene Anlagengrößen berechnet. Nachdem auch der Gemeinderat überzeugt war, wurde die Installation bei einer lokalen Firma in Auftrag gegeben.



Abbildung 13: 10 kWp PV-Anlage auf dem Dach der Grundschule in Lachen

Dies war der Auftakt für zahlreiche kommunale PV-Projekte, die seither auf den Dächern der Liegenschaften umgesetzt wurden. Im Mittelpunkt all dieser PV-Projekte steht auch der Eigenverbrauch des erzeugten Stroms, der aufgrund gesunkener Modulpreise immer wirtschaftlicher wurde. Es folgten PV-Anlagen auf weiteren Schul- und Kindergartengebäuden, da gerade dort tagsüber ein hoher Strombedarf besteht. Auch Kläranlagen mit ihren kontinuierlich agierenden Pumpen eignen sich hervorragend für die Installation von PV-Anlagen mit einem hohen Grad an Eigenstromnutzung. Nachfolgende Listung gibt einen Überblick über die kommunalen PV-Projekte im Zeitraum der Energiewende Unterallgäu Nordwest.

- 10 kWp-Anlage auf der Grundschule der Gemeinde Lachen
- 30 kWp-Anlagen auf der Kläranlage der Gemeinde Winterrieden
- 70 kWp-Anlage auf der Kläranlage der Gemeinde Kirchhaslach (mit Batteriespeicher)
- 30 kWp-Anlage auf der Kläranlage der Marktgemeinde Kirchheim in Schwaben
- 10 kWp-Anlage auf dem Rathaus der Gemeinde Eppishausen
- 15 kWp-Anlage auf der Kläranlage der Gemeinde Eppishausen
- 10 kWp-Anlage auf der Kläranlage der Gemeinde Haselbach
- 10 kWp-Anlage auf dem Bauhof der Gemeinde Egg a.d. Günz
- 20 kWp-Anlage auf der Grundschule der Gemeinde Egg a.d. Günz
- 10 kWp-Anlage auf dem Kindergarten der Gemeinde Egg. a.d. Günz
- 10 kWp-Anlage auf dem Rathaus der Marktgemeinde Erkheim

- 30 kWp-Anlage auf der Kläranlage der Marktgemeinde Erkheim
- Planung einer 30 kWp-Anlage auf der Kläranlage des Markts Pfaffenhausen
- Planung einer 10 kWp-Anlage auf dem Kindergarten Trunkelsberg
- Planung einer 10 kWp-Anlage auf dem Kindergarten Heimertingen
- Planung einer 100 kWp-Anlage an der Naturtherme Bedernau in Breitenbrunn
- Planung einer 71 kWp-Anlage auf der Kläranlage der Gemeinde Oberschöneegg
- Beratung zu einer 8 kWp-Anlage auf dem Wasserwerk der Gemeinde Salgen
- Beratung zu einer 100 kWp-Anlage am Wasserwerk des Markts Babenhausen



Abbildung 14: Bau der 30 kWp PV-Anlage auf der Kläranlage in Winterrieden. Foto: eza!

PV-Projekte sind bezüglich der Investitionssummen vergleichsweise überschaubar, zudem kann bei diesen Projekten die zu erwartende Wirtschaftlichkeit gut berechnet werden und dank gesunkener Modulpreise sind die Anlagen in aller Regel sehr wirtschaftlich. Dennoch stellen sich auch diese kommunalen Projekte häufig als langwierige Projekte dar, die intensiv und lange begleitet werden müssen, damit sie tatsächlich zur Umsetzung gebracht werden können. Gründe hierfür sind mitunter kritische Stimmen in den kommunalpolitischen Gremien, die lange Diskussionsrunden bewirken können, notwendige Beschlüsse und hoher bürokratischer Aufwand sowie vor allem die starke Auslastung bzw. mitunter Überlastung kommunaler Entscheidungsträger gerade in kleinen Kommunen. Bei den Anlagen, die noch in Planung sind, hat die Projektlaufzeit beispielsweise nicht ausgereicht, um den Bau der Anlage tatsächlich zu beauftragen. Das Potenzial ist im Bereich Photovoltaik nach wie vor groß, zumal der Zubau anderer stromerzeugender erneuerbarer Energien unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen nach wie vor schwierig ist.

*Installierte Leistung PV-Anlagen durch Energiewende Unterallgäu: 584 kWinst*

*Erzeugte Energie pro Jahr: 584.000 kWh*

*CO<sub>2</sub>-Ersparnis pro Jahr: 284 Tonnen*

### Nahwärmeprojekte

Rund 26 % Fläche des Unterallgäus ist Waldfläche. Von den insgesamt 32.500 ha Wald sind auch zahlreiche Flächen in kommunalem Besitz, bei denen jährlich große Mengen an Waldrestholz anfallen, die i.d.R. zu Hackschnitzeln verarbeitet werden. Um dieses Potenzial künftig besser nutzen zu können, kam im Rahmen des Projekts Energiewende Unterallgäu die Idee für eine Reihe von Nahwärmeprojekten auf.

### Benningen

In der Gemeinde Benningen bestand zunächst die Idee, die kommunalen Gebäude (Rathaus, Schule, Feuerwehrhaus, Festhalle, Alte Raiffeisenbank und Kindergarten) durch ein Wärmenetz zu verbinden. Als Heizmaterial sollen hier Holzhackschnitzel aus dem gemeindeeigenen Wald dienen – ggf. unterstützt durch eine solarthermische Anlage - um die sommerlichen Wärmeverluste zu minimieren. Die Gemeinde verfügt über rund 140 ha eigene Waldflächen mit einem Zuwachs von ca. 12 Festmetern pro Jahr. Bei Gesprächen zwischen der Gemeinde, dem Arbeitskreis Energie und eza! wurde schließlich eine mögliche, deutlich erweiterte Variante der Trassenführung herausgearbeitet, die den Ortskern der Gemeinde mit rund 110 Gebäuden umfasst. Es folgte die Ausrichtung eines gut besuchten Informationsabends sowie die Verteilung von Erfassungsbögen zur Interessensbekundung und Datenerfassung. Auf Basis dieser Daten konnte anschließend eine Machbarkeitsstudie zur Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit des Wärmenetzes erstellt werden. Die Studie war Teil einer Sammelausschreibung, die die Firma econ AG aus Memmingen für sich entschied.

Die Fragebogenaktion ergab, dass 66 Gebäudebesitzer großes Interesse an einem Anschluss hatten und 28 noch unentschieden waren bzw. noch weitere Informationen erhalten wollten. In der Machbarkeitsstudie wurden anschließend zwei Varianten untersucht. Eine „Basisvariante“ mit 1.617 Meter Trassenlänge. An dieser Trasse liegen u.a. die kommunalen Gebäude, eine Wohnanlage der Landkreiswohnungsbaugesellschaft und mehrere Privatgebäude, so dass es sich insgesamt um 54 Gebäude handelt, die nach aktuellem Stand jährlich 2.139 MWh Wärmeenergie benötigen. Bislang werden die Gebäude in Benningen hauptsächlich mit Heizöl beheizt. Die Wärmebelegdichte, die sich daraus ergibt, beträgt 1,323 MWh/m<sup>2</sup>a. Die erweiterte Variante erfasst noch mehr Straßenzüge innerhalb des betrachteten Gebiets und erreicht deshalb eine Trassenlänge von 2.692 Meter. Bei dieser Variante würde die benötigte Wärmemenge jährlich 3.025,32 MWh (bei 92 Gebäuden) betragen, was eine Wärmebelegdichte von 1,124 MWh/m<sup>2</sup>a ergibt.



Abbildung 15: Möglicher Trassenplan für das geplante Nahwärmenetz im Ortskern der Gemeinde Benningen

Aufgrund längerer Leitungen und verhältnismäßig niedrigerer Abnahme je Trassenmeter, stellt sich die erweiterte Variante somit als weniger wirtschaftlich dar. Auch ist bei dieser Variante mit höheren Wärmeverlusten im laufenden Betrieb zu rechnen. Der Bürgermeister wie auch der Arbeitskreis Energie zeigten sich sehr offen für die Durchführung des Wärmeprojektes. Dennoch fehlen bislang die notwendigen Beschlüsse aus dem Gemeinderat, um tatsächlich mit einer Detailplanung zu beginnen. Im Rahmen eines möglichen Folgeprojekts soll Benningen in jedem Fall weiterbetreut und unterstützt werden, das Nahwärmeprojekt für eine zukunftsweisende Wärmeenergieversorgung zur Umsetzung zu bringen.

### Westerheim

Ein ähnliches Projekt entstand in der Gemeinde Westerheim (Verwaltungsgemeinschaft Erkheim). Auch diese Gemeinde verfügt über große Waldflächen – 300 Hektar sind es in Westerheim – so dass die benötigten Holzhackschnitzel zu einem großen Teil aus gemeindeeigenen Flächen gewonnen werden können. In Westerheim steht der Wärmeverbund zwischen den kommunalen Gebäuden im Fokus. Diese sollen zudem in den kommenden Jahren im Rahmen eines Dorferneuerungsprozesses umgestaltet werden. Zusätzlich sollen nahe am Ortskern gelegene Privathäuser die Möglichkeit bekommen, ans Wärmenetz angeschlossen zu werden. 14 Gebäudebesitzer äußerten bei der ebenfalls durchgeführten Fragebogenaktion Interesse an einem Anschluss. Hinzu kommen Festhalle, Kindergarten, Alte Schule, Pfarrhaus sowie der ehemalige Kindergarten so dass von einem jährlichen Gesamtwärmebedarf von 678 kWh ausgegangen werden kann. Auch für das geplante Wärmenetz der Gemeinde Westerheim wurde im Rahmen des Projekts Energiewende Unterallgäu eine Machbarkeitsstudie in Auftrag gegeben – diese war ebenfalls Teil der Sammelausschreibung und wurde von der Firma Alois Müller durchgeführt.

Als bevorzugte Position für die Heizzentrale hat die Gemeinde eine Fläche am östlichen Ortsrand ausgewählt. Durch die periphere Lage der Heizzentrale ist die Trassenlänge im Vergleich zur Abnahmemenge vergleichsweise hoch zu bewerten, was sich in der niedrigen Belegdichte von rund 0,7 MWh/m<sup>2</sup>a widerspiegelt. Aus diesem Grund wurde der Gemeinde in Absprache mit eza! noch ein weiterer Standort für die Heizzentrale vorgeschlagen. Dieser befindet sich direkt im Ortszentrum im ehemaligen Feuerwehrhaus. Die geplante Trassenlänge würde sich dann von 940 m auf 460 m reduzieren, was zu einem Anstieg der Belegdichte auf 1,25 MWh/m<sup>2</sup>a führt. Die Machbarkeitsuntersuchung zeigte also, dass der Standort der Heizzentrale einen entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Nahwärmeprojekts hat.

Mit Gemeinde und Gemeinderat muss nun diskutiert werden, ob der zentrale Standort für die Heizzentrale denkbar ist. Ferner muss eine Informationsveranstaltung für die Gebäudebesitzer organisiert werden, da diese laut Fragebogen noch zahlreiche offene Fragen bezüglich des Nahwärmenetzes haben. In diesem Zusammenhang ist es durchaus denkbar, noch weitere Bürger für den Anschluss ans Wärmenetz zu akquirieren. Das Meinungsbild im Gemeinderat ist seit Beginn der Gespräche sehr differenziert, so dass eine fortgeführte

Unterstützung der Gemeinde für das Gelingen des Projekts dringend notwendig ist, um das Projekt auch tatsächlich zur Umsetzung zu bringen.



Abbildung 16: Im Bereich der Bahnunterführung wurden im Herbst 2018 bereits vorsorglich Wärmerohre verlegt, um diesen Teil der Straße zu einem späteren Zeitpunkt nicht mehr aufreißen zu müssen. Foto: Gemeinde Westerheim

In der Machbarkeitsstudie wurde zudem untersucht, inwiefern eine Spitzenlastabdeckung sinnvoll ist. Da in Westerheim ein Erdgasanschluss vorhanden ist, stellt sich Spitzenlastabdeckung über Erdgas als wirtschaftlichste Variante dar. Als Betreibermodell wird der Kommune empfohlen, das Netz wie auch die Energiezentrale selbst zu bauen und zu betreiben und eine externe Firma mit der Betreuung der Wärmeerzeuger zu beauftragen.

#### *Energiebilanz kommunale Wärmenetze (Benningen und Westerheim)*

*Jahresverbrauch an Energie pro Jahr: 3.703.320 kWh*

*CO<sub>2</sub>-Verbrauch (ohne Wärmenetz): 924 Tonnen*

*CO<sub>2</sub>-Verbrauch (mit Wärmenetz): 89 Tonnen*

*CO<sub>2</sub>-Ersparnis pro Jahr: 835 Tonnen*

#### **Energiekonzept für Neubaugebiet in der Gemeinde Lachen**

Die Gemeinde Lachen plant im Ortsteil Hetzlinshofen ein Neubaugebiet für insgesamt 45 Gebäude. Gemeinsam mit dem Energieteam wurde die Zielsetzung festgelegt, dass dieses Neubaugebiet im Hinblick auf die Energieversorgung zukunftsweisend werden sollte.



Abbildung 17: Auszug aus dem Plan für das Neubaugebiet Hetzlinshofen (Quelle: Gemeinde Lachen)

Da keine Biogasanlagen in der näheren Umgebung vorhanden sind, schied die Nutzung von Biogasabwärme aus. Für die Errichtung eines hackschnitzelbasierten Nahwärmenetzes stellten sich die Abnahmen der neuen Gebäude (größtenteils Einfamilienhäuser) als zu gering dar. Somit verblieb nur die Nutzung „Kalter Nahwärme“ als sinnvolle Option für eine nachhaltige Wärmeversorgung. Gemeinsam mit LEW wurden die Möglichkeiten untersucht. Eine Erschließung mit Grundwasser ist laut Standortauskunft möglich. Aufgrund örtlicher Erfahrungen ist aber eine direkte Grundwassernutzung über Brunnen in diesem Bereich eher kritisch zu betrachten.

Aufgrund der benötigten Fläche für horizontale Erdkollektoren von insgesamt ca. 14.000m<sup>2</sup> (spez. Entzugsleistung Erdreich 20 W/m<sup>2</sup>) wurde auch diese Idee schnell verworfen. Somit blieb die Bohrung von Erdwärmesonden, die in diesem Gebiet zulässig sind. Im Zuge der Erschließung der Grundstücke soll jedes Grundstück mit einer Erdsondenbohrung ausgestattet werden, so dass die Gebäude mit einer einfachen Wärmepumpe beheizt werden können. Eine Bohrung mit der Tiefe von rund 100 Metern genügt, um ein durchschnittliches Einfamilienhaus mit der benötigten Wärme zu versorgen. In Kombination mit einer PV-Anlage kann durch die Wärmepumpe ein Großteil der Wärme klimafreundlich erzeugt werden. Da die Bohrungen in einem Zug – Grundstück für Grundstück – durchgeführt werden sollen, reduzieren sich die Kosten für die einzelne Bohrung um rund 50 %. Gespräche mit dem zuständigen Wasserwirtschaftsamt ergaben, dass Bohrungen in diesem Gebiet zulässig sind, die erlaubte Tiefe jedoch noch geprüft werden muss, da gespanntes Grundwasser ab einer Tiefe von rund 60 Metern möglich, wenngleich unwahrscheinlich, ist.

Die Ergebnisse der Voruntersuchung wurden kurz vor dem Ende des Projekts Energiewende Unterallgäu noch mit dem Energieteam besprochen. Nun muss die Gemeinde entscheiden, ob sie eine Probebohrung in Auftrag gibt, um festzustellen, wie tief tatsächlich gebohrt werden kann und wie viel Wärme den jeweiligen Schichten entnommen wird. Grundsätzlich stehen sowohl Energieteam als auch Gemeinde hinter dem Vorhaben, da es den Bauherren zum einen eine günstige Möglichkeit für eine nachhaltige Beheizung des Wohnhauses bietet und zum anderen die alternativ häufig eingesetzten Luft-Wasser-Wärmepumpen vermieden werden, die aufgrund der Lärmbelastung oftmals zu nachbarschaftlichen Problemen führen.

### Erweiterung Nahwärmenetz Boos

In der Gemeinde Boos besteht seit Herbst 2016 ein Wärmenetz von bislang 387 Metern Länge, das die kommunalen Gebäude mit Hackschnitzelwärme versorgt. Durch die Umstellung auf die Nahwärmeversorgung mit Biomassefeuerung werden jährlich etwa 242 Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart. Der Bau des Netzes wurde von der KfW-Bank, vom Amt für ländliche Entwicklung sowie von der Regierung von Schwaben gefördert.



Abbildung 18: Heizzentrale des Nahwärmenetzes Boos von außen. Das Holzgebäude fügt sich hervorragend ins Ortsbild. Foto: Knecht Ingenieure

Nun wurde das Netz um weitere 35 Wohneinheiten und 6 Doppelhaushälften erweitert. Der Wärmebedarf der neuen Gebäude wird auf 350 MWh/a geschätzt, was einer zusätzlichen CO<sub>2</sub> Einsparung in Höhe von ca. 72 Tonnen pro Jahr entspricht (im Vergleich zu Heizöl, da kein Erdgasnetz vorhanden ist). Für die Gemeinde, die das Netz betreibt, ist eine weitere Erweiterung in den nächsten Jahren durchaus denkbar.



Abbildung 19: Hackschnitzellager in Boos. Lösung als Bunkeranlage zur größtmöglichen Platzersparnis. Die Befüllung mit dem LKW kann problemlos erfolgen. Foto: Knecht Ingenieure

## Energiekonzept Naturtherme Bedernau

Teilfinanziert über das Projekt Energiewende Unterallgäu wurde zudem das Energiekonzept für die Naturtherme Bedernau, Gemeinde Breitenbrunn. Gemeinsam mit dem Energieteam wurden hier Möglichkeiten erörtert, den sehr hohen Hackschnitzelverbrauch zur Beheizung des Thermalwassers durch solare Energie zu unterstützen, da regional und nachhaltig erzeugte Hackschnitzel ein begrenzter Rohstoff sind und gut für andere Wärmeprojekte eingesetzt werden könnten. Die Therme ist von April bis Oktober geöffnet. Die Wassertemperatur beträgt stets 34°C und da sämtliche Becken permanent im Außenbereich sind, benötigt die Aufrechterhaltung der Wassertemperatur gerade im Frühjahr und Herbst erhebliche Mengen an Hackschnitzeln. Des Weiteren wird Energie benötigt für: Fußbodenheizungen, Brauchwasserheizungen und Beheizung der Belüftung. Die Vorlauftemperatur des Hauptheizkreises beträgt 79°C. Das bedeutet, eine Integration von Systemen die auf niedrigem Temperaturniveau arbeiten (z.B. Luft-Wasser-Wärmepumpe) ist schwer möglich.

Für das Konzept wurde schließlich die Firma egrid aus Kempten beauftragt. Die Untersuchung beinhaltete zwei Konzepte:

**Konzept I:** Nutzung von solarthermisch erzeugter Wärme in Kombination mit einer 50 kWp PV-Anlage  
Hintergrund: optimale Nutzung von solarer Einstrahlung durch die Gleichzeitigkeit von thermischem und elektrischem Bedarf sowie solarer Erzeugung und Benutzerverhalten

**Konzept II:** 100 kWp Photovoltaikanlage zur Stromerzeugung sowie zur Wärmeerzeugung (Power-to-Heat)  
Hintergrund: maximaler Eigenverbrauch des erzeugten PV-Stroms bei Installation einer Anlage, die noch nicht direktvermarktet werden muss. Über Heizelektroden wird der Strom bedarfsgerecht in Wärme umgewandelt. Überschüsse können für Freiflächenvergütung ins Netz eingespeist werden.

Aufgrund der Statik ist die Nutzung der vorhandenen Dachflächen nicht möglich. Aus diesem Grund sind für die Energieerzeugung Flächen in rund 100 Meter Entfernung zur Therme vorgesehen (vgl. Abbildung 20).



Abbildung 20: Schematische Darstellung der Flächen für Photovoltaik (gelb), Solarthermie (blau) sowie der Trasse für Wärme & Strom (rot). Grün dargestellt ist ein möglicher Standpunkt für einen außenliegenden thermischen Pufferspeicher. Quelle Bild: Bayernatlas

Die PV-Anlage müsste auf maximalen Eigenverbrauch ausgelegt werden, da sie in der Fläche installiert wird und somit keine Einspeisevergütung beanspruchen kann. Nachfolgende Abbildung zeigt, dass eine 50 kW-Anlage hier am besten geeignet wäre, da hier selbst an einem Juli-Tag der Verbrauchslastgang zumeist über der Erzeugung liegt. Für die Anlage würde insgesamt eine Fläche von rund 600 m<sup>2</sup> benötigt werden.

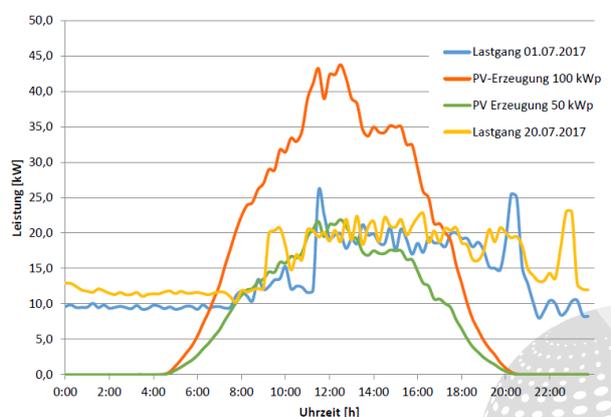


Abbildung 21: Berechnete Leistungserzeugung der PV-Anlage mit Verbrauchslastgang der Naturtherme Bedernau für einen Julitag Quelle: egrid

**Ergebnis:**

Für Konzept I beträgt die Investitionssumme rund 135.000 Euro. Die Investition wäre nach ca. 13 Jahren amortisiert. Das Kapitalkonto würde nach 20 Jahren rund 88.000 Euro betragen. Jährlich könnten somit rund 52 m<sup>3</sup> Hackschnitzel eingespart werden. Durch vermiedenen Stromverbrauch können in 20 Jahren rund 432 Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart werden.

Für Konzept II liegt die Investitionssumme bei rund 190.000 Euro. Der Amortisationszeitpunkt ist jedoch bereits nach 9 Jahren erreicht. Allein durch den geringeren Strombezug, den die Anlage ermöglicht könnte in 20 Jahren 827 Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart werden.

**Fazit:**

Die von der Firma egrid untersuchten Konzepte zeigen deutlich, dass sich eine nachhaltigere und zukunftsfähige Energieversorgung der Naturtherme Bedernau wirtschaftlich umsetzen lässt. Aufgrund der Ergebnisse der Untersuchung ist eine Umsetzung des Konzeptes II dem Konzept I vorzuziehen. Konzept II ist deutlich einfacher umzusetzen, da hierbei keine Nahwärmetrasse verlegt werden muss und die Genehmigungsverfahren bei dem BAFA und der KfW-Bank entfallen. Des Weiteren lassen sich mit Konzept II wesentlich höhere CO<sub>2</sub>-Mengen einsparen und der Amortisationszeitpunkt wird 4 Jahre früher erreicht. Auch lässt sich dieses Konzept leichter auf größere Leistungsausbaustufen erweitern. Sollte eine Teilnahme an der Direktvermarktung gewünscht sein, lässt sich die Wärmeversorgung über PtH mit deutlich geringerem Aufwand erweitern. Ein Ausbau der Solarthermieanlage auf höhere Leistungsstufen ist aufgrund der Förderbedingung des BAFA nicht bzw. nur ohne Förderung möglich. Auch der Wartungsaufwand ist bei Konzept II als wesentlich geringer anzusehen.

**Begehung der kommunalen Liegenschaften** (Tabelle mit Maßnahmen)

Kommunen nehmen eine Vorbildfunktion für ihre Bürger ein. Gerade deshalb ist es wichtig, dass ein Augenmerk auf den energetischen Zustand der kommunalen Liegenschaften gelegt wird. Auch in Zeiten niedriger Öl- und Gaspreise sollte hier beispielsweise über zukunftsweisendes Heizen mit regional erzeugten erneuerbaren Energien nachgedacht werden. Im Rahmen des Projekts Energiewende Unterallgäu Nordwest wurde den Kommunen eine kostenlose Begehung der Liegenschaften angeboten. Schwerpunkt der Begehungen lag in der Optimierung der Heizungs- und Lüftungsanlagen sowie in der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien bei der Wärmeversorgung. In den Energieteams wurden zunächst die relevanten Liegenschaften identifiziert. Anschließend fanden vor Ort Termine statt, in denen ein eza!-Mitarbeiter gemeinschaftlich mit dem jeweiligen Verantwortlichen der Gemeinde Rathäuser, Schulen, Kindergärten, Mehrzweckhallen, etc. beging. Im Anschluss erhielten der Bürgermeister sowie der Gebäudeverantwortliche und die Energieteammitglieder ein ausführliches Protokoll zur energetischen Situation der Liegenschaften sowie Handlungsempfehlungen für das jeweilige Gebäude. Die Ergebnisse der Begehungen wurden zudem in den Energieteams vorgestellt und diskutiert. Sofortmaßnahmen (wie beispielsweise Durchführung eines hydraulischen Abgleichs oder Optimierung der Regelungseinstellungen) wurden im Rahmen des Projekts durch eza! teilweise bereits durchgeführt. Komplexere Maßnahmen, die auch mit dem Einbau von Gerätschaften einhergingen, wurden den Kommunen exakt definiert und sollten schrittweise von Installationsbetrieben durchgeführt werden. Die Kommunen erhielten auch hier eine Beratung zu geeigneten Förderprogrammen.

Tabelle 1: Die Tabelle zeigt die Kommunen mit den ausgewählten Liegenschaften, die im Rahmen des Projekts Energiewende Unterallgäu begangen wurden

Kommune	Gebäude	Empfohlene Maßnahmen
Babenhau- sen	Rathaus	LED Beleuchtung;
		Austausch Heizkessel
		Austausch Thermostatventile
		Hydraulischer Abgleich
	Gasthaus Rössle	Ausbau hydraulische Weiche,
		Hydraulischer Abgleich im Gasthaus
		Optimierung Pumpeneinstellung und Einbau RTL-Ventil
	Feuerwehr	Ausbau hydraulische Weiche, Zonenventile Luftheritzer
		Hydraulischer Abgleich; Anpassung Pumpeneinstellungen
		Begrenzung der Thermostatregler in Fluren u. WCs auf passende Sollwerte

	Kindergarten Sternschnuppe	Ausbau hydraulische Weiche mit zusätzlicher Pumpe
		Hydraulischer Abgleich; Begrenzung der Thermostatregler
	Kindergarten Hand in Hand	Pumpensanierung
		Begrenzung der Thermostatregler in Fluren u. WCs auf passende Sollwerte
		Heizungstausch in den nächsten Jahren
	Kindergarten Guter Hirte	Heizungssanierung, WW auf dezentral elektrisch umstellen
		Begrenzung der Thermostatregler in Fluren u. WCs auf passende Sollwerte
		Abdichten Dachbodentüre
Egg a.d. Günz	Grundschule	Austausch Thermostatventile
		Hydraulischer Abgleich
	Rathaus	keine
	Kindergarten	keine
Kirchhaslach	Rathaus	Sanierung Öl Heizung mit Thermostatventile
		Hydraulischer Abgleich
	Mehrzweckhalle	Optimierung Regelungstechnik
		Umstellung der Standardbeheizung Saasl von Luft- auf Fußbodenheizung
Winterrieden	Rathaus/Feuerwehr	Ausbau hydraulische Weiche,
		Optimierung Regelungstechnik, Anpassung hydraulischer Abgleich
		Stellmotor am Luftherhitzer ist defekt
	Kindergarten	Heizungssanierung für das Gesamtgebäude
		Optimierung Regelungstechnik, hydraulischer Abgleich
	Mehrzweckhalle	Generalsanierung
Boos	Rathaus	Sanierung Thermostatventile, Sanierung Beleuchtung
		Hydraulischer Abgleich
	Kindergarten	Sanierung Beleuchtung
	Dorfgemeinschaftshaus	Ölkessel wird immer durchströmt, ausbauen
		Hydraulischer Abgleich, Regelungseinstellungen optimieren
	Schule	neue THV , E-Heizung für Boiler im Sommer, Abschaltung FW.
		hydraulischer Abgleich
Fellheim	Rathaus	neue THV, Musikheim OG Einzelraumregelung mit ZP

		hydraulischer Abgleich
	Turnhalle	Zugfreie Einregulierung Lüftung
		Regelungseinstellungen optimieren
	Synagoge	Zugfreie Einregulierung Lüftung
	Kindergarten	dezentrale WW Bereitung,
Heimertingen	Rathaus	Dämmung Kellerdecke, Einrohrheizung sanieren.
	Schule mit Turnhalle	Pumpensanierung, THV sanieren,
		hydraulischer Abgleich, Regelung Lüftung Turnhalle optimieren
	Kindergarten	Anpassung Regelungstechnik Heizung und Lüftung
	Gemeindehaus mit Feuerwehr	Anpassung Regelungstechnik Heizung
Niederrieden	Kindergarten	Beleuchtungssanierung, WW- Bereitung dezentral elektrisch
	Turnhalle	Anpassung Regelungstechnik Heizung und Lüftung, hydraulischer Abgleich
	Dorfladen	Prüfung Abwärmenutzung
Pleß	Rathaus	Anpassung Regelungstechnik, hydraulischer Abgleich,
	Zehent Stadel	hydraulischer Abgleich mit Anpassung Pumpenleistung
	Mehrzweckhalle	Anpassung Regelungstechnik, hydr. Abgleich,
Lachen	Grundschule	Sanierung Heizung, hydraulischer Abgleich
	Feuerwehr, Schützen, Musikheim	Anpassung Regelungstechnik, hydraulischer Abgleich,
Trunkelsberg	Festhalle	Sanierung Heizung
	Rathaus	ok
	Feuerwehrhaus	Umbau Spindheizung
	Gasthaus Ochsen	Umbau Gaststätte (Heizung, Lüftung, Inneneinrichtung)
		Beratung Heizungs- und Lüftungstechnik (erledigt)
Pfaffenhausen	VG Gebäude	Heizungssanierung mit Gas WP, alle THV voreinstellbar ausrüsten
		Hydraulischer Abgleich
	Pfarr- und Begegnungszentrum	Anpassung Heizungs- und Lüftungseinstellungen an die Nutzung
	Kindergarten	ok
	Schule mit Turnhalle	EM mit neuem Hausmeister, Anpassung Regelungstechnik

Breitenbrunn	Naturtherme Bedernau	ok
Kirchheim	Schule m. Schwimmbad	EM mit neuem Hausmeister, Optimierung Regelung Heizung, BHKW
	Rathaus	neue Heizungspumpe aus Schule, neue THV voreinstellbar
		hydraulischer Abgleich
	Bauhof	Zonenventile für Luftherhitzer
	Kindergarten	dezentrale WW Bereitung
Salgen	Rathaus	hydraulischer Abgleich und Anpassung Regelungstechnik
		Nachrüstung von Deckenstrahlheizung für Sitzungssaal
	Kindergarten	Anpassung Heizparameter von Wärmepumpe und Fußbodenheizung
		Anpassung und Optimierung Einstellung Lüftungsanlagen
	Vereinsheim Hausen	Optimierung Regelungstechnik
		Verschließen der Außenluftöffnungen der Konvektoren
	Wohnhaus Hausen	Anheben der Wassertemperatur (Legionellen)
		Absenkung der Heizgrenztemperatur

Die Tabelle verdeutlicht, dass bei den kommunalen Gebäuden ein großer Bedarf für Effizienzsteigerungsmaßnahmen besteht. Kleine Maßnahmen, die sofort durchführbar waren, wurden, wie bereits beschrieben, durch eza! kostenfrei für die Kommunen abgearbeitet. Zahlreiche der aufgeführten Maßnahmen bedürfen jedoch der Vorarbeit durch Installationsbetriebe, wie beispielsweise die Umrüstung der Thermostatventile auf voreinstellbare Ventile. Erst dann kann ein hydraulischer Abgleich durchgeführt werden. Ohne diese vorbereitenden Arbeiten können die Optimierungen durch eza! gar nicht umgesetzt werden. Häufig werden solche Maßnahmen aus Zeitgründen von den Gemeinden jedoch aufgeschoben, da (vermeintlich) dringende andere Dinge auf der kommunalen Agenda stehen. Durch eza! wurde im Rahmen des Projekts beispielsweise ein hydraulischer Abgleich in Rathaus, Schule und Gemeindehaus durchgeführt. In den genannten Liegenschaften wurden zudem die Regelungseinstellungen von Heizung und Lüftung angepasst. Auch die Gemeinde Kirchhaslach bekam Unterstützung durch eza! bei der Optimierung der Regelungseinstellungen von Rathaus und Mehrzweckhalle sowie in Form einer Unterweisung der Gebäudeverantwortlichen. Ein weiteres Teilprojekt war die Begleitung der Gemeinde Trunkelsberg bei der Sanierung des Dorfgasthofs „Zum Ochsen“ – vor allem mit Blick auf die sinnvolle Auslegung der Heizungs- und Lüftungstechnik.

Somit kann auch für diesen Bereich festgehalten werden, dass die Kommunen dringend auf Unterstützung von außen angewiesen sind und dass der Projektzeitraum für eine konsequente Umsetzung der oben identifizierten Maßnahmen nicht ausreichend lang war, zumal die Auftragsbücher der Handwerksbetriebe aktuell prall gefüllt sind. Auch hier muss mitunter mit langen Wartezeiten gerechnet werden. Obwohl sich die Gemeinden ihrer Vorbildrolle durchaus bewusst zu sein scheinen, wird bei Sanierungsmaßnahmen mit größeren Investitionssummen sehr stark auf die entstehenden Kosten mitsamt Amortisationszeit geschaut. Immer wieder bringen Gemeinderäte ihren Unmut über die Maßnahmen zum Ausdruck, die angeblich viel zu teuer seien und „in ein paar Jahren“ auch noch ausgeführt werden könnten. Somit werden viele dringend notwendigen Projekte nach hinten verlagert. Dies verdeutlicht, wie wichtig Projekte wie die Energiewende Unterallgäu sind, um Optimierungen herbei zu führen. Es muss immer wieder ein Input von außen, kombiniert mit fachkundiger Beratung kommen, damit Maßnahmen schrittweise umgesetzt werden.



Abbildung 22: eza!-Mitarbeiter Rainer Moll bei der Beratung im Heizungskeller

Um die Kommunalpolitiker und Gebäudeverantwortlichen zum Thema „Energieeffizienz in kommunalen Liegenschaften“ aufzuklären, veranstaltete eza! im Rahmen des Projekts Energiewende Unterallgäu am 28. Februar 2018 eine Infoveranstaltung zu diesem Thema. Die Veranstaltung fand in der Gemeinde Boos statt und befasste sich mit der Energieeffizienz für Heizungsanlagen sowie mit Beleuchtung. Den Teilnehmern/innen wurde die Voraussetzungen für den hydraulischen Abgleich erläutert. Zudem wurde der Effekt von optimaler Auslegung und Regelungseinstellung von Heizung und Pumpen dargestellt.

### Neubau der Turnhalle Lachen mit Bürgersaal

Seit einiger Zeit plant die Gemeinde Lachen den Neubau einer Turnhalle zusammen mit einem Bürgersaal in der Ortsmitte. Der Bau soll an die bestehende Grundschule anschließen. Um den geplanten Neubau in eine möglichst energieeffiziente Richtung zu lenken, stand die Thematik auch beim Energieteam ganz oben auf der Agenda. Diskutiert wurde über möglichst nachhaltige Arten für die Beheizung der Gebäude, Dämmstandards, Beleuchtungsanlagen und PV-Anlagen auf dem Dach der Halle. Als Gebäudestandard wird aktuell ein KfW-55-Gebäude angestrebt. Der Planer geht u.a. von einer Dämmstärke von 30 bis 35 cm sowie vom Einsatz hochwertiger, 3-fach verglaster Fenster aus. Nähere Infos zum Dämmstandard sind zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht vorhanden. Eine Beheizung mit Holzpellets oder Hackschnitzel wird von Gemeinde und Gemeinderat abgelehnt. Hintergrund ist einerseits die teure Anschaffung dieser Anlagen, andererseits das erst kürzlich verlegte Erdgasnetz im Ort, das direkt am betreffenden Grundstück entlangläuft. Biogasanlagen oder andere verfügbare Wärmequellen finden sich nicht in der Umgebung der Halle und scheiden somit ebenfalls aus. Somit wurde zunächst die Option der Installation eines 9kW bzw. 15 kWel BHKW untersucht. Aufgrund hoher zu erwartender Wartungskosten und geringer Auslastung (niedriger Wärmebedarf im Sommer) sprach sich das Energieteam schließlich gegen das BHKW aus. Als nächstes wurde die Wärmeversorgung über Wärmepumpen untersucht. Aufgrund der sehr großen vorhandenen Dachfläche kann ein Großteil des dafür benötigten Stroms selbst erzeugt werden. Grundwasserwärmepumpen sind aufgrund fehlenden Grundwassers nicht möglich und Erdsonden bringen für die Größe des Gebäudes zu wenig Ertrag, so dass hier zu viele Bohrungen gemacht werden müssten. Denkbar ist jedoch die Installation einer großen Luft-Wasser-Wärmepumpe. Gemeinsam mit der ohnehin benötigten Lüftung für Turnhalle und Bürgersaal kann dies eine sinnvolle, wirtschaftliche und nachhaltige Lösung darstellen.



Abbildung 23: Animation aus der Planung für die Turnhalle. Gut sichtbar ist die große, nach Süden geneigte Dachfläche. Foto: Gemeinde Lachen

Abbildung 23 verdeutlicht das große Potenzial für Photovoltaik-Anlagen. Rund 115 kWp würden auf der Dachfläche Platz finden. Im Rahmen des Projekts Energiewende Unterallgäu wurden Wirtschaftlichkeitsberechnungen für die Größenklassen 15, 30 und 100 kWp durchgeführt. Anlagengrößen über 100 kWp wurden nicht empfohlen, da ab dieser Schwelle die Pflicht zur Direktvermarktung bestünde. Die Berechnungen brachten

zum einen das Ergebnis, dass alle betrachteten Anlagengrößen wirtschaftlich sind, zum anderen erzielen die Anlagen mit zunehmender Größe die jeweils höchsten monetären Erträge. Aktuell wird mit dem Netzbetreiber abgeklärt, wie groß die Anlage sein darf, damit eine ausreichende Netzkapazität bereitgestellt werden kann bzw. ob es von dieser Seite her Einschränkungen gibt.

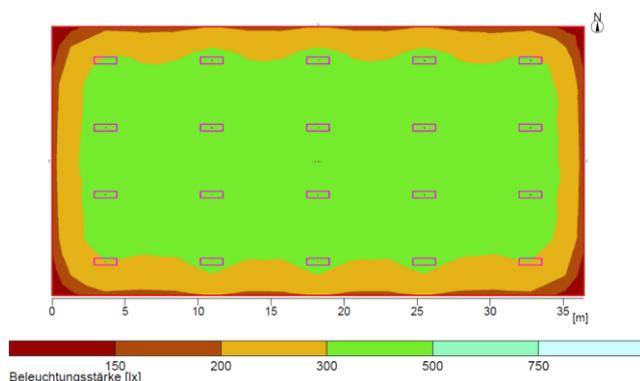


Abbildung 24: Beleuchtungssimulation für die neue Turnhalle Lachen für 30 3-flammige LED-Leuchten mit je 105 W und 300 lx Beleuchtungsstärke (von eza! empfohlen)

In Bezug auf die passende und zugleich energieeffiziente Beleuchtung wurden dem Energieteam ebenfalls Berechnungsergebnisse vorgestellt. Dabei stellte sich heraus, dass die vom Planer angedachten Leuchten nur eine unzureichende Ausleuchtung der Hallenflächen bewirken. Die von eza! präsentierte Beleuchtungsvariante aus Abbildung 24 sorgt hingegen für eine energieeffiziente Beleuchtung, die auch für lichtempfindliche Sportarten eingesetzt werden kann und gleichmäßige Ausleuchtung bewirkt.

Als Fazit kann gezogen werden, dass eine fachliche Begleitung mit Blick auf die Energiethemen auch bei Neubauprojekten unbedingt notwendig ist. Obwohl Bewusstsein und Bereitschaft von Seiten der Kommunen zumeist vorhanden ist, drohen diese Punkte mit Blick auf Zeit- und Kostendruck immer wieder unter den Tisch zu fallen. Wenn energetische Aspekte früh genug berücksichtigt werden, hält sich der finanzielle Mehraufwand zumeist in Grenzen bzw. kann durch Fördermittel und Energieeinsparungen relativ schnell kompensiert werden.

### Umrüstung der Straßenbeleuchtung auf LED-Leuchtmittel

Schon seit Beginn des Projekts wurde gemeinsam mit Projektpartner LEW die Umrüstung der Straßenbeleuchtung auf LED-Leuchtmittel vorangetrieben. Wie Abbildung 25 zeigt, bestanden die Leuchten 2015 noch zu einem Großteil aus den ineffizienten Quecksilberdampf- (HQL) bzw. den etwas effizienteren Natriumdampflampen. Etwa 80 % der Gemeinden in der Modellregion haben inzwischen auf LED-Beleuchtung umgerüstet. Inzwischen beträgt der LED-Anteil 79 % mit weiterhin steigender Tendenz. Die Leuchwerke bieten den Kommunen dabei Leuchtentauschverträge an, bei denen die Erneuerung des Leuchtenbestands innerhalb von acht Jahren nahezu vollständig durch die eingesparten Stromkosten refinanziert wird. Auf die Kommunen kommen somit keine oder kaum Zusatzkosten zu. Obwohl die Anzahl der Leuchten in der Modellregion Jahr für Jahr größer wird, nahm der Jahresenergieverbrauch für Straßenbeleuchtung von 2015 bis 2017 durch die Effizienzsteigerungsmaßnahmen um rund 360.000 kWh auf 1,61 Mio kWh ab, wodurch jährlich rund 175 Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart werden können.



## Planspiel Energiespardorf

Gerade zu Beginn des Projekts Energiewende Unterallgäu Nordwest war es wichtig, die Kommunalpolitiker von der Thematik und vom Projekt zu überzeugen. Reden heute Dank „FridaysForFuture“ wieder viele Menschen allen Alters vom Klimaschutz, war 2016 und 2017 vor allem die Flüchtlingsproblematik das dominierende Thema. Gemeinsam mit dem Berufsschullehrer Karl Geller aus Mindelheim wurde deshalb am 11. Oktober 2017 das Planspiel Energiespardorf im Schulzentrum Babenhausen durchgeführt. Anwesend waren rund 25 Bürgermeister und Gemeinderäte aus zahlreichen Kommunen der Modellregion sowie Vertreter der regionalen Presse. Beim interaktiven Simulationsspiel erfahren die Teilnehmer/innen zunächst, wie viel Energie in einer kWh Strom steckt. Anschließend wurde der Verbrauch einer 6.000-Einwohner-Gemeinde mit Standardgeräten simuliert. Bereits hier waren viele der Teilnehmenden geschockt, da unerwartet viel Geld für Energieimporte aus den Gemeinden herausfließt. Ein „Aha-Effekt“ war im Anschluss die interaktive Darstellung, bei der deutlich wurde, wie viel Energie (und Geld) durch Effizienzsteigerungsmaßnahmen eingespart werden kann.



Abbildung 26: Karl Geller bei der Moderation des Planspiels Energiespardorf im Schulzentrum Babenhausen. Im Publikum fanden sich zahlreiche Bürgermeister und Gemeinderäte/innen. Foto: Helmut Scharpf

Anschließend wurde der politische Prozess in einem Rollenspiel exemplarisch durchgespielt. Dabei wurden die unterschiedlichen Ansichten der Entscheidungsträger deutlich sichtbar: Der Naturschützer vertritt andere Ansichten als der Biogasanlagenbetreiber und dieser wiederum andere Ansichten als der Vertreter des nahe gelegenen Kohlekraftwerks. Am Ende waren sich alle Teilnehmer einig, dass das Planspiel neue Einsichten und Einblicke in das Thema Klimaschutz und Energiewende eröffnet und dass es dringend notwendig ist, gemeinsam an einer verträglichen Lösung zu arbeiten.

## Exkursion ins „Vorzeigedorf“ Wildpoldsried

Ebenfalls motivierend war die Exkursion mit dem Energieteam aus der VG Kirchheim in die Energiewende-Vorzeigegemeinde Wildpoldsried im Oberallgäu. Gut 20 Teilnehmer/innen aus Energieteam und Gemeinderat kamen mit dem Bus nach Wildpoldsried. Themen waren der Werdegang sowie die zahlreichen Projekte, die in der oberallgäuer Gemeinde bereits umgesetzt wurden. Besichtigt wurde u.a. das neue, zukunftsweisende Gemeindehaus.



Abbildung 27: Gut 20 Teilnehmer/innen aus Kirchheim und Eppishausen informierten sich in Wildpoldsried über die Vorgehensweise der Energiewende. Foto: eza!

Fazit der Exkursion: Auch für kleine, finanzschwache Gemeinden ist es möglich, Energiewende und Klimaschutz voranzutreiben, wobei sich dies durchaus auch im Hinblick auf die kommunale Wertschöpfung bezahlt

macht. Wichtig dabei ist einerseits das Engagement von Seiten der Kommunalpolitiker und andererseits die frühzeitige Einbindung von Bürgern/innen, um ein Gemeinschaftsgefühl entstehen zu lassen und somit größere Konflikte bei der Durchführung der Einzelprojekte im Vorfeld zu vermeiden.

### Schulzentrum Babenhausen

Das Schulzentrum Babenhausen wurde von 2014 bis 2017 generalsaniert. Teilweise wurden dabei Passivhauskomponenten verbaut. Als Beheizung wurden ein BHKW (50kW<sub>el</sub> und 85 kW<sub>th</sub>) sowie zwei Gas-Brennwertkessel zur Spitzenlastabdeckung installiert. Bestrebungen, die Heizquelle von Erdgas auf Bio-Erdgas umzustellen, scheiterten leider aus Kostengründen. Im Rahmen des Projekts wurde am Schulzentrum ein Energiemanagement gestartet, so dass die Verbräuche fortan einem Monitoring unterliegen und Regelungseinstellungen laufend optimiert werden. Erfahrungen zeigen, dass durch ein funktionierendes Energiemanagement die durch die Sanierung erzielten Einsparungen deutlich größer ausfallen und dass mögliche Defekte schnell erkannt werden. Abbildung 28 zeigt, dass 2018 insbesondere im Strombereich Verbesserungen erzielt wurden.

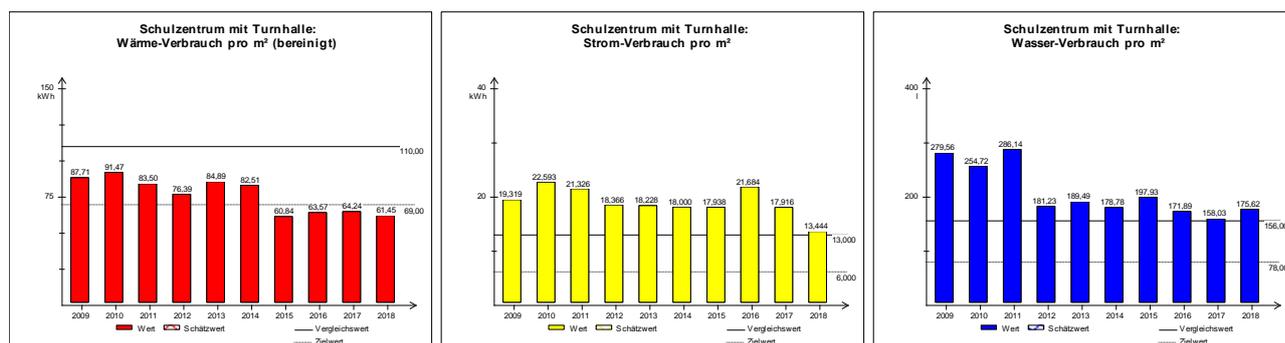


Abbildung 28: Verbrauchskennwerte aus dem Energiemanagementbericht für das Schulzentrum Babenhausen (Quelle: eza!)

### Dorfgemeinschaftshaus Oberschöneck

Beraten wurde die Gemeinde Oberschöneck in Bezug auf das Dorfgemeinschaftshaus, das gerade in Planung ist. Da die Beratungen erst gegen Projektende stattfanden, kann nicht gesagt werden, ob die empfohlenen Maßnahmen auch tatsächlich umgesetzt werden. Durch den Bau in Niedrigstenergiestandard soll der Bedarf an Heizkosten minimiert werden. Durch die Installation einer Flächenheizung, die mit dem Temperaturniveau aus dem benachbarten Industriebetrieb betrieben werden kann, würde eine eigene Heizung überflüssig werden. Mit der Installation einer großen PV-Anlage kann das Gebäude schließlich bilanziell mehr Energie erzeugen als verbrauchen.

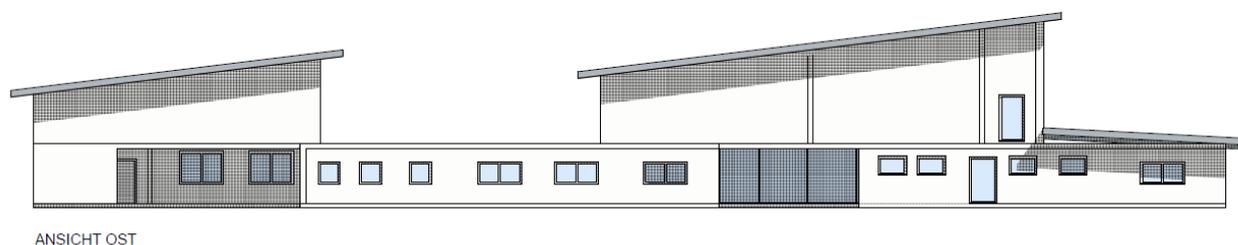


Abbildung 29: Gebäudeskizze aus den Planungen für das neue Dorfgemeinschaftshaus Oberschöneck (Quelle: Gemeinde Oberschöneck)

Auch dieses Projekt zeigt, dass die Planungen oftmals schon weit fortgeschritten sind, ohne dass ein Energiekonzept für das betreffende Gebäude erstellt worden ist. Eine frühzeitige Kontaktaufnahme mit den Kommunen ist daher von großer Bedeutung. Durch Projekte wie die Energiewende Unterallgäu Nordwest kann mehr Zeit in die intensive Betreuung und Beratung gesteckt werden.

#### 1.1.4 Arbeitspaket 4: Biogasprojekte

Im Arbeitspaket Biogas konnte während des Projektzeitraums nicht mit einer starken Vergrößerung der erzeugten Energiemenge gerechnet werden. Hierfür waren die Rahmenbedingungen zu ungünstig. Das Augenmerk im Rahmen des Projekts Energiewende Unterallgäu lag daher auf der Thematik Anlagenflexibilisierung sowie auf der Optimierung der Abwärmenutzung und Unterstützung der Betriebe bei der Vorbereitung auf die Ausschreibung für die 10-jährige Anschlussvergütung. Nachfolgende Tabelle stellt dar, wie sich die Zahlen im Bereich Biogas entwickelt haben. Bei einer konstanten Anlagenzahl stieg die installierte Leistung durch erste Flexibilisierungsmaßnahmen an. Auch die Menge an eingespeister Energie nahm im Betrachtungszeitraum leicht zu und ein größerer Teil der erzeugten Energie wurde mit dem KWK-Bonus vergütet, wurde also einer Form der Wärmenutzung zugeführt.

Tabelle 2: Entwicklung der Biogas-Kennzahlen für die Modellregion von 2015 bis 2017. Datenquelle: Lechwerke Verteilnetz GmbH

	2015	2016	2017
<b>Anzahl Anlagen</b>	57	57	57
<b>inst. Leistung [kW]</b>	13.073	13.183	14.984
<b>Netzeinspeisung [kWh]</b>	74.353.754	75.759.298	76.620.251
<b>flexible Anlagen</b>	2	3	7
<b>KWK-Bonus absolut</b>	36.349.996	37.955.118	40.953.005
<b>KWK-Bonus [%]</b>	49	50	53

Auf den folgenden Seiten werden die Einzelprojekte aus dem Arbeitspaket Biogas beschrieben.

#### Erweiterung Nahwärmenetz Günz

Ebenfalls im Rahmen einer Machbarkeitsstudie untersucht worden sind die Möglichkeiten zur Erweiterung des bestehenden Biogas-Nahwärmenetzes in Günz, einem Ortsteil der Gemeinde Westerheim. An der Biogasanlage werden 2 BHKW mit 190 kW bzw. 250 kW thermischer Leistung betrieben. Die Jahresbemessungsleistung beträgt 161 kW<sub>el</sub>. Somit können durch die BHKW-Abwärme maximal 250 kW<sub>th</sub> abzüglich 50 kW<sub>th</sub> (Fermenter-Beheizung) abgedeckt werden. Da der Bestand bereits über eine Anschlussleistung von 196,44 kW verfügt, ist eine Spitzenlastabdeckung dringend notwendig. Auch damit befasst sich die Machbarkeitsuntersuchung. Die Betreiberfamilie Harzenetter wäre gerne bereit, die verbleibende Restwärme an Gebäudebesitzer entlang einer erweiterten Trasse abzugeben. Gespräche, die mit der Gemeinde geführt wurden, ergaben, dass der Kindergarten sowie die „Alte Schule“ an das Wärmenetz angeschlossen werden könnten. Für die Erweiterung des Netzes gab es somit zwei Varianten: Ausbau über die Dorfstraße oder Verlängerung entlang der Gartenstraße.

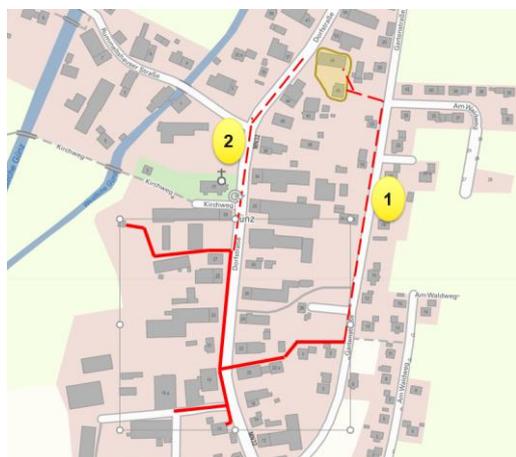


Abbildung 30: Kartographische Skizzierung der möglichen Erweiterungsvarianten (gestrichelte Linien)

Problematisch stellt sich auch hier das Verhältnis der Netzlänge im Vergleich zur Abnahmemenge durch die Gebäude dar. Die kommunalen Gebäude benötigen lediglich 59 MWh Wärmeenergie pro Jahr. Die vier in Frage kommenden Privathäuser benötigen mit 64 MWh/a kaum mehr.

Für die Variante 1 ergibt sich bei einer Abnahme von 111 MWh eine Belegdichte von rund 0,26 MWh/m\*a. Die Trassenlänge beträgt bei dieser Variante rund 420 Meter. Um auf eine Belegdichte von 1,0 und damit in einen wirtschaftlichen Bereich zu kommen, müsste die Abnahme bei rund 420 MWh liegen - ca. 20 Einfamilienhäuser müssten noch zusätzlich an das Wärmenetz anschließen. Aufgrund der wenig dichten Bebauung bzw. wegen fehlender Großabnehmer gibt es momentan keine realistische Lösung, um dieses Ziel zu erreichen.

Für Variante 2 (Ausbau entlang der Dorfstraße) ergibt sich aufgrund der noch geringeren Abnahmemenge entlang der Trasse von 78 MWh/a die Belegdichte von 0,25 mWh/m\*a. Hier ist die Trasse mit rund 310 Meter zwar kürzer, die Baukosten sind aber ungleich höher, weil die Dorfstraße – die Hauptstraße des Ortes – aufgerissen werden müsste. Hinzu kommt, dass Biogas im Ort Günz unter einem Akzeptanzproblem leidet, so dass es trotz zahlreicher Gespräche schwierig scheint, noch mehr oder gar alle Anlieger von einem Anschluss ans Wärmenetz zu überzeugen. Zu groß ist die grundlose Angst, dass die Biogasanlage vergrößert werden könnte bzw. dass die Anwohner unter größeren Geruchs- oder Lärmbelastigungen zu leiden haben.



Abbildung 31: Benedikt Harzenetter in der Heizzentrale des Wärmenetzes in Günz. Foto: eza!

Die Kosten für den Netzausbau in Kombination mit den aufgrund der geringen Abnahmemenge vergleichsweise hohen Wärmeverluste machen eine Erweiterung des Wärmenetzes der Familie Harzenetter momentan leider zu einem unwirtschaftlichen Vorhaben. Mit der Gemeinde und auch mit der Bevölkerung sollen dennoch die Gespräche aufrechterhalten werden. Einerseits um die Akzeptanz von Biogas schrittweise zu steigern und den Bürgern/innen die Befürchtungen zu nehmen, andererseits um das Wärmenetz bei künftigen Bauprojekten in der Region rechtzeitig zu berücksichtigen. Informationsveranstaltungen und Gespräche können ein Weg sein, um hier den Zielen schrittweise näher zu kommen.

#### *Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanz Wärmenetzerweiterung Günz*

<i>Benötigte Energie für Erweiterung Wärmenetz</i>	<i>360.000 kWh</i>
<i>CO<sub>2</sub>-Ersparnis pro Jahr (Heizöl durch Hackschnitzel ersetzt):</i>	<i>28 Tonnen</i>

#### **Nahwärmenetz Winterrieden**

Auch beim Wärmenetz Winterrieden möchte die Betreiberfamilie einer Biogasanlage ein Wärmenetz für den Ortskern errichten. Die Biogasanlage versorgt bisher nur Gebäude in der unmittelbaren Nachbarschaft mit Wärme und hat daher vor allem im Sommer noch ungenutzte Wärme zur Verfügung. Je nach Größe des geplanten Wärmenetzes soll ein Hackschnitzelkessel für den Großteil der noch zusätzlich benötigten Wärme aufkommen. Der Kessel soll dabei groß genug ausgelegt werden, damit auch ein Betrieb nach Ende der gesicherten EEG Vergütung (2027) gewährleistet werden kann. Parallel wird über den Netzbetreiber geprüft, ob genügend Anschlusskapazität für eine Leistungserhöhung im Zuge der Flexibilisierung vorhanden ist. Da im erschlossenen Gebiet eine Höhendifferenz von 23 Meter besteht, wird der Verbau von Stahlrohren empfohlen, da diese dem erforderlichen Druck und den gleichzeitig hohen Temperaturen im Netz auf Dauer besser standhalten. Für die Investitionskosten beim Bau des Netzes wirkt sich dies negativ aus, da gedämmte Stahlrohre teurer sind und zudem weniger in Eigenleistung verlegt werden können.

Die Idee zur Errichtung des Wärmenetzes wurde im Energieteam über mehrere Jahre hinweg diskutiert. Im Projekt Energiewende Unterallgäu wurden die Planungen schließlich konkretisiert und mit der Familie Ruef

ein potenzieller Betreiber für das Wärmenetz gewonnen. Zur von eza! und der Gemeinde organisierten Informationsveranstaltung kamen im Januar 2019 rund 80 Bürger/innen. Dabei fanden ausführliche und lange Diskussionen statt. Die im Nachgang verteilten Fragebögen ergaben, dass bei 49 Immobilienbesitzern ein Anschlussinteresse besteht. Darunter befinden sich 2 kommunale Gebäude, 2 Gebäude der Kirchenstiftung, ein sonstiges Nichtwohngebäude und 44 Wohngebäude. Die angegebenen Verbräuche der Gebäude liegen bei rund 1.447 MWh/a und ergeben bei einem angenommenen Ausnutzungsgrad von 80% eine Gesamtanschlussleistung von 707 kW. Im Rahmen des Projekts Energiewende Unterallgäu Nordwest wurde auch hier eine Machbarkeitsstudie erstellt. Den Zuschlag für die Erstellung erhielt die Firma Knecht Ingenieure aus Wildpoldsried.

Erste Berechnungen der Studie ergaben eine niedrige Wärmebelegdichte von rund 0,5 MWh/m<sup>2</sup>a. Die interne Zielvorgabe für die Durchführung des Projekts lag mit 1,0 MWh/m<sup>2</sup>a deutlich darüber. Der Grund für die niedrige Belegdichte liegt vor allem in der dünnen Besiedlungsstruktur der ländlich geprägten Gemeinde. Zugleich fehlt dem Wärmenetz ein Großabnehmer, der eine ganzjährig hohe Abnahme gewährleistet. Beispiel hierfür wäre ein Beherbergungsbetrieb oder ein Unternehmen mit hohem Wärmebedarf. In der Folge erarbeitete das Energieteam gemeinsam mit eza! Vorschläge und Varianten zur Verbesserung des Netzes. Zur Netzoptimierung wurden 7 potenzielle Anschlussnehmer, die bei geringer Wärmeabnahme lange Anschlussleitungen benötigen, von der Betrachtung ausgeschlossen. Dadurch verbleibt bei 42 Anschlussnehmern bei einem angenommenen Ausnutzungsgrad von 80% ein Potenzial von 1.084 MWh/a mit einer Gesamtanschlussleistung von 667 kW. Trotzdem kann für das Gesamtnetz aufgrund einer Leitungslänge von 1.911 Metern eine Belegdichte von 0,57 MWh/m<sup>2</sup>a nicht überschritten werden. Die Aufgliederung des Gesamtnetzes in einzelne Bauabschnitte ergab, dass nach aktuellem Stand im Ortskern eine Belegdichte von 0,75 MWh/m<sup>2</sup>a erreicht werden kann.

Das Fazit der Studien und Besprechungen lautet daher, dass weitere Bemühungen notwendig sind, um die zum Ziel gesetzte Belegungsdichte von 1,0 MWh/m<sup>2</sup>a zu erreichen. Haushalte, die noch keine Rückmeldung gegeben haben, müssen ggf. nochmals angesprochen werden. Hierfür ist die Gemeinde wie auch der Betreiber auf Beratung und Unterstützung angewiesen, andernfalls droht dieses Projekt nicht zu Stande zu kommen.



Abbildung 32: Geplante Auslegung des Wärmenetzes in Winterrieden

#### *Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanz Nahwärmenetz Winterrieden*

*Energieverbrauch Gebäude (Pro Jahr)*

*1.084 MWh*

*CO<sub>2</sub>-Ersparnis pro Jahr*

*295 Tonnen*

### **Erweiterung Nahwärmenetz Pleß**

Bereits seit dem Jahr 2015 gibt es in der Gemeinde Pleß ein Nahwärmenetz über das die beiden ortsnahen Biogasanlagen rund 130 Haushalte mit Wärme versorgen. Betreiber ist die zu diesem Zweck gegründete Nahwärmegenossenschaft des Ortes. Es werden jährlich mehr als 2.100 MWh Wärme über das Netz verkauft. Im Jahr 2017 wurde die Planung für das Neubaugebiet „Postgärten“ angefertigt – ein kleines Baugebiet, das 15 Einfamilienhäusern Raum bietet: Ziel der Genossenschaft war es, das Wärmenetz in das Baugebiet hinein zu erweitern. In diesem Zusammenhang wurden Genossenschaft und Gemeinde von eza! beraten. Zunächst fanden Bestrebungen und Planungen statt, jedes der 15 Gebäude ans Netz anzuschließen, was aufgrund der

ohnehin niedrigen Abnahmemenge von Neubaugebäuden definitiv Sinn gemacht hätte. Ein Teil der Grundstücke wird jedoch nicht durch die Gemeinde, sondern von Privatbesitzern verkauft, und der Verkäufer äußerte nach mehreren Gesprächen kein Interesse an einem Verlegen der Wärmeleitungen im Zuge der Erschließung. Somit blieben für die Erweiterung nur mehr die Grundstücke, die durch die Gemeinde selbst verkauft werden. Das Netz sollte hier im Zuge der Erschließung mit verlegt werden und die Kosten sollten, ähnlich wie bei einem Gasnetz, auf die Grundstückspreise aufgeschlagen werden. Mit einem Anschlusszwang – so die Idee – sollte gewährleistet werden, dass alle verbleibenden Gebäude ans Netz anschließen und damit zumindest in diesem Bereich für eine akzeptable Belegdichte sorgen. Weil jedoch schon während bzw. im Vorfeld dieser Diskussionen ein Teil der Gemeinde-Grundstücke verkauft worden ist, konnten auch hier weder Kosten umgelegt noch ein Anschlusszwang verhängt werden. Somit fielen auch diese Grundstücke für die Erweiterung heraus. Am Ende verblieben noch 8 Gebäude, bei denen das Vorhaben umgesetzt werden sollte. Da ein Gemeinderat jedoch ein starker Gegner von Wärmenetz und Biogas war, warf dieser dem Gemeinderat Befangenheit vor, schaltete das Landratsamt ein und lehnte das gesamte Vorhaben ab bzw. stellte es rechtlich in Frage. Nach zahlreichen Gesprächen mit den zuständigen Mitarbeitern des Landratsamts sowie mit anderen Kommunen, die bereits mit ähnlichen Problemstellungen konfrontiert waren, gab es schließlich grünes Licht und der Netzstrang wurde gebaut.

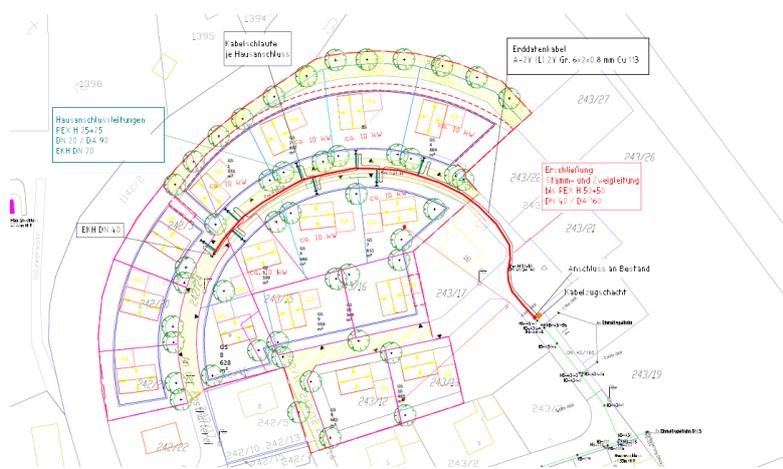


Abbildung 33: Auszug aus der Planung für die Wärmenetzerweiterung des Nahwärmenetzes Pleß (Quelle: Knecht Ingenieure)

Das Fazit aus diesem Projekt lautet somit, dass ein Wärmenetz mit hohen Temperaturen in einem Neubaugebiet mit Einfamilienhäusern aus wirtschaftlicher Sicht grundsätzlich grenzwertig ist, da i.d.R. niedrige Abnahmedichten zu relativ hohen Verlusten führen können. Wenn das Baugebiet jedoch günstig in der Nähe des bestehenden Netzes liegt, kann die Erweiterung durchaus Sinn machen. Dabei sollte jedoch sichergestellt werden, dass alle Gebäude anschließen. Ein Schritt, der aus rechtlicher Sicht gemäß §9 (1) BauGB erfolgen kann. Es ist dringend notwendig, alle relevanten Akteure frühzeitig in die Planungen mit einzubeziehen und sämtliche Schritte und Kosten im Vorfeld vertraglich festzusetzen.

### Gespräche zur Biomethanaufbereitung bei KSK Käßmeyer

Bereits seit dem Jahr 2000 betreibt die Bioenergie Schwaben GmbH (Tochterfirma der KSK Käßmeyer GmbH) eine Biogasanlage mit 1,06 MW installierter Leistung, die sich auf die Vergärung von Abfall- und Reststoffen spezialisiert hat und gilt damit als einer der Pioniere der Biogaserzeugung in der Region. Das erzeugte Biogas wird derzeit noch vor Ort verstromt und zu einem großen Teil ins Netz eingespeist. Die Stromerzeugung erfolgt bereits flexibel – die Anlage kann bei Bedarf von den Lechwerken abgeregelt werden. Der zusätzliche Verdienst durch die Bereitstellung von Regelenergie lohnt sich allerdings nach Angaben der Betreiber kaum (Stand Frühjahr 2017). Die verfügbare Wärme (ca. 1 MW) wird derzeit zu 100 % von der Firma selbst verwendet. Der Großteil davon (600 kW) wird für die Trocknung der Hackschnitzel verwendet, die ein wichtiges Standbein der Firma darstellen (25.000 m<sup>3</sup>/Jahr).



Abbildung 34: KSK Käsmeyer Geschäftsführer Gerhard Weiß mit den "Premiumhackschnitzeln" die durch die Biogasabwärme getrocknet wurden

Da die Biogasanlage in 2024 aus der gesicherten 20-jährigen EEG-Vergütung fällt, machen sich die Betreiber vielfältige Gedanken, was die Zukunftsperspektiven der Anlage betrifft. In Frage kommt entweder die Teilnahme an der Ausschreibung oder aber die Aufbereitung des erzeugten Biogases zu Erdgasqualität. In diese Richtung liefen auch Beratungen und Gespräche, die eza! im Rahmen des Projekts Energiewende Unterallgäu tätigte. Gespräche mit dem regionalen Erdgas-Lieferanten Erdgas Schwaben ergaben, dass eine Vermarktung vor allem im Verkehrssektor Sinn machen würde, da hier das hohe CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzial, das die Vergärung von Abfall- und Reststoffen mit sich bringt, über eine Treibhausgasquote am besten vergütet wird. Voraussetzung hierfür wären langfristige Lieferverträge zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Betreiber der Aufbereitungsanlage (hierfür würde sich Erdgas Schwaben zur Verfügung stellen). Erdgas Schwaben würde das Rohgas von KSK Käsmeyer kaufen und dieses selbst vor Ort aufbereiten. Dabei kämen mehrere Möglichkeiten der Biogas-Aufbereitung in Frage, derzeit scheint die PSA Methode (Adsorptionsprinzip) am wirtschaftlichsten zu sein. Vor allem aber müsste die Vermarktung des Biomethans gesichert sein, da für dieses Produkt zum genannten Zeitpunkt nach wie vor ein geringer Absatzmarkt besteht. Aus diesem Grund fand Anfang des Jahres 2017 eine Besprechung mit den Busunternehmern des Landkreises statt, die – so die Idee – einen Teil ihrer Flotte auf Bioerdgas umstellen könnten. Dabei zeigte sich, dass es aus Sicht der Busunternehmen ein zu großes Risiko war, in neue Antriebstechnik, Betankung- und Wartungsanlagen zu investieren, zumal ein konstanter Preis für 15 Jahre Betrieb garantiert werden müsste, um die Investitionen rechtfertigen zu können. Auf der anderen Seite verlangt Erdgas Schwaben langjährige Verträge für die Gasaufbereitungsanlagen, damit sich auch diese Anlagen amortisieren und der Biogasanlagenbetreiber Käsmeyer benötigt ausreichend hohe Erlöse für das erzeugte Biomethan, um den Betrieb trotz weiter steigender Einsatzstoffkosten und Auflagen weiterführen zu können. Gerade aus diesem Grund ist es für den Betreiber auch schwierig, zum aktuellen Zeitpunkt einen langjährigen Vertrag zu unterschreiben.

Das Angebot von Erdgas Schwaben und auch von weiteren hinzugezogenen Anbietern lag bei rund 3,3 Ct je eingespeiste kWh Biomethan und war für den Anlagenbetreiber damit zu gering, um bereits frühzeitig aus dem EEG auszusteigen und die Verstromung aufzugeben. Hiermit würde er jährlich auf Erlöse von rund 200.000 Euro verzichten müssen – zumal er die entstehende Abwärme bei der Verstromung von Biogas bislang gut in anderen Betriebszweigen nutzen kann. Aus diesem Grund konnte das Projekt leider nicht mehr weiter vorangetrieben werden. Die Betreiberfirma der Biogasanlage entschied sich, zunächst mit der Verstromung nach dem bestehenden EEG fortzufahren und auf günstigere Rahmenbedingungen zu hoffen.



Abbildung 35: Luftbild der Firma KSK Käßmeyer mit den Biogasanlagen am unteren Rand des Betriebsgeländes. Die gelb gestrichelte Linie stellt die bestehende Erdgasleitung dar, die direkt am Betriebsgelände entlangläuft. (Quelle: Bayerische Vermessungsverwaltung)

Als Fazit lässt sich aus der oben genannten Erklärung ableiten, dass es unter den gegenwärtig geltenden Rahmenbedingungen sehr schwierig ist, Projekte im Bereich Biogasaufbereitung durchzuführen. Obwohl die Umstände bei KSK grundsätzlich günstig waren (hochwertiges Biogas aus Abfallstoffen, Anlagengröße von über 1 MW, unmittelbare Nähe zum bestehenden Erdgasnetz, ...) war allen Beteiligten das Risiko für die Umsetzung dieses Teilprojekts zu groß. Hilfreich wären steigende Preise für fossiles Erdgas, wie sie beispielsweise durch eine Besteuerung von CO<sub>2</sub> erreichbar sind.

### Machbarkeitsstudien und Intensivberatung im Biogasbereich

Um Biogasanlagenbetreiber gezielt beraten zu können, wurden gemeinsam mit dem Verein renergie allgäu e.V. Machbarkeitsuntersuchungen erarbeitet, die mit Intensivberatungen für die betreffenden Betriebe einhergingen. Hierfür wurden in einer Eröffnungsveranstaltung, die im Rahmen der jährlichen Biogas-Fachtagung stattfand, alle Anlagenbetreiber der Modellregion eingeladen und angesprochen.



Abbildung 36: Mit rund 80 Teilnehmern war die Auftaktveranstaltung Biogas, die im Feststadel Laupheimer in Günz stattfand, sehr gut besucht. Foto: eza!

Im Anschluss bekam jeder der 58 Betreiber einen Fragebogen mit nach Hause, in dem er nach Leistungs- und Substratdaten, aber auch nach Daten zu EEG und Investitionsbereitschaft sowie Betriebsituation gefragt wurde. Den Betreibern wurde direkt erläutert, dass für die unterschiedlichen Betriebsgrößenklassen Machbarkeitsstudien für die Zukunftsszenarien erarbeitet werden sollen. Anhand der Ergebnisse der Fragebögen sollten die passendsten Betriebe für die Studien herausgesucht werden. In den nachfolgenden Wochen beteiligten sich rund 30 Betriebe an der Fragebogenaktion. Während der Projektlaufzeit sollte durch zunächst drei Machbarkeitsstudien dargestellt werden, wie, bezogen auf die Modellregion, kleine ( $\leq 75$  kW), mittlere ( $\leq 300$  kW) und große landwirtschaftliche Biogasanlagen ( $\geq 300$  kW) für den künftigen Betrieb optimiert werden können. Während der Arbeit mit den Betrieben wurde die Zahl der Untersuchungen auf 5 erhöht, da deutliche Unterschiede in der Betriebskonstellation festgestellt wurden. Neben den Größenklassen wurde noch ein Betrieb mit nur noch sehr kurzer EEG-Restlaufzeit untersucht sowie ein Betrieb, bei dem es um ein Gesamt-Energiekonzept ging, da der Neubau eines Masthähnchenstalls in unmittelbarer Nachbarschaft der Biogasanlage geplant war.

In den folgenden Seiten werden die Ergebnisse der Studien erläutert, die im Jahr 2018 erstellt worden sind.

### Beispielhafter Betrieb in der Größenklasse 150 kW mit kurzer EEG-Restlaufzeit

Die Anlage der Familie Diebold befindet sich in Lachen und verfügt über eine EEG-Restlaufzeit von nur mehr 2 Jahren. Gerade deshalb wurde diese Anlage für die Untersuchung ausgewählt. Somit kann aufgezeigt werden, welche Zukunftsperspektiven Anlagen mit geringer Restlaufzeit nach aktuellem Stand haben.

Im Hinblick auf das Ende des Vergütungszeitraums durch das EEG und den neuen rechtlichen Vorgaben durch die Ausschreibungen im EEG 2017, wurde durch den Betreiber eine Anlagenflexibilisierung als positiv bewertet. Die im ersten Schritt in einer groben Faustzahlenrechnung untersuchten Varianten wurden vorselektiert und die in Frage kommenden 4 Varianten mittels einer dynamischen Wirtschaftlichkeitsberechnung analysiert. Dabei zeigte sich, dass die Varianten 0 und 1 mit teils drastischer Reduktion der Gaserzeugungsmenge verbunden sind. Da im EEG 2017 eine sogenannte doppelte Überbauung gefordert ist, darf die Bemessungs- oder durchschnittliche Leistung der Anlage ab 2021 maximal 50 % der installierten Leistung betragen. Ohne einen Zubau von BHKW-Kapazität müssen in Variante 0 die Gaserzeugung um 88 kW und in Variante 1 um 48 kW reduziert werden (Leistungswerte bezogen auf die Stromerzeugung). Damit lebt der Betrieb in diesen beiden Varianten „von der Substanz“, ohne wesentliche Investitionen in die Zukunftsfähigkeit der Anlage tätigen zu können.

Die Varianten 2 und 3 sind durch Investitionen in neue BHKW und echte Flexibilisierung gekennzeichnet. Da jedoch die Kosten für Netzanschluss und Erweiterung des Gasspeichers durch die in der Leistungsklasse sehr geringen erzielbaren Erlöse in den EEG 2017 Biomasse-Ausschreibungen nicht gedeckt werden können, liegen die Grenzkosten bereits über dem möglichen Höchstgebot von 16,73 ct/kWh in 2018. Somit lassen sich diese Investitionen nicht wirtschaftlich tragen. In der initialen Planungsphase ließen sich auch die Varianten 0 und 1 nicht wirtschaftlich darstellen. Da der Betreiber hinter dem Anlagenkonzept steht und die klimaschutzwirksame Güllevergärung aufrechterhalten möchte, wurde nachträglich noch in einer Betriebszweiganalyse die Kostenstruktur genauer untersucht. In Bezug auf das Jahr 2016 konnte damit ein geringerer möglicher Kostenrahmen von 2,86 ct/kWh anstatt des Literaturwerts von 4 ct/kWh gefunden werden. In einem zweiten Schritt wurden „Sowieso-Kosten“, die bei einem Weiterbetrieb der Landwirtschaft bei gleichzeitiger Aufgabe der Biogasanlage wieder auf die Landwirtschaft zurückfallen würden (z. B. Ausbringungskosten), von der Kostenstruktur abgezogen und damit betriebswirtschaftlich der Landwirtschaft aufgelastet. Somit ergaben sich geringe Fixkosten zum Anlagenbetrieb von 1,575 ct/kWh und damit eine Möglichkeit, den Weiterbetrieb der Anlage wirtschaftlich zu gestalten.

Um dem Betreiber zu ermöglichen, am weiteren Ausbau der erneuerbaren Energieversorgung in Deutschland teilzuhaben und sinnvolle flexible Betriebskonzepte zu verwirklichen, müssen politische Weichen gestellt werden, um die Klimaschutzwirksamkeit solcher landwirtschaftlicher Gülleverwertungsanlagen wirtschaftlich zu belohnen und damit diese Anlagenklassen wieder konkurrenzfähig gegenüber größeren Wettbewerbern in den Ausschreibungen und wirtschaftlich im Rahmen der maximalen Zuschlagswerte zu machen. Die Einführung eines „Klimaschutzzuschlags“ wäre eine Möglichkeit, um den kontrollierten Rückbau des landwirtschaftlichen Biogas- Anlagenparks – was im Endeffekt die Auswirkung des aktuellen Ausschreibungsdesigns ist – zu verhindern. Hier ist dringender politischer Handlungsbedarf zu erkennen, damit Betreiber wieder die Möglichkeit zu Investitionen und zum Weiterbetrieb haben. Nur so kann die Region Unterallgäu die Ziele des Projekts „Energiewende Unterallgäu“ zeitnah erreichen.

Ein Ausbau der Wärmenutzung und weiterer Möglichkeiten zur Diversifizierung wurden nicht untersucht, da in der Variante 1 keine Zukunftsperspektive für die Zeit nach 2030 eröffnet wurde und damit Investitionen und Erweiterungen nicht möglich sind.



Abbildung 37: Blick in den Kuhstall der Familie Diebold. Milchwirtschaft und Energieerzeugung werden hier bereits seit knapp 20 Jahren kombiniert.

Der Betreiber wählte im Studienzeitraum Variante 1 und nahm erfolgreich an der EEG 2017 Biomasseauschreibung 2018 teil. Dennoch zeigte sich der Betreiber überaus unzufrieden mit der aktuellen politischen Situation, die es mittelgroßen Familienbetrieben kaum ermöglicht, im gewünschten Maße mit der Biogaserzeugung weiter zu machen. Seiner Ansicht nach sind dies „genau die falschen Signale, im Vergleich zu jenen, die die Energiewende eigentlich bräuchte, um die so wichtigen Klimaziele zu erreichen“. Das Beispiel der Familie Diebolder zeigt, dass es häufig trotz vorhandener Motivation, Investitionsbereitschaft und gesicherter Betriebsnachfolge nur unzureichende Möglichkeiten für eine Weiterführung der Anlagen gibt.

Tabelle 3: Grobvergleich zwischen den Varianten für die Biogasanlage der Familie Diebolder. Deutlich erkennbar sind dabei die Unterschiede bezüglich Wirtschaftlichkeit der einzelnen Schritte.

	270 kWel		180 kWel		EEG-Laufzeit 1999 bis 2020	Planungszeitraum 2019 bis 2031
	Bemessungsleistung aktuell	Höchstbemessungsleistung	Planungszeitraum 1	Planungszeitraum 2		
Installierte Leistung	270 kWel		180 kWel			
Bemessungsleistung aktuell	270 kWel		180 kWel			
Höchstbemessungsleistung	270 kWel		180 kWel			
Planungszeitraum 1	2 Jahre		10 Jahre			
Planungszeitraum 2	10 Jahre		nicht betrachtet			
Leitungsverluste	nicht betrachtet		nicht betrachtet			
	Variante 0	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4	
	150 kW + Gaserz. 75 kW	150 + 80 kW + Gaserz. 115 kW	150 + 150 kW Gaserz. 150 kW	150 + 200 kW Gaserz. 175 kW	150 + 300 kW Gaserz. 180 kW	
Leistungsänderung						
installierte Leistung	150	230	300	350	450	
Überbauungsfaktor	2,0	2,0	2,0	2,0	2,5	
el. Wirkungsgrad (geschätzt)	39,0%	39,0%	39,0%	39,0%	39,0%	
Bemessungsleistung ab 2021 in kWel	75	115	150	175	180	
Stromerzeugung ab 2021 in kWhel	657.000	1.007.400	1.314.000	1.533.000	1.576.800	
<b>Kosten (zusätzlich) Investition</b>						
Motortausch	0	42.000	0	0	0	
Umrüstung RME	15.000	30.000	15.000	15.000	15.000	
Neue BHKW	0	0	105.000	140.000	200.000	
BHKW Restwert	0	0	-17.000	-20.000	-28.000	
Kosten Genehmigung	0	0	8.000	8.000	8.000	
<b>Umbaukosten aufgrund Genehmigung</b>						
Gasspeicher (noch zu klären)	0	0	45.000	45.000	45.000	
Netzanschluss	0	0	60.000	60.000	73.000	
<b>Schalt- und Messstation</b>						
Gärbehälter 800 m³	0	0	45.000	45.000	45.000	
<b>Ersatzinvestitionen ab 2021</b>						
<b>Summe Investition:</b>	<b>15.000</b>	<b>72.000</b>	<b>261.000</b>	<b>293.000</b>	<b>358.000</b>	
Zinskosten (2%)	2.100	10.080	36.540	41.020	50.120	
<b>Kosten (zusätzlich) bis 2020</b>						
BHKW Wartung	0	0	12.000	12.000	12.000	
<b>Kosten ab 2021</b>						
BHKW Wartung 1,0 ct/kWh	65.700	100.740	131.400	153.300	157.680	
Anlagenkosten 4 ct/kWh	262.800	402.960	525.600	613.200	630.720	
Davon Bezugsstromkosten						
Substratkosten Maissilage 45 Grassilage 38 Getreide 120 Gülle 2 €/tFM	462.000	777.000	1.087.000	1.167.000	1.203.000	
RME	69.688	106.854	139.375	162.604	167.250	
Lohnkostenansatz	150.000	200.000	230.000	270.000	300.000	
<b>Erhöhung der Netzverluste</b>						
Kosten FlexGutachten	0	2.000	2.000	2.000	2.000	
<b>Summe Kosten:</b>	<b>1.027.288</b>	<b>1.671.634</b>	<b>2.424.915</b>	<b>2.714.124</b>	<b>2.880.770</b>	
<b>Leistungen (zusätzlich) bis 2020</b>						
FlexPrämie	18.720	18.720	35.100	55.900	68.900	
Zusaterlöse am Markt (Fahrplan, Regelenergie)	4.415	4.415	4.415	11.038	12.614	
Effizienzgewinn (Substratkostenersparnis)						
Effizienzminderung Fahrplanbetrieb (Substratkosten)						
Mehrerlös Ausnutzung Höchstbemessungsleistung						
<b>Leistungen ab 2021</b>						
EEG Erlös 16,7 ct/kWh	1.097.190	1.682.358	2.194.380	2.560.110	2.633.256	
FlexZuschlag 40 € je kW	60.000	92.000	120.000	140.000	180.000	
Wärmeerlös						
<b>Summe Leistungen:</b>	<b>1.180.325</b>	<b>1.797.493</b>	<b>2.353.895</b>	<b>2.767.048</b>	<b>2.894.770</b>	
<b>Ergebnis:</b>	<b>153.038</b>	<b>125.859</b>	<b>-71.020</b>	<b>52.923</b>	<b>14.000</b>	
Grobabschätzung Investitionsrückfluss:	1120%	275%	negativ!	118%	104%	

### Machbarkeitsstudie für Kleinanlagen

Die Biogasanlage der Familie Einsiedler steht ebenfalls in der Gemeinde Lachen und wird derzeit mit einer elektrischen Leistung von 60 kW betrieben. Aus technischer Sicht weist die Anlage gute Gasertragswerte hinsichtlich Abbaueffizienz der eingesetzten Substrate auf. Die BHKW-Auslastung ist markant unter der maximal profitablen Einspeiseleistung (Höchstbemessungsleistung), was auf BHKW-Stillstandzeiten zurückschließen lässt. Ein leichter Abfall an der Gesamteffizienz über die vergangenen 3 Jahre konnte ermittelt werden.

Die Biogasanlage wird im effizienten Bereich, was die biologische Abbaubarkeit der eingesetzten Substrate betrifft, betrieben. Eine gemäßigte Raumbelastung von  $2,2 \text{ kg oTS} / \text{m}^3 \text{ d}$  und eine Verweilzeit von 117 Tagen bei einem Gülleinsatz von mehr als 50 % gewährleisten einen extensiven und stabilen Prozess. Das Zündstrahl-BHKW neigt sich mit annähernd 70.000 h am Ende des Lebenszyklus entgegen. Die abnehmende Gasausbeute weist auf einen zunehmenden Gasverbrauch im BHKW aufgrund des fortgeschrittenen Zyklus hin. Eine BHKW-Auslastung von 87 % zeigt noch offenes Produktionspotenzial bis zur EEG-rechtlich vorgeschriebenen Höchstbemessungsleistung auf. Dieser Effekt wird durch den hohen Anteil von Eigenstrom für Landwirtschaft und Biogasanlage verstärkt. Die Nutzung der anfallenden Wärme ist als positiv zu bewerten. Aufgrund des hohen Gülleanfalls verfügt die Anlage über einen erhöhten Eigenwärmebedarf. Die Wärmenutzung erreicht in den Wintermonaten rechnerisch Vollaustattung, wobei bei Unterversorgung gegebenenfalls eine Anpassung der Gärtemperatur in den mesophilen Bereich erfolgt.

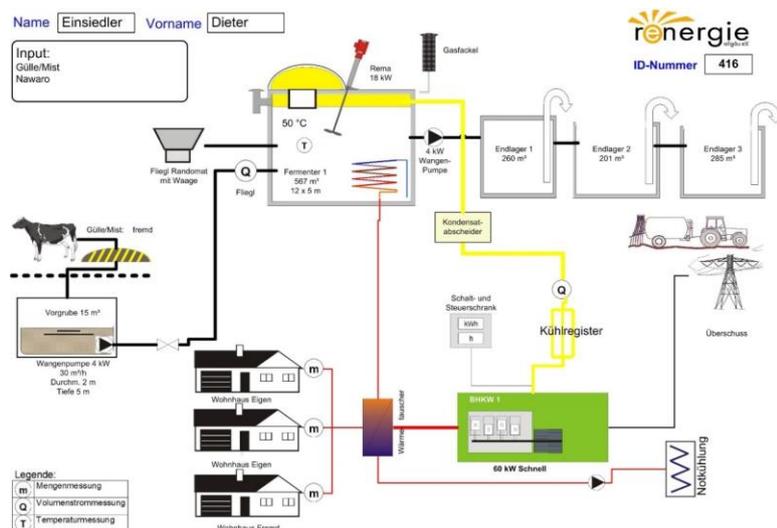


Abbildung 38: Verfahrensfließbild der Biogasanlage Einsiedler vor dem Projektstart (Quelle: renergie allgäu e.V.)

Die erzeugte Wärme wird, wie oben bereits erwähnt, zu großen Teilen genutzt, wobei der Eigenwärmebedarf der Anlage aufgrund eines erhöhten Gülleanteils wesentliche Kapazitäten beansprucht. In der ökonomischen Betriebsanalyse zeigt sich in der Kostenstruktur der Anlage, dass sich Rohstoffkosten und Anlagenkosten im Erwartungsbereich von Referenzanlagen befinden. Der vom Betreiber gewählte Ansatz für Arbeiterledigungskosten sowie die Kosten für die Stützfeuerung führen zu Vollkosten, welche im Ausschreibungszeitraum als nicht mehr wirtschaftlich tragfähig gelten. Der gewählte Umstieg auf einen modernen Gas-Otto-Motor für den Grundlastbetrieb ist daher die richtig gewählte Maßnahme, um die Kosten zu reduzieren und die Auslastung zu verbessern. Weiterhin muss allerdings damit kalkuliert werden, dass die interne Verrechnung für Arbeiterledigung sowie für die eingesetzten Rohstoffe, welche im Wesentlichen aus dem eigenen landwirtschaftlichen Betrieb stammen, bei einer Verwertung in der Biogasanlage nicht mehr mit den gewählten Verrechnungssätzen vergütet werden.

Mehr Erlöse sollten insbesondere durch eine optimierte Wärmeverwertung gesucht werden, da das Erlöspotenzial am Strommarkt begrenzt ist und in der Größe der Kleinanlagen vor technische Grenzen stößt. Die Flexibilisierungsmaßnahme sollte daher wärmeorientiert verlaufen. Der vom Betreiber gewählte Ansatz ist dazu stimmig. Für die Nutzung in Wohngebäuden werden 1.800 Volllaststunden angesetzt. Die vorhandenen Biogas-BHKW weisen eine elektrische Summenleistung von 2 Mal  $60 \text{ kW}_{el}$  auf. Bei einer gemittelten Stromkennzahl von 0,95 und unter Berücksichtigung des Wärmebedarfs für die Fermenterheizung steht somit eine maximal verfügbare thermische Leistung von  $80 \text{ kW}_{th}$  (Winter) bis  $110 \text{ kW}_{th}$  (Sommer) zur Verfügung. Bei einer registrierten Bemessungsleistung von  $57 \text{ kW}$  ist zur Darstellung eines sinnvollen Wärmeangebotes eine flexible Fahrweise mit Betriebsschwerpunkt in den Monaten der Heizperiode erforderlich. Auch damit kann jedoch noch keine gesicherte und vollständige Versorgung des Wärmebedarfs in der Hauptlastzeit dargestellt werden. Daher musste Flüssiggas-Anlagentechnik zur Spitzenlastversorgung eingeplant werden.

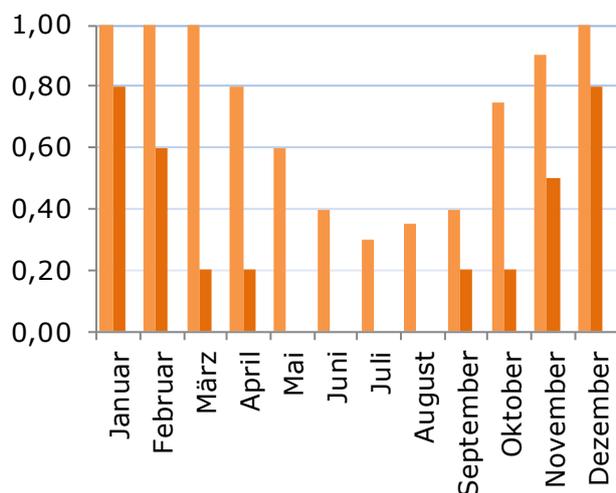


Abbildung 39: Darstellung des herausgearbeiteten Vorschlags für den BHKW-Fahrplan der flexibilisierten Anlage. Die Optimierung der Wärmenutzung erfordert eine spezielle Anpassung der Erzeugungsleistung an das Bedarfsprofil der angeschlossenen Wohngebäude.

Die getätigten Investitionen werden allerdings nicht allein durch die Förderinstrumente für Flexibilität des EEG getragen. Erst die Einsparung des Zündmittels zur Stützfeuerung stellt die Flexibilisierungsmaßnahme auf ein tragfähiges Fundament. Mehrerlöse durch Direktvermarktung und Regelenergie spielen nur eine untergeordnete Rolle. Energetisch und ökonomisch kann die Erweiterung um eine Photovoltaikanlage zur Eigenerzeugung das Konzept des Betriebes verbessern. Der Standort sowie die Flexibilisierungsmaßnahme bieten die Chance, noch mehr Wärme einer höherwertigen Nutzung durch ein Wärmenetz zuzuführen. Mit Unterstützung eines Pufferspeichers sowie eines Spitzenlastkessels ist eine Erweiterung des Wärmenetzes bei einem Wärmepreis von 69,87 €/MWh um bis zu 10 Anschlüsse möglich.

Tabelle 4: Investitionsplan der Anlagenflexibilisierung der Biogasanlage

Investition	Preis	Kostenkategorie
<b>Planung/ Genehmigung</b>		
Flexgutachten	1.500,00 €	Planung
<b>Zwischensumme</b>	<b>1.500,00 €</b>	
<b>Technik</b>		
BHKW 60 kW	65.000,00 €	Technik
Gasspeicher	3.900,00 €	Technik
Gasaufbereitung	7.725,00 €	Technik
<b>Zwischensumme</b>	<b>76.625,00 €</b>	
<b>Bauliche Anlagen</b>		
BHKW-Raum	15.000,00 €	Bauliche Anlage
<b>Zwischensumme</b>	<b>15.000,00 €</b>	
<b>Sonstiges</b>		
Leitungen, Messkonzept, Unvorhergesehenes	10.000,00 €	Technik
<b>Zwischensumme</b>	<b>10.000,00 €</b>	
<b>Gesamtsumme</b>	<b>103.125,00 €</b>	

Einnahmenseitig muss in die beiden Betrachtungszeiträume innerhalb der EEG-Laufzeit und Post-EEG unterschieden werden. In beiden Szenarien kann als Gutschrift eine Minderung des Zündöleinsatzes gutgeschrieben werden, welche durchschnittlich mit 7600 l beziffert wurde. Einnahmen aus Regelleistungserlösen wurden konservativ mit 0,2 ct je eingespeister Kilowattstunde in die Planungsrechnung aufgenommen.

Tabelle 5: Statische Gewinnrechnung für die Anlagenflexibilisierung der Biogasanlage im EEG und Post-EEG

#### Kosten

Beschreibung	Jahreskosten
Abschreibungen Neuinvestitionen	9.966,35 €
Kapitalkosten	1.031,25 €
Wartung/Reparaturen Technik	2.598,75 €
Wartung/Reparaturen bauliche Anlagen	150,00 €
Wartungskosten Flexbetrieb	650,00 €
<b>Summe</b>	<b>14.396,35 €</b>

#### Erträge im EEG Vergütungszeitraum

Beschreibung	Jahreserlöse
Managementprämie	699,05 €
Flexprämie	7.449,00 €
Einnahmen aus Sekundärenergieleistung	998,64 €
Einsparung Zündöl (RME)	8.360,00 €
<b>Summe</b>	<b>17.506,69 €</b>
<b>jährlicher Überschuss im EEG Vergütungszeitraum</b>	<b>3.110,34 €</b>
<b>Erträge Post-EEG</b>	
Beschreibung	Jahreserlöse
Flexzuschlag	4.800,00 €
Einsparung Zündöl (RME)	8.400,00 €
Einnahmen aus Sekundärenergieleistung	998,64 €
<b>Summe</b>	<b>14.198,64 €</b>
<b>jährlicher Überschuss Post-EEG</b>	<b>102,29 €</b>

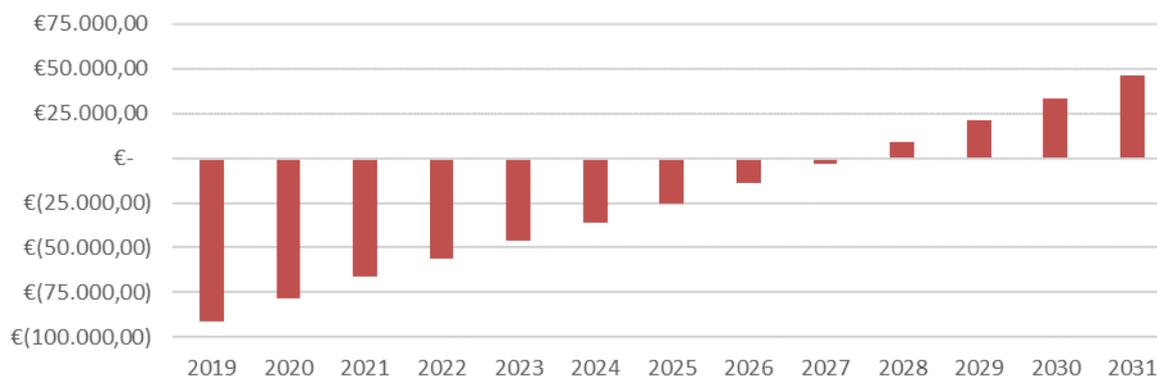


Abbildung 40: Kumulierter Cash Flow der Anlagenflexibilisierung der Biogasanlage im Betrachtungszeitraum 2019-2031

### Optimierung des Eigenverbrauchs

Der jährliche Eigenbedarf für den landwirtschaftlichen Betrieb und die Biogasanlage beläuft sich auf etwa 70.000 kWh pro Jahr, welcher derzeit aus der Biogasanlage geliefert wird. Offene Kapazitäten in Richtung Höchstbemessungsleistung sowie noch vorhandene freie Dachflächen auf dem bestehenden Wirtschaftsgebäude bieten Potenzial, den Eigenbedarf über eine Photovoltaikanlage zu optimieren. Die bestehende Südseite der Dachanlage umfasst eine Fläche von ca. 650 m<sup>2</sup> nutzbarer Fläche. Eine PV-Anlage mit einer Dimensionierung von ca. 70 kWp könnte die genannte Dachfläche ausfüllen. Auf dieser Basis wurde in der Studie eine Wirtschaftlichkeitsberechnung unter einer konservativen Betrachtung von 25 % Eigennutzung herangezogen. Dabei wurden marktübliche spezifische Installationskosten von 1.286,- € / kWp unterstellt. Unter Berücksichtigung des Eigenanteils, der Betriebskosten für Zählerbetrieb und der Instandhaltung sowie der Kapitalkosten von 3 % ergeben sich Kosten für den Eigenstrom von 10,99 ct / kWh zuzüglich 40 %iger EEG Umlage und damit derzeit etwa 14 ct. Die jährlichen Erlöse des eingespeisten Stroms belaufen sich mit 10,61 ct / kWh auf 5.702,- €. Die Kosten liegen damit deutlich unter den Herstellungskosten des aus der Biogasanlage produzierten Stroms, so dass eine Eigennutzung über die PV-Anlage vorteilhaft ist. Gezielte Prozessführung der Biogasanlage können den Eigenverbrauchsanteil der Photovoltaikanlage erhöhen und damit die Kosten des Eigenverbrauchs weiter senken.

### Fazit

Die Anschlussförderung im EEG hinsichtlich Ausschreibungen stellt besonders Kleinanlagen vor enorme ökonomische Herausforderungen. Während diesen im bestehenden EEG mit Vergütungen von zum Teil mehr als 23 ct/ kWh<sub>el</sub> ein auskömmlicher Betrieb möglich war, ist die Preisdifferenz zum Ausschreibungsmodell in diesem Anlagensegment sehr drastisch. Ein wirtschaftliche Betriebsweise ist hier nur noch mit völlig optimierten Anlagenmodellen bei gleichzeitig reduzierter Renditeerwartung möglich. Produktionsfaktoren wie Arbeit und Rohstoffe können nur noch mit Preisen unterzeitigem Marktwert vergütet werden. Der flexible Strommarkt stellt die Kleinanlagen vor technisch große Herausforderungen bei derzeit beschränktem Erlöspotenzial. Daher ist hier eine Wärmeverwertung, welche wirtschaftlichen Mehrwert schafft, unabdingbar. Zielkonflikte hinsichtlich Klimaschutzwirkung, zum Beispiel bei reduzierter Güllevergärung, sind dabei ohne Änderung der derzeit gesetzlich geltenden Vorschriften unvermeidbar.

Die Biogasanlage nahm ebenfalls erfolgreich an der Ausschreibung 2018 teil.

Tabelle 6: Dynamische Investitionsberechnung für die Zukunftsinvestition der Biogasanlage

Steigerung je Jahr	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Einzahlungen</b>													
Managementprämie	699,05 €	699,05 €	699,05 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Flexprämie	7.449,00 €	7.449,00 €	7.449,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Flexzuschlag				4.800,00 €	4.800,00 €	4.800,00 €	4.800,00 €	4.800,00 €	4.800,00 €	4.800,00 €	4.800,00 €	4.800,00 €	4.800,00 €
Einnahmen aus Sekundärenergieleistung	998,64 €	1.018,61 €	1.038,99 €	1.059,76 €	1.080,96 €	1.102,58 €	1.124,63 €	1.147,12 €	1.170,07 €	1.193,47 €	1.217,34 €	1.241,68 €	1.266,52 €
Einsparung Zündöl (RME)	8.360,00 €	8.527,20 €	8.687,74 €	8.871,70 €	9.049,13 €	9.230,12 €	9.414,72 €	9.603,01 €	9.795,07 €	9.990,97 €	10.190,79 €	10.394,61 €	10.602,50 €
<b>Summe</b>	<b>17.506,69 €</b>	<b>17.683,86 €</b>	<b>17.884,78 €</b>	<b>14.731,46 €</b>	<b>14.930,09 €</b>	<b>15.132,69 €</b>	<b>15.339,35 €</b>	<b>15.550,14 €</b>	<b>15.765,14 €</b>	<b>15.984,44 €</b>	<b>16.208,13 €</b>	<b>16.436,29 €</b>	<b>16.669,02 €</b>
<b>Auszahlungen</b>													
Investitionen	103.125,00 €												
Kapitalkosten	2.000,00 €	1.817,35 €	1.631,04 €	1.441,01 €	1.247,18 €	1.049,47 €	847,80 €	642,11 €	432,29 €	218,29 €	- €	- €	- €
Wartung/Reparaturen Technik	2.598,75 €	2.650,73 €	2.703,74 €	2.757,81 €	2.812,97 €	2.869,23 €	2.926,61 €	2.985,15 €	3.044,85 €	3.105,75 €	3.167,86 €	2.985,15 €	3.044,85 €
Wartung/Reparaturen bauliche Anlagen	150,00 €	153,00 €	156,06 €	159,18 €	162,36 €	165,61 €	168,92 €	172,30 €	175,75 €	179,26 €	182,85 €	172,30 €	175,75 €
Wartungskosten Flexbetrieb	650,00 €	663,00 €	676,26 €	689,79 €	703,58 €	717,65 €	732,01 €	746,65 €	761,58 €	776,81 €	792,35 €	746,65 €	761,58 €
<b>Summe</b>	<b>108.523,75 €</b>	<b>5.284,07 €</b>	<b>5.167,10 €</b>	<b>5.047,79 €</b>	<b>4.926,09 €</b>	<b>4.801,96 €</b>	<b>4.675,35 €</b>	<b>4.546,20 €</b>	<b>4.414,47 €</b>	<b>4.280,11 €</b>	<b>4.143,06 €</b>	<b>3.904,10 €</b>	<b>3.982,18 €</b>
Zahlungsüberschuss (Cash Flow)	- 91.017,06 €	12.409,79 €	12.717,68 €	9.683,67 €	10.004,00 €	10.330,73 €	10.664,00 €	11.003,93 €	11.350,67 €	11.704,33 €	12.065,07 €	12.532,20 €	12.686,84 €
kumulierter Cash Flow	- 91.017,06 €	- 78.607,27 €	- 65.889,60 €	- 56.205,92 €	- 46.201,92 €	- 35.871,19 €	- 25.207,19 €	- 14.203,25 €	- 2.852,58 €	8.851,75 €	20.916,82 €	33.449,02 €	46.135,86 €
Kapitalisierter Zahlungsüberschuss	- 91.017,06 €	12.409,79 €	12.717,68 €	9.683,67 €	10.004,00 €	10.330,73 €	10.664,00 €	11.003,93 €	11.350,67 €	11.704,33 €	12.065,07 €	12.532,20 €	12.686,84 €
Kapitalwert													46.135,86 €
Kapitalverzinsung													6,85%

## Machbarkeitsstudie für mittelgroße Anlagen

Die untersuchte Biogasanlage der Leistungsklasse 210 kW liegt in der Gemeinde Breitenbrunn und erhält die bestehende EEG-Vergütung noch bis zum 31.12.2025. Ziel der Studie war es, die Machbarkeit eines Weiterbetriebs der Anlage ab Ende der 20-jährigen EEG-Vergütungsdauer am 31.12.2025 zu untersuchen. Da für den Anlagenbetrieb im Ausschreibungsmodell des EEG 2017 eine mindestens doppelte Überbauung erforderlich ist, wurden verschiedene Varianten der Flexibilisierung untersucht und über einen langen Zeitraum unter Einbeziehung von 10 weiteren Jahren Laufzeit mit Ausschreibungsvergütung die Wirtschaftlichkeit verglichen.



Abbildung 41: Biogasanlage der Familie Gollmitzer im Unterallgäu. Aktuell wird die 2005er Biogasanlage im Grundlastbetrieb betrieben und versorgt bisher nur den Wärmebedarf der Vergärungsanlage und der Container-Holztrocknung.

In der vorliegenden Studie wurden insgesamt 5 Varianten untersucht. Vergleiche dazu Tabelle 7.

Tabelle 7: Varianten, die im Rahmen der Untersuchung berechnet wurden

	Leistungsänderung	instal- lierte Leistung	Überbauungs- faktor bis 2025	Überbauungs- faktor ab 2026
<b>Variante 1</b>	210 + 150 kW + Gaserzeugung 180 kW	360 kW	2	2
<b>Variante 2</b>	210 + 210 kW + Gaserzeugung 180 kW	420 kW	2,3	2,3
<b>Variante 3</b>	210 + 210 kW + Gaserzeugung 210 kW	420 kW	2,1	2
<b>Variante 4</b>	210 + 420 kW + Gaserzeugung 210 kW	630 kW	3,2	3
<b>Variante 5</b>	210 + 420 kW + Gaserzeugung 315 kW	630 kW	3,2	2

Im ersten Schritt wurden die verschiedenen Varianten mit groben Faustwerten verglichen und mit den Interessen des Betreibers abgestimmt. Aufgrund des groben Variantenvergleichs wählte der Betreiber Variante 2 als vielversprechendste und am besten ins Anlagenkonzept passende Lösung zur Detailuntersuchung aus. Die übrigen Varianten wurden verworfen und nicht weiter untersucht.

In Variante 2 wurde ein 210-kW-BHKW hinzu geplant, um bei doppelter Überbauung beide BHKW flexibel betreiben zu können, zugleich aber auch um die Möglichkeit offen zu halten, die BHKW in Zeiten hohen Wärmebedarfs als Grundlast-BHKW mit Ausfallschutz zu betreiben. Die BImSchG-Grenze wird mit dem Zubau überschritten, weshalb die Kosten für die Genehmigung und Anpassung der Anlage überschritten werden. Bei der dynamischen Wirtschaftlichkeitsberechnung von Variante 2 ergaben sich mit einer internen Verzinsung von 8,1 % und einem Nettobarwert von gut 150 T€ machbare Werte. Allerdings konnten Lohn- und Zinsansatz des Betreibers – d.h. seine Erwartung für die Entlohnung der eigenen Arbeit und des Eigenkapitaleinsatzes - nicht erfüllt werden. Es müsste also angeraten werden, eventuell andere ausbaufähige Betriebszweige

zu untersuchen, ob diese die Erwartung besser erfüllen können. Falls das Unterschreiten der Erwartungszahlen von knapp -85 T€ in 16 Jahren ca. 5.300 € je Jahr akzeptabel erscheint, kann zu der Investition geraten werden.

Tabelle 8: Wirtschaftlichkeitszahlen der Variante 2

x			
	Gewinn/Verlust vor Steuern	347.780	€
-	abzgl. kalk. Zins- und Lohnkosten	37.358	€
	Gewinn/Verlust nach Steuern	226.057	€
-	abzgl. kalk. Zins- und Lohnkosten	-84.365	€
<i>Projektbezogene Kennzahlen</i>			
	Nettoarwert	152.367	€
	interner Zinsfuß	8,1%	
<i>Grenzkosten</i>	bei Gewinn = 0	<b>15,83</b>	<b>ct/kWh</b>

#### Wärmenutzung

Aktuell werden insgesamt etwa 1,4 Mio kWh<sub>th</sub> Wärme oder etwa 83 % der gesamten Wärmeproduktion des BHKW für den Eigenbedarf der Vergärungsanlage und für Containertrocknung verwendet. Bereits im Jahr 2008 wurde die Investition in ein Nahwärmenetz unter Anschluss von 6 Wohnhäusern der benachbarten Gemeinde untersucht. Im der vorliegenden Studie wurde das Ziel verfolgt, diese Planung erneut aufzugreifen und durch die Gewinnung weiterer Anschlussnehmer in eine Wirtschaftlichkeit zu führen und damit die Wärmeerlöse und die Wirtschaftlichkeit des Anlagenkonzepts zu stärken. Auf Basis der Daten von 2008 ließe sich ein Wärmepreis von netto 10 ct / kWh erreichen, mit dem in der Regel ein Wärmenetzprojekt nicht umsetzbar ist. Daher wurde in der vorliegenden Studie eine erneute Befragung der Anlieger mittels Fragebogen angestrebt. Der Betreiber erhielt einen Fragebogen zur Bedarfs- und Interessenserfassung, den er jedoch aus betriebsstrategischen Gründen bislang nicht verteilte.

#### Fazit:

In dem vorliegenden Fall ist eine Flexibilisierung und ein Weiterbetrieb der Biogasanlagen für weitere 17 Jahre möglich, aber wirtschaftlich nicht besonders ertragsreich. Zusätzliche Unsicherheit bietet die vollständige Abhängigkeit des Ergebnisses von der Möglichkeit, in einer EEG-Ausschreibung im Jahr 2025 die heute für das Jahr maximal in Aussicht gestellte Zuschlagswert zu erhalten. Es ist aber weder der Erfolg des Gebots noch die erzielbare Gebotshöhe absicherbar bzw. ausreichend genau vorhersagbar. Da die Investition aber den Weiterbetrieb während der Ausschreibungsvergütung voraussetzt, ist die Anfangsinvestition der Flexibilisierung mit einem hohen Risiko behaftet. Es ist daher anzuraten, vor der Investition nochmals den Worst Case einer Anlagenstilllegung in 2025 zu untersuchen, um das Risiko genauer abzuschätzen. Ob auf dieser unsicheren Basis eine Bankfinanzierung erreicht werden kann, ist fraglich.

Das Beispiel zeigt auf deutliche Weise, wie der Wegfall einer sicheren Planungsgrundlage durch das Ausschreibungsmodell des EEG 2017 die Investition in die Flexibilisierung und Weiterentwicklung von Biogasanlagen hemmt. Einerseits wird die Rentabilität stark eingeschränkt, andererseits das Risiko stark erhöht und damit die Finanzierung erschwert.

#### Machbarkeitsstudie für große Anlagen

Schließlich wurden die Zukunftsszenarien auch für eine große Anlage im Unterallgäu gesucht. Hierfür stellte sich der Betrieb „Viehweidhof Unterallgäu“ zur Verfügung. Der Betrieb verfügt durch den Viehbestand des Milchviehstalles und das Gärbehältervolumen von 12.000 m<sup>3</sup> über ein Biogas-Produktionsvermögen von aktuell fast 2 Mio Kubikmeter oder 12.000 MWh im Jahr. Die Einsatzstoffe bestehen zu rund 80 % aus Rindergülle und Festmist. Die als Prozesswärme bei der Stromproduktion entstehende Wärmeenergie von rund 6.500 MWh steht zu etwa zwei Dritteln für eine externe Nutzung zur Verfügung. Das Inbetriebnahmejahr war 2014. Nach regelmäßig durchgeführten Leistungserweiterungen beträgt die installierte Leistung heute rund 1, MW. Die Fahrweise der BHKW ist flexibel und als multivalent und alternierend, je nach betrieblicher Situation,

zu bezeichnen. Die durchschnittliche Dauerleistung beträgt derzeit 580 kW<sub>el</sub>, nachts abgesenkt 380 kW<sub>el</sub>, tagsüber bis 900 kW<sub>el</sub>.



Abbildung 42: Blick auf die Biogasanlagen des Viehweidhofs. Foto: www.viehweidhof.com

Die favorisierte und in dieser Machbarkeitsstudie behandelte Nutzungsvariante umfasst den Transport der verfügbaren Wärmeenergie an den nahe gelegenen Gartenbaubetrieb zur Beheizung der Unterglasanlagen (34.000 m<sup>2</sup> Fläche), die Umstellung des Spitzenlastbedarfes vom Energieträger Erdgas auf Flüssiggas und die direkte Belieferung von elektrischem Strom. Im Gartenbaubetrieb werden zur Bereitstellung der Basiswärme in den Unterglasanlagen drei Gaskessel mit 2 x 1.100 kW und 1 x 850 kW eingesetzt. Betrachtet wird ferner die anlagentechnische Erweiterungsmöglichkeit durch ein weiteres BHKW im Geltungsbereich EEG 2017 als Satelliten-anordnung und die technischen Möglichkeiten zur Installation einer Wärmerückgewinnung aus dem/den Endlagerbehältern zur Vorwärmung der Zuführsubstrate. Mit dem Vorhaben verbunden ist ein erwartetes Investitionsvolumen von 850.000 € und die Möglichkeit zur Minderung von Kohlendioxid-Emissionen in der Größenordnung von 650.000 Kilogramm oder 81 % jährlich, nur bezogen auf den Wärmesektor. Nachfolgende Abbildung erläutert das Anlagenschema der Biogasanlage Viehweidhof (Stand 2017).

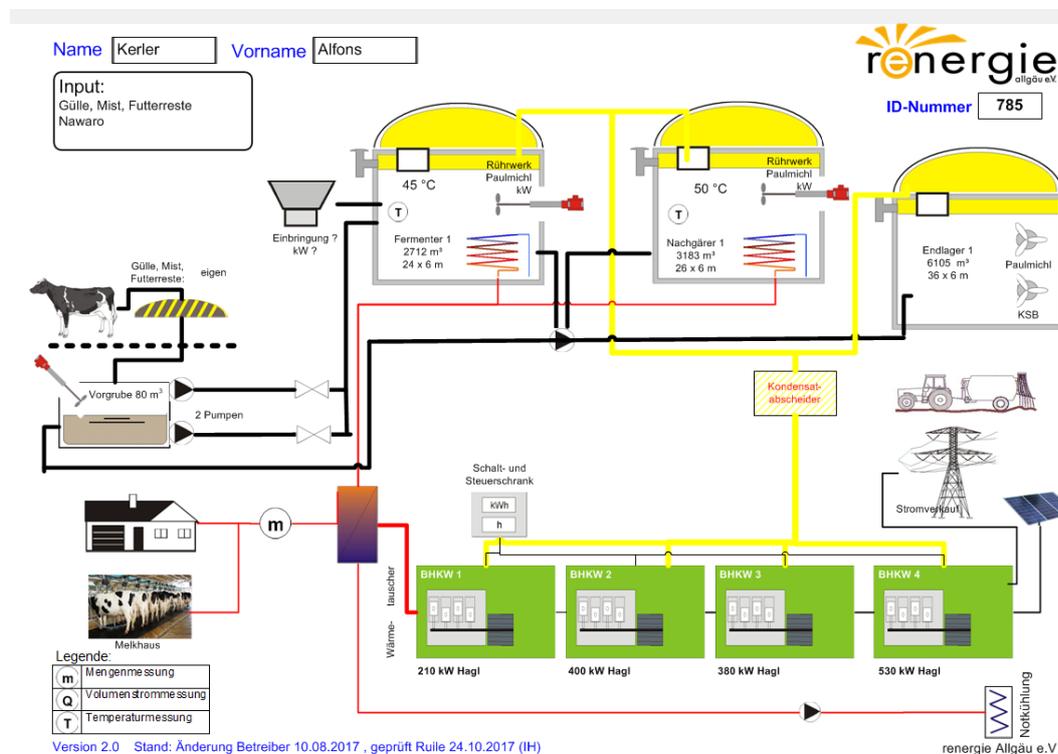


Abbildung 43: Anlagenschema Biogasanlage Viehweidhof 2017

Bislang wird die Abwärme der BHKW auf dem Betriebsgelände verwendet. Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht den Wärmebedarf (Prozesswärme) für die Biogasanlage. Deutlich erkennbar ist dabei der niedrigere Bedarf der Anlage während der warmen Sommermonate.

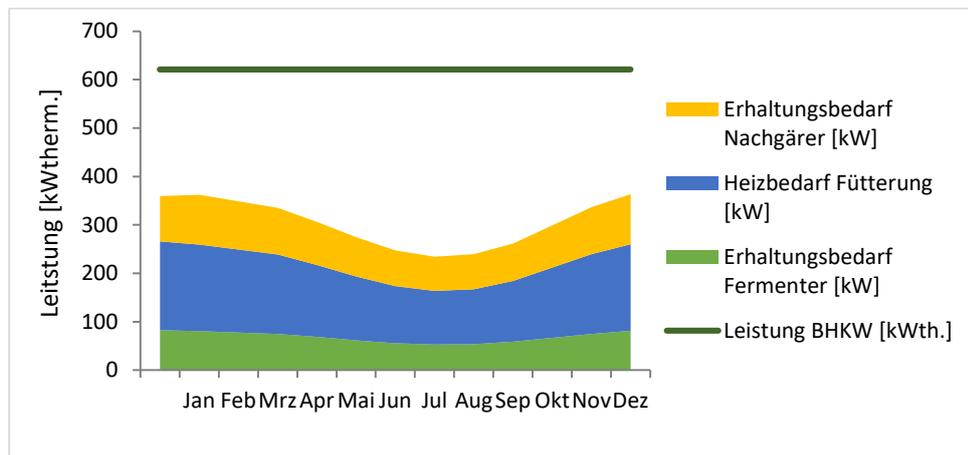


Abbildung 44: Eigenwärmebedarf in kW der Biogasanlage im Jahresverlauf bei bestehendem Betrieb

Demgegenüber analysiert nachfolgende Abbildung den Wärmebedarfslastgang der nahe gelegenen Gärtnerei. Natürlich ist bei den Unterglaskulturen der Hauptwärmebedarf während der Wintermonate. Im Sommer könnte der gesamte Wärmebedarf mit der Biogas-Abwärme gedeckt werden und im Winter ebenfalls ein beträchtlicher Teil.

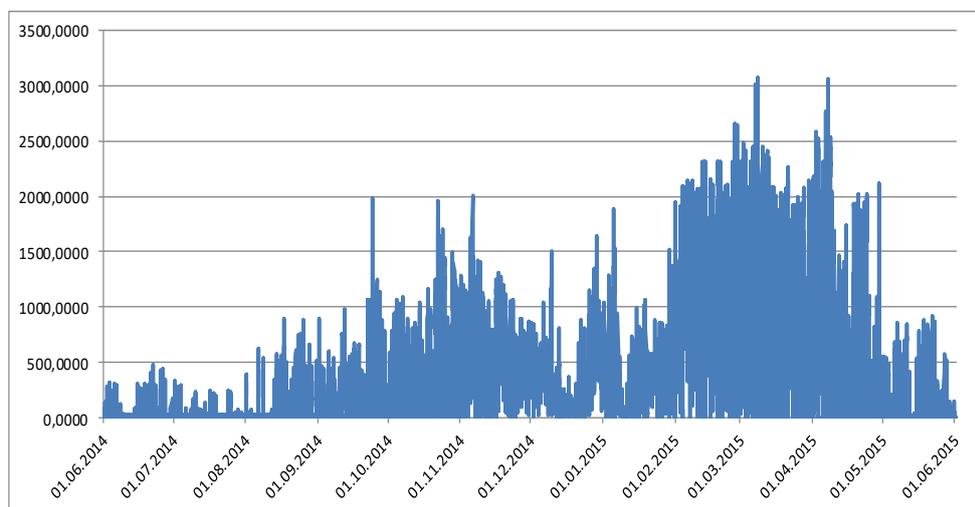


Abbildung 45: Jahreslastgang Gasverbrauch Gärtnerei. Ordinate: Stundengasverbrauch in kWh

Rücksprachen ergaben beim Gartenbaubetrieb eine typische Wärmebedarfscharakteristik mit folgenden Eckpunkten:

- Lastschwerpunkt in den Monaten Februar bis April
- Gesamtverbrauch im Bemessungsjahr: 3.463,293 MWh
- Stündlicher Maximalleistungswert 3.080 kW
- Stündlicher Leistungsmittelwert 395 kW

In den vorbereitenden Gesprächen mit dem Betreiber wurden folgende Entwicklungsideen aufgegriffen, diskutiert und zur weiteren Untersuchung bestimmt:

Variante 1 (in der Machbarkeitsstudie wurde diese strategische Planung der genauesten Betrachtung unterzogen):

- Anlagenerweiterung um 530 kW im Geltungsbereich EEG 2017
- Errichtung einer Wärmerückgewinnung aus dem Gülleendlager zur Vorerwärmung der Einbringungstoffe
- Errichtung einer Wärme- und Stromleitung von der BGA zum Gartenbaubetrieb
- Errichtung eines Pufferspeichers abnehmernah
- Nutzung der bestehenden Gaskesselanlage als Spitzenlastversorgung
- Umstellung der Infrastruktur von Erdgas auf Flüssiggas

Variante 2:

- Installation einer Biogas-Satellitenanlage in der Nähe der Wärmesenke
- Errichtung einer Gas-, Wärme- und Stromleitung von der BGA zum Gartenbaubetrieb
- Errichtung eines abnehmersnahen Pufferspeichers
- Nutzung der bestehenden Gaskesselanlage als Spitzenlastversorgung
- Umstellung der Infrastruktur von Erdgas auf Flüssiggas

Durch eine Anpassung der Erzeugungsleistung und die ohnehin geplante Erweiterung des Viehbestands ergibt sich laut Berechnungen eine thermische Spitzenleistung von rund 700 kW. Anhand der Zahlen konnte nachfolgende Wärmeenergiebilanz dargestellt werden.

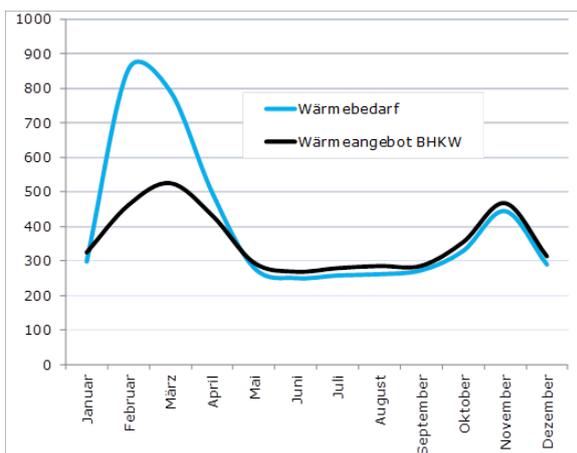


Abbildung 46: Wärmeversorgung der Biogasanlage in einem Jahr (Einheit: MWh pro Monat)

Möglich ist dies bei nachfolgendem BHKW-Fahrplan, der der Berechnung zu Grunde gelegt wurde. Man sieht dabei, dass sich die Anlage aus 4 BHKW zusammensetzt und dass in den Wintermonaten mit höherer Leistung gefahren wird während des Sommers.

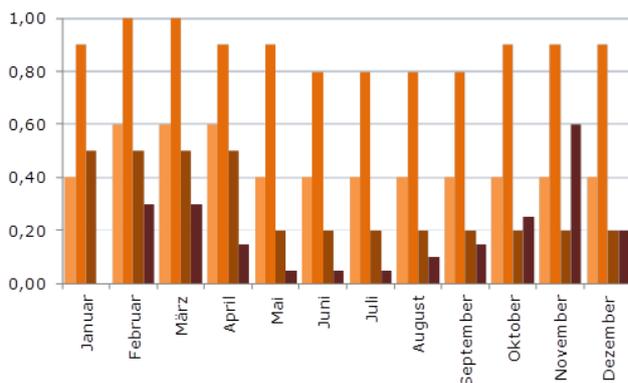


Abbildung 47: Vorgeschlagene Laufzeiten der BHKW pro Monat bezogen auf 720 Stunden

Tabelle 9: Vorgeschlagener BHKW-Fahrplan

BHKW	Leistung elektrisch in kW	Leistung thermisch in kW
1	210	224
2	380	409
3	400	426
4	530	558

5 (optional)

300 - 530

315 - 557

In den Berechnungen mussten die Kosten für die Wärmeleitung so gering wie möglich ausfallen, um mit dem sehr günstigen Gasbezugspreis des Gartenbaubetriebs konkurrieren zu können. Nachfolgende Tabelle gibt eine Übersicht zu den Kosten. Dabei wird zwischen Stahl- und Kunststoffrohren unterschieden.

Tabelle 10: Übersicht Wärmeversorgung

Kategorie	Einheit	Wärmeleitung DN160 (Stahl) Stromleitung 100 kW	Wärmeleitung DN100 (Kunststoff) Gasleitung DN160 Stromleitung 100 kW
Anzahl Anschlussobjekte	Stk.	1	1
Grund- u. Mittellastversorgung		4 Biogas-BHKW	4 Biogas-BHKW
Spitzenlastversorgung und Ausfallsicherung (abnehmerseitig)		3 Erdgaskessel 3.000 kW	3 Erdgaskessel 3.000 kW
Jahresnutzenergie	MWh	3150	3150
Einspeiseenergie	MWh	3721	3722
Heizlast maximal	kW	3094	3282
Gasleitungslänge gesamt	m	0	1545
Wärmeleitungslänge gesamt	m	1640	1645
Wärmebelegungsichte	kWh/m a	1921	638
Investition Wärmebereitstellung	€	270.000	190.000
Investition Wärmeleitung	€	381.300	259.088
Investition Hausanschlüsse	€	10.000	20.000
Gesamtinvestition	€	685.900	611.248
Investitionsförderung	€	245.520	211.548
Wartungs-, Personal- und Versicherungskosten	€/a	15.433	13.753
Jahresfestkosten	€/a	48.737	42.881
Jahresgesamtkosten	€/a	93.607	90.264
Wertansatz Biogaszwärme	€/MWh	12,00	12,00
Preis Flüssiggas	€/l	0,40	0,40
Kapitalverzinsung	%	1,50	1,50
wirtsch. Nutzungsdauer	a	15	15
Betreiberertrag	€/a	37.953	37.959
Einheitspreis (netto)	€/MWh	29,60	28,54

Zudem wurde die Wirtschaftlichkeit einer Stromdirektlieferung von der Biogasanlage an den Gartenbaubetrieb untersucht. Der Gartenbaubetrieb hat einen Jahresstromverbrauch von rund 128.000 kWh. Die Stromleitung kann als Erdkabel mitsamt der Wärmeleitung verlegt werden, wodurch Kosten von rund 23.000 Euro entstehen. Bei einer Nutzungsdauer von 15 Jahren, einem Stromgestehungspreis von 0,167 € / kWh und einer anzusetzenden EEG-Umlage von 0,08 € / kWh ergibt sich damit ein Vollkostenpreis von 0,26 € / kWh. Somit ist durch die Direktbelieferung ein wirtschaftlicher Vorteil von etwa 5.100,- € jährlich erzielbar. Nicht berücksichtigt ist dabei der Marketingvorteil einer 100 %igen Ökostromversorgung.

**Fazit:**

Die Herstellung einer Versorgungsinfrastruktur für die Medien Heizwärme und elektrischer Strom für den Gartenbaubetrieb durch die Biogasanlage und die Belieferung des Unternehmens mit den genannten Energiedienstleistungen kann zu einem wirtschaftlich konkurrenzfähigen Angebot gegenüber der bestehenden Versorgung mit Erdgas bzw. Netzstrom führen. Voraussetzung dafür ist eine Begrenzung des wirtschaftlichen Wertes der Biogaswärme auf 12,- € / MWh, was zu einem Ertrag von unter 40.000,- € jährlich führen wird und somit angesichts der Investitionshöhe von 850.000,- € unter rein betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht primär zu empfehlen wäre. Bei dieser Betrachtung wird die Wirtschaftlichkeit der beschlossenen Erweiterung des Viehbestandes um 420 GV und die Vergrößerung der Biogas-Verstromung um 530 kW<sub>el.</sub> nicht bewertet, da die Entscheidung bereits besteht. Einer Vergleichsberechnung werden die Entwicklungsalternativen mit BHKW-Standort an der Biogasanlage und Wärmeleitung sowie mit BHKW-Satellitenstandort und kombinierter Wärme- und Gasleitung unterzogen.

Im Ergebnis ist feststellbar, dass anhand der Berechnungen keine eindeutige Empfehlung ausgesprochen werden kann, da die berechneten Wärmepreise keinen entscheidungsrelevanten Unterschied aufweisen. Rechnerisch ergibt die Machbarkeitsuntersuchung für die BHKW-Satellitenanordnung einen geringen Vorteil. Zu berücksichtigen sind allerdings etwaige Kostenmehrungen, genehmigungsrechtlich noch nicht näher untersuchte, aber mögliche Schwierigkeiten, und ein höherer Aufwand beim betrieblichen Ablauf. Aus Sicht der Verfasser wird der Variante Wärmeleitung aufgrund der geringeren anlagentechnischen Komplexität ein Vorzug einzuräumen sein.

**Machbarkeitsstudie Biogasanlage in Kombination mit Masthähnchenstall**

Bei der Biogasanlage, die Gegenstand dieser Untersuchung wurde, kamen besondere Umstände zum Tragen. Die Abwärme der bestehenden Biogasanlage soll für Masthähnchenställe verwendet werden, die der Betreiber in der unmittelbaren Umgebung der Anlage baut. Zudem soll in Verbindung mit PV-Anlagen ein möglichst optimales Energie-Gesamtkonzept für die Anlage geschaffen werden.

Ziel der Studie ist also die Darstellung der Machbarkeit hinsichtlich einer möglichen flexiblen Fahrweise der bestehenden Biogasanlage bzw. einer Anlagenerweiterung unter Beachtung einer eigenverbrauchsoptimierten Strom- und Wärmenutzung. Diesbezüglich galt es weiter, den neu zu errichtenden Hähnchenmastbetrieb mit einzubeziehen. Hinsichtlich dessen soll zusätzlich die Dimensionierung einer etwaigen neu zu errichtenden und eigenstromoptimierten Photovoltaik-Dachanlage untersucht werden. Die Ausarbeitung gilt als modellhafte Darstellung für Biogasbestandsanlagen ähnlicher Konstellation, welche einen EEG-Vergütungszeitraum von weniger als 10 Jahren in Anspruch nehmen.

Tabelle 11: Daten der untersuchten Biogasanlage

BHKW-Bezeichnung	BHKW_05	BHKW_16
Datum Inbetriebnahme	15.09.2005	21.02.2016
Anlagenleistung in kW	190	190
Motortyp	Gasmotor	Gasmotor
Boni	Nawaro, Gülle, KWK-2cent	-
Höchstbemessungsleistung in kW	180	
Menge Stromerzeugung 2017	1.453.598 kWh	

Bislang war die im Jahr 2005 in Betrieb genommene Biogasanlage (BHKW\_05) abgeriegelt, das neuere Aggregat BHKW\_16 läuft aktuell in Volleinspeisung. Des Weiteren ist eine Photovoltaikanlage mit einer Leistung von 30 kWp installiert. Gegenwärtig plant der Betreiber die Neuerrichtung eines Hähnchenmastbetriebes. Die anfallende Wärme, die bei der Stromerzeugung entsteht, wird aktuell nur zu einem geringen Teil genutzt zur Aufrechterhaltung der Prozesswärme und zur Beheizung zweier Wohnhäuser. Der Eigenbedarf für die Fermenter Heizung beträgt im Sommer etwa 40 kW und im Winter etwa 53 kW. Mit Verwirklichung des Hähnchenmaststalles kann das Nutzungspotenzial der vorhandenen Wärme weiter ausgeschöpft und die regionale Nutzung des Biogasstroms in Kombination mit einer neuen PV-Eigenverbrauchsanlage verstärkt werden.

Zur ersten Faustzahlen-Abschätzung wurde ein Varianten-Grobvergleich mit Schätzzahlen erstellt. Nachfolgende Tabelle verdeutlicht die Ergebnisse. Vom Betreiber wurden die beiden vermeintlich wirtschaftlichen Varianten (1 und 2) für eine genauere Betrachtung ausgewählt.

Tabelle 12: Grobvergleich zwischen den Optimierungsvarianten

**Varianten Grobvergleich**

ID 80 Wucher Flex

Installierte Leistung	190 kW <sub>el</sub>
Bemessungsleistung aktuell	180 kW <sub>el</sub>
Höchstbemessungsleistung	180,5 kW <sub>el</sub>
Planungszeitraum	7 Jahre
Zeitraum FlexPrämie	7 Jahre
Leitungsverluste	0,78%

EEG-Laufzeit 2005 bis 2025	Planungszeitraum 2018 bis 2025
-------------------------------	-----------------------------------

	Variante 0	Variante 1	Variante 2	Variante 3
	keine Änderung	210 kW ab 2020	190 + 180 kW Grundlast	190 neu + 180 kW Flex
Leistungsänderung				
installierte Leistung	190	210	370	370
Überbauungsfaktor	1,1	1,2	2,0	2,0
el. Wirkungsgrad (geschätzt)	39,5%	39,5%	39,5%	40,0%
<b>Kosten (zusätzlich)</b>				
BHKW	0	0	5.000	132.000
Kolbenbuchsen Köpfe tauschen	0	5.000	0	0
BHKW Restwert	0	0	0	-28.000
Kosten PV-Leitungsverstärkung	8.000	8.000	0	0
Kosten Genehmigung	0	1.000	5.000	8.000
Umbaukosten aufgrund Genehmigung (aktuell nur Endlagerabdeckung)	0	0	45.000	45.000
Gasspeicher (Mehrkosten zur reinen Endlagerabdeckung, erste Schätzung)	0	0	0	45.000
Netzanschluss	0	0	60.000	60.000
<b>Summe Investition:</b>	<b>8.000</b>	<b>14.000</b>	<b>115.000</b>	<b>262.000</b>
Zinskosten (2%)	1.120	1.960	16.100	36.680
Wartung Zusatz-BHKW	0	0	3.000	10.080
Lohnkosten	0	0	7.560	30.240
Erhöhung der Netzverluste	0	0	11.126	11.126
Kosten FlexGutachten	0	2.000	2.000	2.000
<b>Summe Kosten:</b>	<b>9.120</b>	<b>17.960</b>	<b>154.786</b>	<b>352.126</b>
<b>Leistungen (zusätzlich)</b>				
FlexPrämie	0	7.445	156.023	156.023
Zusatzerlöse am Markt (Fahrplan, Regelenenergie)	0	11.068	23.243	66.410
Effizienzgewinn (Substratkostenersparnis)	0	0	0	16.555
Effizienzerminderung Fahrplanbetrieb (Substratkosten)	0	0	0	-3.500
Mehrerlös Ausnutzung Höchstbemessungsleistung	0	0	0	0
<b>Summe Leistungen:</b>	<b>0</b>	<b>18.513</b>	<b>179.266</b>	<b>235.488</b>
<b>Ergebnis:</b>	<b>-9.120</b>	<b>553</b>	<b>24.480</b>	<b>-116.638</b>
Grobabschätzung Investitionsrückfluss:	-14%	104%	121%	55%

In Variante 1 (Var1) wird das bisher gedrosselte Leistung des BHKW\_16 von 190 kW<sub>el</sub> geringfügig auf 210 kW<sub>el</sub> erweitert, um eine höhere installierte Leistung für die Flexibilitätsprämie nutzbar zu machen.

Variante 1 kennzeichnet sich somit durch folgende Parameter:

- Weiterbetrieb des „neuen“ BHKW\_16 mit einer leicht erhöhten Leistung von 210 kW<sub>el</sub>.
- Flexibilitätsprämie
- Laufzeit: bis Ende des regulären EEG-Vergütungszeitraumes im Jahr 2025

Bei der detaillierten Berechnung zeigte sich jedoch, dass Variante 1, die im Grobvergleich noch knapp wirtschaftlich war, ebenfalls kein positives Ergebnis aufwies. Der interne Zinsfuß über diesen Zeitraum lag bei -5,91 % bzw. einem Nettobarwert von -4.684,- €.

Die Ursachen hierfür finden sich in den fehlenden Zusatzerlösen der Flexibilitätsprämie bzw. den zu erwartenden Mehrerlösen im Rahmen der Direktvermarktung hinsichtlich Marktprämie bzw. Einnahmen aus der flexiblen Fahrplanerzeugung oder der Regelenenergievermarktung.

Tabelle 13: Wirtschaftlichkeit Variante 1

**Zusammenfassung wichtiger Ergebnisse**

<b>Projektkennzahlen</b>		
<i>Investition</i>	Gesamtkosten Invest	15.150 €
	Abschreibung	2.164 € / Jahr
	Restwert nach 7 Jahren	0 €
	Gesamtkosten Invest abzgl. Restwert	15.150 €
<i>Finanzierung</i>	Eingesetztes Eigenkapital	1.515 €
	Zinskosten Eigenkapital (kalkulat., nicht eingepreist)	413 €
	Eingesetztes Fremdkapital	13.635 €
	Zinskosten Fremdkapital	1.227 €
	Finanzierungskosten gesamt (kalkulat., nicht eingepreist)	1.640 €
	Lohnansatz (kalkulat., nicht eingepreist)	0 €
<b>Wirtschaftlichkeitskennzahlen</b>		
	Gewinn/Verlust vor Steuern	-3.359 €
	- abzgl. kalk. Zins- und Lohnkosten	-3.771 €
	Gewinn/Verlust nach Steuern	-3.359 €
	- abzgl. kalk. Zins- und Lohnkosten	-3.771 €
<i>Projektbezogene Kennzahlen</i>	Nettobarwert	-4.684 €
	interner Zinsfuß	-5,9%
	<i>fin.</i>	

In Variante 2 (Var2) wird das BHKW\_05 entriegelt und mit 180 kW<sub>el</sub> im Bedarfsfall betrieben. Nach einem erfolgreichen Probebetrieb erhält die Anlage die Flexprämie für die volle Leistung beider BHKW. Das „neue“ BHKW\_16 mit einer Leistung von 190 kW<sub>el</sub> wird in Grundlast eingesetzt, Mehrerlöse mit einem flexiblen Fahrplanbetrieb sind nicht möglich, da das BHKW\_05 technisch dazu auf Dauer nicht in der Lage ist. Die Mehrerlöse aus der Vermarktung beschränken sich daher auf den EEG-Mehrerlös und die Flexibilitätsprämie sowie eine Teilnahme am Regulenergiemarkt mit geringer Intensität.

Var2 kennzeichnet sich somit durch folgende Parameter:

- Bedarfsbetrieb: BHKW\_05 mit 180 kW<sub>el</sub>
- Grundlastbetrieb: BHKW\_16 mit 190 kW<sub>el</sub>
- Regulenergievermarktung
- Erhöhte Flexibilitätsprämie
- Netzausbau erforderlich
- Laufzeit: bis Ende des regulären EEG-Vergütungszeitraumes im Jahr 2025

Im Gegensatz zu Variante 1 lässt sich hinsichtlich Variante 2 ein deutlich besseres Ergebnis darstellen. Die Ergebnisse zeigen über den 7-jährigen Planungszeitraum, dass ab dem 6. Jahr bzw. im Jahr 2024 Überschüsse erwirtschaftet werden.

Mit einer internen Verzinsung von 8,7 % und einem Nettobarwert der Investition von 18.354 € kann zu der Variante geraten werden, wenngleich es sich um ein vom Volumen her kleines Projekt handelt, welches dadurch auch wenig Resilienz gegenüber künftiger Teuerung (insbesondere bzgl. Einsatzstoff bzw. neuer technischer oder regulatorischer Auflagen) aufweist. Für den Betreiber ist die Entscheidung auch strategischer Natur, da er durch die Investition eine bessere Vorbereitung auf eine möglicherweise folgende Ausschreibungsteilnahme erzielt. Dieser Mehrwert sollte beim unternehmerischen Handeln mit einbezogen werden.

Tabelle 14: Wirtschaftlichkeit Variante 2

**Zusammenfassung wichtiger Ergebnisse****Projektkennzahlen**

<i>Investition</i>	Gesamtkosten Invest	92.971 €
	Abschreibung	13.282 € / Jahr
	Restwert nach 7 Jahren	0 €
	Gesamtkosten Invest abzgl. Restwert	92.971 €
<i>Finanzierung</i>	Eingesetztes Eigenkapital	9.297 €
	Zinskosten Eigenkapital (kalkulat., nicht eingepreist)	2.531 €
	Eingesetztes Fremdkapital	83.673 €
	Zinskosten Fremdkapital	7.531 €
	Finanzierungskosten gesamt (kalkulat., nicht eingepreist)	10.062 €
	Lohnansatz (kalkulat., nicht eingepreist)	6.302 €

**Wirtschaftlichkeitskennzahlen**

Gewinn/Verlust vor Steuern	35.320 €
- abzgl. kalk. Zins- und Lohnkosten	26.486 €
Gewinn/Verlust nach Steuern	24.724 €
- abzgl. kalk. Zins- und Lohnkosten	15.890 €

*Projektbezogene Kennzahlen*

Nettoarwert	18.354 €
interner Zinsfuß	8,7%

*fin.***Strom-Eigenverbrauchsoptimierung für den Bedarf der Biogasanlage**

Zur Optimierung der Ersparnis durch Eigenverbrauch wurde modellhaft ein kaskadenförmiges Messkonzept mit einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt angenommen sowie die Vollflexibilisierung der beiden BHKW mit Fahrplanbetrieb. Die Kosten für die Herstellung dieser Netzsituation wurden nicht betrachtet, da diese beim aktuellen Stand der Vorschriften für Messkonzepte (EnWG, MSBG, EEG) keine Wirtschaftlichkeit zulassen würde. Registrierende Leistungsmessungen sind hierfür in der nötigen Anzahl zu teuer.

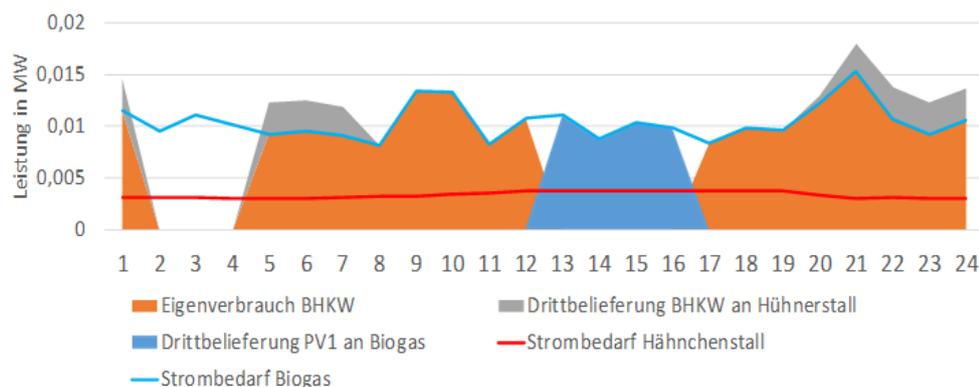


Abbildung 48: Simulation Eigenverbrauchsoptimierung Biogasanlage für den 15. August 2019

In Abbildung 48 ist zur besseren Übersicht der Versorgungssituation des Betriebsteils Biogasanlage die PV-Erzeugung und Eigenverbrauch ausgeblendet. Es ist ersichtlich, dass zu den Laufzeiten des im Optimierungskonzept flexibel erzeugenden BHKW prioritär der BHKW-Strom zur Deckung des Strombedarfs der Biogasanlage verwendet wird. Sobald die BHKW-Leistung unter die Bedarfskurve (Strombedarf Biogas) fällt, übernimmt die PV-Erzeugung die Abdeckung des Eigenverbrauchs der Biogasanlage im Rahmen einer EEG-umlagepflichtigen Drittbelieferung, da die PV-Anlage nicht zur Landwirtschaft gehört.

Nachfolgende Abbildung 49 zeigt die aktuelle Stromerzeugung der beiden BHKW inklusive der angedachten 60 kWp Photovoltaikanlage als graue, grüne und gelbfarbige Flächen. Der zu erwartende Strombedarf des Hühnerstalles sowie der Biogasanlage ist als rote und blaue Linien dargestellt, wobei der Verbrauch deutlich

geringer ist als die Erzeugungsleistung. Durch die Anforderungen des flexiblen Betriebes werden in der Simulation beide BHKW abwechselnd in Volllast betrieben und zu Zeiten geringerer Strompreise im Rahmen der Restriktionen abgeschaltet. Dadurch entsteht eine komplexe und dynamische Ausgangssituation. Zudem sind Biogasanlage und Landwirtschaft (Hähnchenstall) getrennte Betriebe, weswegen eine Stromlieferung zwischen den beiden Betriebsteilen als Drittbeförderung eingestuft und mit der vollen EEG-Umlage beaufschlagt wird.

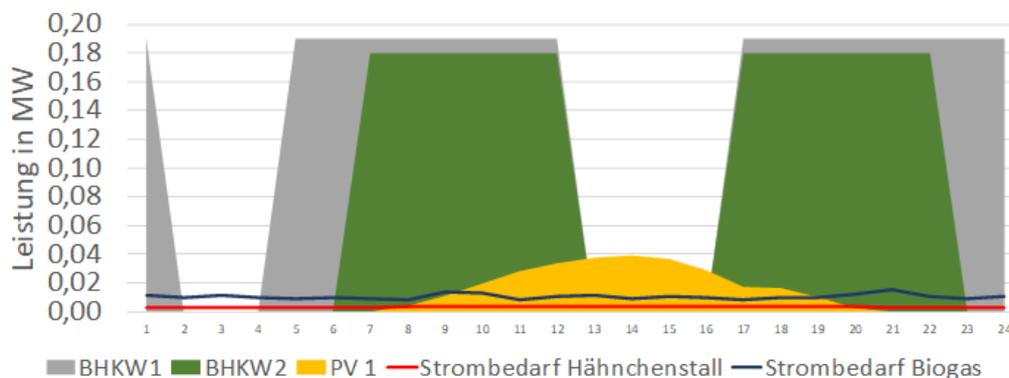


Abbildung 49: Simulation Erzeugung und Verbrauch für den 15. August 2019

Es wird deutlich, dass durch ein Konzept mit Kaskadenmessung insbesondere bei Umstellung der BHKW auf Eigenverbrauch Einsparungen erzielt werden können. In der vorliegenden Konstellation trägt zusätzlich zum Eigenverbrauch der PV-Anlage für die Hähnchenmast die Drittbeförderung der Biogasanlage in etwa demselben Maße bei. Insgesamt liegt das Einsparpotenzial mit 4.000 € jährlich in einem sinnvollen Bereich. Es ist nun entscheidend, dass von regulatorischer Seite die Voraussetzungen geschaffen werden, um diese Konzepte auch ohne eine teure Kaskadierung von Lastgangzähleinrichtungen zu ermöglichen und damit den Verbrauch von Strom Vor-Ort und die Entlastung der Übertragungsnetze anzureizen. Letztendlich müssen für Millionen kleiner Erzeugungsanlagen dringend intelligente, kostengünstige Messkonzepte mit Smart-Meter-Technologie ermöglicht werden, um die aus der Optimierung des lokalen Direktverbrauchs entstehenden persönlichen Vorteile nicht zu überkompensieren. Dadurch ließe sich der regionale Direktverbrauch deutlich anreizen und eine spürbare Entlastung der Übertragungsnetze in Zukunft erreichen.



Abbildung 50: Bauarbeiten an den Stallanlagen, die mit Biogas-Abwärme beheizt werden sollen

#### Fazit:

Aufgrund der geringen Restlaufzeit der EEG-Vergütung von 7 Jahren und der niedrigen Flex-Leistung kann der Betrieb keine großen Gewinne aus der Flexibilisierung erwirtschaften. Um mehr Erlöse aus der Flexibilisierung zu erzielen, wäre eine höhere Überbauung der Leistung nötig, jedoch müsste die Anlage immissionsschutzrechtlich genehmigt werden, was wiederum Kosten verursacht. Die durch das EEG 2014 und EEG 2017 eingeführten Deckel und Hemmschwellen bedingen dies, da eine weitere Vergrößerung der Gaserzeugungsmengen und damit eine Refinanzierung größerer Investitionen nicht zugelassen ist. Hier müssen dringend wieder neue Perspektiven und Investitionssicherheit geschaffen werden, sonst kann das Flexibilitätspotenzial nicht genutzt werden. Die aktuell favorisierte Variante 2 stellt sich nur deshalb wirtschaftlich dar, weil ein veraltetes BHKW nicht rechtzeitig erneuert wird wodurch keine faktische Flexibilisierung möglich ist. Die Lösung „Leben von der Substanz“ gibt keine neuen Impulse für die Energiewende und ermöglicht keinen sinnvollen

Weiterbetrieb der Anlage nach Ende des Betrachtungszeitraums. Auf diese Weise entzieht der heutige regulatorische Rahmen landwirtschaftlichen Biogasanlagen die Zukunftsperspektive. Positive Effekte sind durch die PV-Eigenstromerzeugung erzielbar, wobei aktuell hohe Kosten für Messkonzepte eine Optimierung einschränken. Hier könnten neue Regelungen für innovative Messsystematiken neue Möglichkeiten zur regionalen Stromnutzung eröffnen. Unter den gegebenen schwierigen Rahmenbedingungen sind diese Optimierungspotenziale die einzige nutzbare Alternative, um die Rentabilität des Betriebs zu sichern. Hemmnisse wie die EEG-Umlage auf den Eigenbedarf und die volle EEG-Umlage auf regionale Direktlieferung sollten abgeschafft oder zumindest reduziert werden, um weitere klimaschutzwirksame und volkswirtschaftlich sinnvolle Investitionen im Bereich der regionalen Direktversorgung zu erschließen.

	2015	2016	2017
<b>Anzahl Anlagen</b>	57	57	57
<b>inst. Leistung [kW]</b>	13.073	13.183	14.984
<b>Netzeinspeisung [kWh]</b>	74.353.754	75.759.298	76.620.251
<b>flexible Anlagen</b>	2	3	7
<b>KWK-Bonus absolut</b>	36.349.996	37.955.118	40.953.005
<b>KWK-Bonus [%]</b>	49	50	53

### Schlussfazit zu den Studien:

Die Studien zeigen, dass bei vielen Betrieben der Weiterbetrieb über die gesicherte 20-jährige Vergütung hinaus unter den aktuell gültigen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich möglich ist. Zu hoch wären die notwendigen Investitionen im Vergleich zur stark gesunkenen und zudem ausschreibungsbedingt unsicheren Vergütung sowie den steigenden rechtlichen Anforderungen. Gerade die landwirtschaftlichen Anlagen mit einer Größe von 100 bis 500 kW sind hiervon betroffen. Häufig stellt sich ein Rückbau der Anlagen als einzig wirtschaftlich sinnvolle Variante heraus.

Für die Studien wurden gezielt Betriebe ausgewählt, in denen die Bereitschaft vorhanden ist, die Anlage langfristig weiter zu betreiben. Dabei wurde auf Aspekte wie gesicherte Betriebsnachfolge und Investitionsbereitschaft geachtet.

Wenn regulatorisch nicht zeitnah sichere und auskömmliche Investitionsvoraussetzungen für landwirtschaftliche Biogasanlagen geschaffen werden, wird auch in vielen Fällen, in denen eine rentable Lösung verfügbar wäre, der Weiterbetrieb aufgrund des erhöhten Risikos nicht durchführbar sein. Ein starker Rückbau landwirtschaftlicher Biogasanlagen steht kurz bevor bzw. hat bereits begonnen. Zur Erreichung der Ziele des Projekts wären angepasste Förderbedingungen für derartige Anlagen notwendig.

### 1.1.5 Arbeitspaket 5: Zukunft Stromnetz

Im Arbeitsbereich Zukunft Stromnetz wurde eng mit dem Projektpartner Lechwerke AG (LEW) sowie dessen Tochterfirma Lechwerke Verteilnetz GmbH (LVN) zusammengearbeitet. Nach anfangs zähem Beginn entwickelte sich eine sehr fruchtbare Zusammenarbeit, die einige interessante Projekte und Erkenntnisse hervorbrachte. Diese werden auf den folgenden Seiten dargestellt.

#### Virtuelles Kraftwerk

Zur Planung und Auslegung zukünftiger Erzeugungseinheiten sowie zur Betrachtung der Notwendigkeit von Stromspeichern oder Lastverschiebungsmöglichkeiten werden möglichst genaue und zeitlich hoch aufgelöste Verbrauchslastgänge für die Dimensionierung von künftigen Anlagen benötigt. Je detaillierter diese Daten sind, desto besser können die darauf aufbauenden Arbeiten die Zukunft der Energieversorgung im Projektgebiet abbilden.

Um dies zu ermöglichen, wurde eine virtuelle Zusammenschaltung der Stromverbraucher und dezentralen Stromerzeugungseinheiten in der Modellregion des Landkreises Unterallgäu durchgeführt. Beteiligt sind 6 Verwaltungsgemeinschaften mit 27 Gemeinden. Es wurden die Verbrauchs- und Erzeugungslastgangdaten auf Basis von viertelstündigen Lastgängen (registrierende Leistungsmessungen RLM- Messungen) und Verbrauchs-, - und Erzeugungsprofile ohne Messung als Standardlastprofile des regionalen Netzbetreibers bzw. Bandleistungen aggregiert. Um eine grafische Darstellung zu ermöglichen, wurden die viertelstündigen Lastgänge auf einstündige Lastgänge gemittelt. Im Erzeugungslastgang sind Kraftwärmekopplungsanlagen KWK, und EEG-Anlagen berücksichtigt. Nicht enthalten sind Anlagen der deutschen Bundesbahn und Kommunen / Ortsteile außerhalb des LEW-Versorgungsgebietes. Der Lastgänge entsprechen der aggregierten Summe über alle Spannungsebenen für die öffentliche / allgemeine Stromversorgung.

Die Strombilanz, die für die Jahre 2013 bis 2017 erstellt wurde, zeigt, dass bilanziell betrachtet ein hoher Prozentsatz des Stromverbrauchs in der Modellregion bereits aus erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen gedeckt werden kann (vgl. nachfolgende Abbildung).

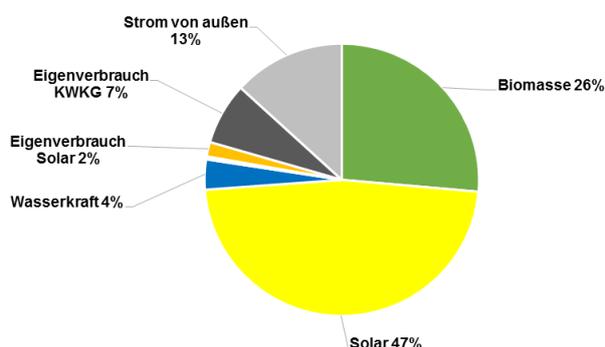


Abbildung 51: Strombilanz auf das Jahr 2017 gesehen

Gerade der hohe Anteil an PV-Strom sorgt dafür, dass zu Spitzenzeiten, vor allem in den Mittagsstunden, ein erhebliches Energieüberangebot besteht (max. 70 MW Rückspeisung) und außerhalb der Spitzenzeiten viel Strom von außerhalb der Modellregion zugekauft werden muss (max. 10 MW Bedarf). Da Erzeugung und Verbrauch bei Strom „just in time“ erfolgen muss, ist ein optimaler Ausgleich der Erzeugung (Angebot) und des Verbrauches (Nachfrage) das Ziel.

Nachfolgende Abbildung zeigt den stundengenauen Jahresverbrauchslastgang. Deutlich erkennbar sind dabei der hohe Anteil der Industrie am Verbrauch sowie der niedrigere Verbrauch an den Wochenenden, im Hochsommer sowie in der Zeit um den Jahreswechsel.

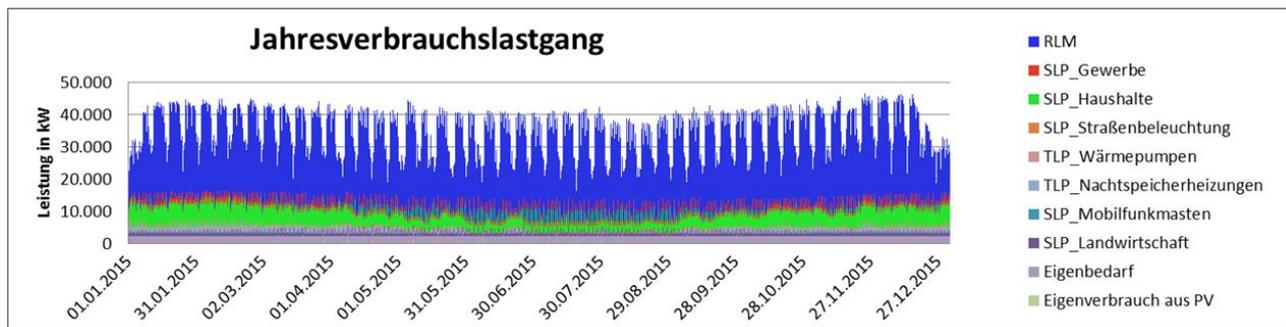


Abbildung 52: Jahresverbrauchslastgang in der Modellregion. RLM steht dabei für „registrierende Leistungsmessung“ und bedeutet, dass dieser Verbrauch Industriebetrieben mit mehr als 100.000 kWh Jahresverbrauch zugeordnet werden kann. (Quelle: LEW)

Der Jahreserzeugungslastgang hingegen zeigt, dass Biogas im Jahr 2015 kontinuierlich Strom erzeugte, wohingegen die PV-Anlagen für deutliche Erzeugungsspitzen sorgen.

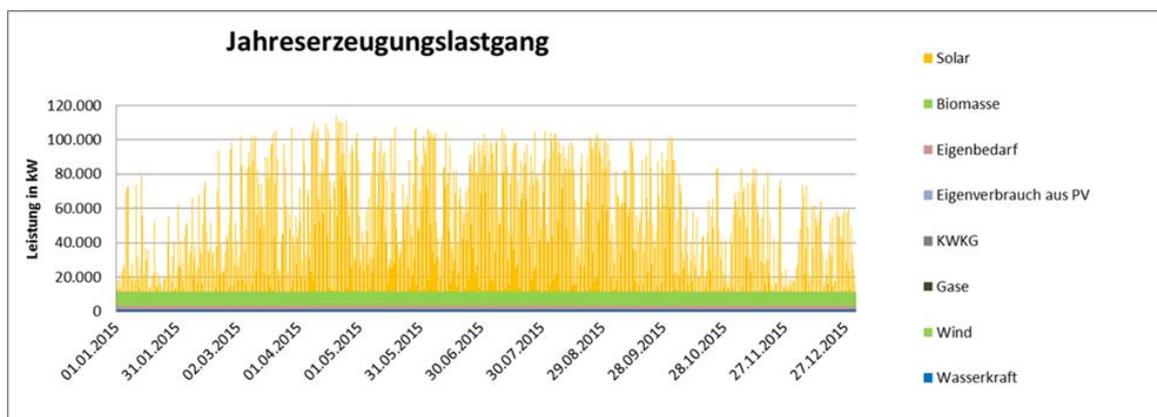


Abbildung 53: Die Erzeugung in der Modellregion 2015 setzte sich im Wesentlichen aus PV-Strom und Biogas-Strom zusammen (Quelle: LEW)

Aus diesen Daten konnte nun ein stundengenauer Differenzlastgang gebildet werden, der verdeutlicht, zu welchen Zeiten Strommangel bzw. -überschuss im Netz herrschte. Abbildung 54 verdeutlicht, dass gerade in den Sommermonaten große Mengen an Strom überschüssig vorhanden sind, wobei auch ganzjährig immer wieder auf Stromimporte aus dem überregionalen Netz zurückgegriffen werden muss.

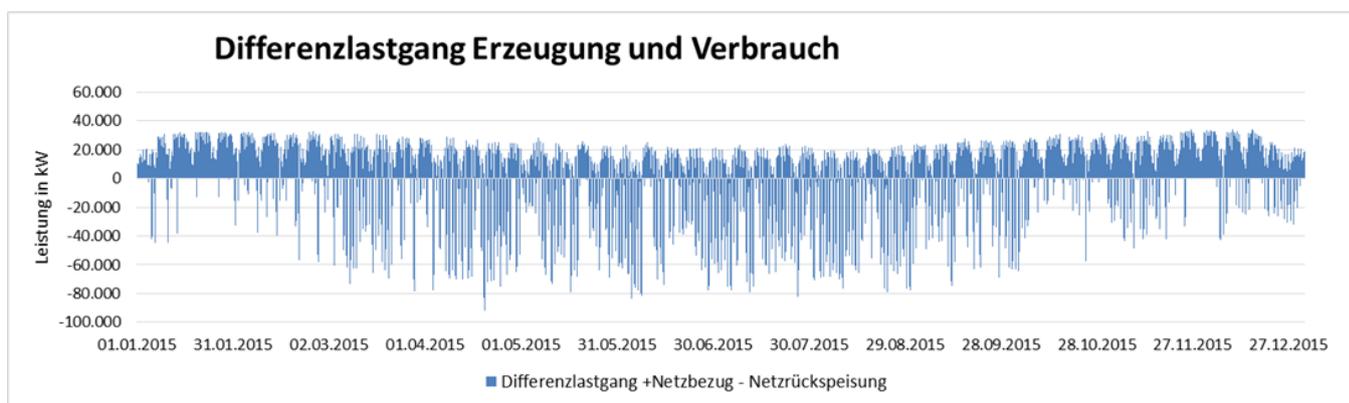


Abbildung 54: Differenzlastgang für die Modellregion 2015. Die negativen Zahlen stellen Überschüsse dar, die ins überregionale Netz rückgespeist werden müssen. (Quelle: LEW)

Die mengenbasierte regionale Energieerzeugung auf Basis des 1-Stunden-Lastgangs ergibt eine Nutzung der regionalen Energieerzeugung von 163 GWh der Erzeugungsmenge, dies entspricht einer lastgangbasierten regionalen Nutzung der Erzeugungsquote von ca. 70 %.

Werden Verbrauchslastgang und der Erzeugungslastgang anhand der einzelnen Werte ihrer Größe nach sortiert und auf einer Jahreszeitachse (8.760 h/a) aufgetragen entsteht die Jahresdauerlinie für die Modellregion

(Abbildung 55). Die Fläche unterhalb der gelben Linie stellt somit die Jahreserzeugung des Projektgebietes mit ca. 233 GWh dar. Bereits in dieser Grafik wird deutlich sichtbar, dass die sich Modellregion aktuell nur 2.320 Stunden im Jahr autark mit Strom versorgen kann – trotz 90 %iger Eigenversorgungsquote laut Strombilanz.

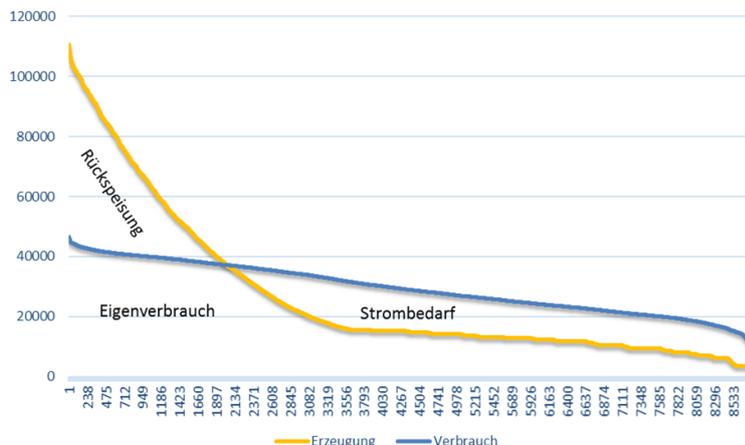


Abbildung 55: Jahresdauerlinie Verbrauch und Erzeugung Modellregion 2015 (Quelle: LEW)

Noch besser verdeutlichen dies die Zahlen nachfolgender Tabelle. Trotz der bilanziellen 90 % Eigenversorgungsquote kann sich die Region zu ca. 26,5 % der Jahresstunden vollständig autark versorgen. Ohne Biogasanlagen, die aktuell für eine Grundlast aus erneuerbaren Energien sorgen, wäre die Stromnetzautarkie zu lediglich 20 % der Jahresstunden erreicht.

Tabelle 15: Übersichtstabelle zum virtuellen Kraftwerk Energiewende Unterallgäu Nordwest (Quelle: LEW)

	Menge in kWh	Prozent
Regionaler Energiebedarf	257.878.033	
Bezug aus dem Stromnetz	94.399.899	36,6%
Nutzung Regionaler Erzeugung	163.490.937	69,9%
Regionale Erzeugungsnutzung / Strombedarf		
Regionale Energieerzeugung Gesamt	233.966.963	90,7%
Rückspeisung regionaler Erzeugung	70.476.026	30,1%
Stromnetzautarkiequote Stundenbasiert	2.320	26,5%
Stunden Eigenbedarfsdeckung / Jahresstundenanzahl		

### Untersuchungen der Auswirkungen einer verteilnetzdienlichen Flexibilisierung von Biogasanlagen auf das virtuelle Kraftwerk

Wie bereits erwähnt, ist es unter den aktuell gültigen Rahmenbedingungen nur schwer möglich, große Ausbaumengen an erzeugter Jahresenergie aus Biogas zu erreichen. Möglich und erstrebenswert ist hingegen eine Flexibilisierung des Anlagenparks. Um mehr Strom regional verbrauchen zu können, müssen Erzeugung und Verbrauch aufeinander abgestimmt werden. Zudem müssen die Erzeugungsanlagen – in der Modellregion vor allem PV- und Biogasanlagen – aufeinander abgestimmt werden.

Gemeinsam mit LEW wurde zunächst untersucht, wie sich die Autarkiequote allein durch die optimierte Steuerung des vorhandenen Biogasanlagenparks verändern würde. Bei höherer PV-Erzeugungsleistung werden in diesem Szenario automatisch die Biogasanlagen zurückgefahren.

Nachfolgende Abbildungen zeigen zunächst den Ist- und anschließend den optimierten Zustand. Die Autarkiequote kann von 26 % auf 34 % angehoben werden.

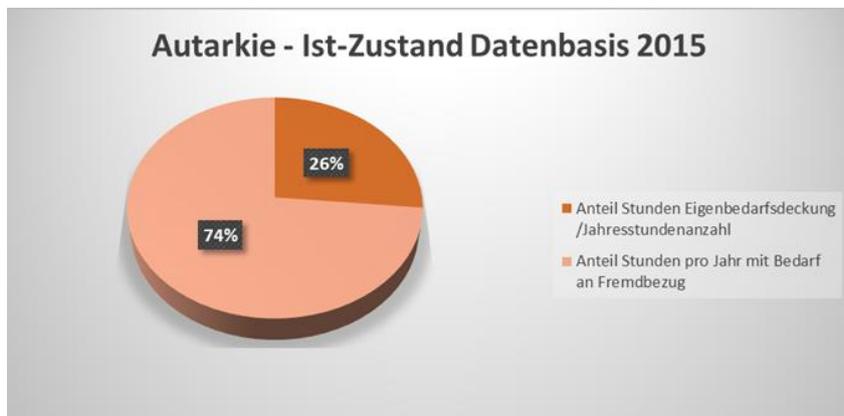


Abbildung 56: Anteil der Stunden, in dem eine Eigenbedarfsdeckung durch die installierten Erzeugungsanlagen möglich ist, beträgt 2015 ca. 26 % (Autarkiegrad). (Quelle: LEW)

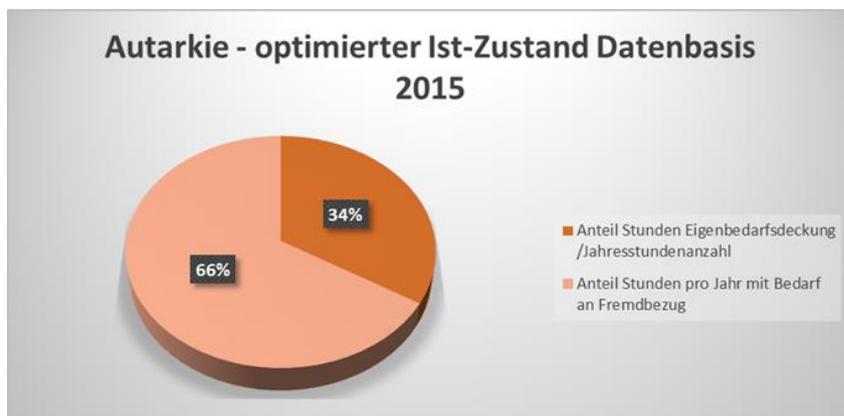


Abbildung 57: Durch eine reine Steuerung der Anlagen in Abstimmung mit der PV-Erzeugung kann der Autarkiegrad auf ca. 34 % gesteigert werden. (Quelle: LEW)

Schließlich wurde untersucht, inwiefern sich eine doppelte Überbauung der Anlagen auswirkt, wenn diese anschließend auch verteilnetzdienlich Strom erzeugen. Abbildung 58 zeigt, dass die Autarkiequote durch diese Maßnahmen enorm ansteigen würde. Zu beachten sind in diesem Zusammenhang allerdings die begrenzten Kapazitäten der Netzanschlusspunkte, die eine Flexibilisierung mitunter nur bei großem zusätzlichem Kostenaufwand möglich machen (vgl. hierzu Kapitel Biogas). Dennoch zeigen die Berechnungen deutlich, wie groß das Potenzial an Flexibilisierung im bestehenden Anlagenpark ist.

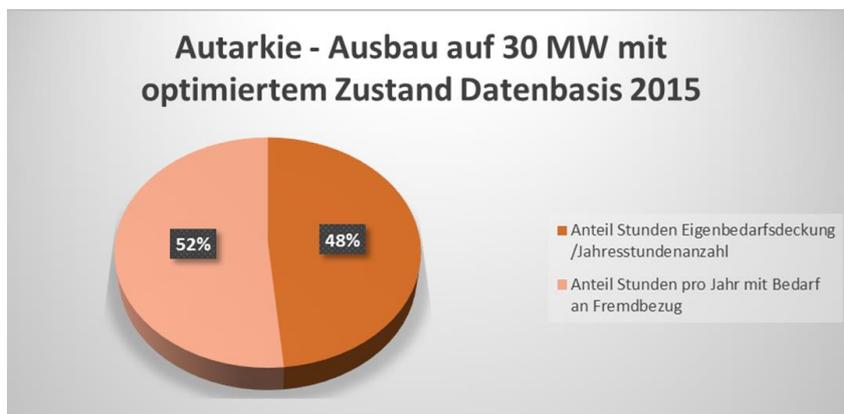


Abbildung 58: Steigerung der eingebauten Leistungen der bestehenden Biogasanlagen auf 30 MW kann Erhöhung der Autarkiequote auf rund 48 % bedeuten. (Quelle: LEW)

## Bericht zum Teilprojekt:

Die Erneuerbaren sind dezentral. 2017 speisten laut VKU 1,6 Millionen regenerative Kraftwerke, entsprechend 97 Prozent aller erneuerbaren Anlagen, auf der Verteilnetzebene ein<sup>1</sup>. Gleichzeitig nimmt die Häufigkeit von Netzengpässen sowohl im Niederspannungs- als auch im Übertragungsnetz zu. Als Lösungsansatz wird der Netzausbau auf allen Spannungsebenen vorangetrieben, der jedoch teuer ist, viel Zeit benötigt und auf große Akzeptanzprobleme stößt. Ein zweiter Weg wäre die Aktivierung von Flexibilitäten im Verteilnetz, also die bedarfsgerechte Zu- oder Abschaltung von Erzeugern und Lasten, um die Differenz zwischen Stromangebot und –nachfrage auszugleichen. Auf Erzeugerseite sind dafür flexible und gleichzeitig grundlastfähige Anlagen gefragt, die Wind und Sonne stundenweise oder bei Dunkelflauten auch wochenlang ersetzen können. Ideal geeignet für diese Aufgabe sind u.a. flexibilisierte Biogasanlagen mit vergrößertem Gasspeicher und zusätzlichen Blockheizkraftwerken (BHKW).

Noch gehen die Anreize für eine Flexibilisierung von Biogasanlagen nur von der staatlichen Förderung und den stündlichen Preisunterschieden an der Energiebörsen EEX in Leipzig und EPEX in Paris aus. Der Netzbetreiber gewährt für Bestandsanlagen eine staatlich garantierte Flexibilitätsprämie, die bei sog. doppelter Überbauung (Leistungszubau von 100 %) bei 130 € je kW<sub>el</sub> liegt und für jede weitere zugebaute kW<sub>el</sub> 65 EUR beträgt. Die Prämie ist bei 1.350 MW gedeckelt und war laut Bundesnetzagentur Ende Januar 2018 bereits zu 42 Prozent ausgeschöpft. Neuanlagen und Anlagen, die die zehnjährige EEG-Anschlussförderung erhalten, bekommen einen „Flexibilitätszuschlag“ von 40 € je kW installierte Leistung. Durch den Stromverkauf über einen Direktvermarkter können Anlagenbetreiber zudem höhere Vergütungen erwirtschaften, wenn sie sich nach Fahrplänen richten, die sich wiederum an den Börsenpreisen orientieren.

Durch das veränderliche Stromangebot aus Sonne und Wind kann die Netzfrequenz je nach Wetterlage schwanken. Zum Ausgleich dieser Schwankungen benötigen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Regelenergie – diese können Biogasanlagen liefern, denn die Biogasanlagen können kurzfristig ihre Stromproduktion anpassen. Diese Flexibilität ist auf dem Regelenergiemarkt bares Geld wert.

Verteilnetzbetreiber können Biogasanlagen nach aktueller Rechtslage hingegen keine Anreize für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilität auf der Ebene ihres regionalen Netzes bieten. Dabei wäre eine regionale Netzstabilisierung dringend nötig, denn die Preise an den Handelsplätzen senden nicht immer die passenden Signale für alle Netzregionen Deutschlands. Vereinfacht gesagt: Wenn an der Spotmarktbörse in Paris die Strompreise niedrig sind, weil viel Windstrom aus Norddeutschland in die Übertragungsnetze fließt, kann in Süddeutschland, aufgrund fehlender Einspeisung von PV- und Windstrom sowie geringer Verfügbarkeit von Wasserkraft der Strombedarf regional trotzdem hoch sein.

Welches Potenzial flexibilisierte Biogasanlagen zur Stabilisierung eines Verteilnetzes haben, wurde im Rahmen des Projekts Energiewende Unterallgäu untersucht. Die Lechwerke untersuchen im Rahmen des Projektes u.a. mit einem virtuellen Regionalwerk eine Bündelung der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen und eine Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch, um die Stromnachfrage stärker regional abzudecken. Zu diesem Zweck analysierten die Lechwerke zunächst den Ist-Zustand in der Region anhand der Lastgänge von Verbrauch und Erzeugung im Jahr 2015. In den untersuchten 27 Gemeinden wurden insgesamt fast 260 Mio. Kilowattstunden verbraucht<sup>2</sup>, wobei die Industrie mit über 50 Prozent der größte Nachfrager war. Im Erzeugungslastgang berücksichtigten die Lechwerke sämtliche Wasserkraft- und EEG-Anlagen, außerdem die regionale Stromerzeugung industrieller, mit Erdgas betriebener Kraftwärmekopplungs(KWK)-Anlagen. Insgesamt erzeugten diese Anlagen 2015 knapp 234 Mio. kWh Strom, wovon die 6.000 Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von 128 MW über die Hälfte beitrugen. Die 55 Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von knapp 16 MW erzeugten gut 30 Prozent der Stromproduktion. Deutlich kleinere Beiträge leisteten die KWK- und Wasserkraft-Anlagen sowie eine Windkraftanlage. Rein rechnerisch konnte sich die Region damit 2015 zu über 90 Prozent selbst versorgen. Aufgrund der Ungleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch wurden tatsächlich aber nur 70 Prozent der regionalen Erzeugung in der Region verbraucht, 30 Prozent mussten in das Übertragungsnetz rückgespeist werden. Eine vollständig autarke Versorgung wäre nur in gut einem Viertel der Jahrestunden möglich.

In einem zweiten Schritt simulierten die Mitarbeiter der Lechwerke ein Szenario „Biogas-Flexibilisierung“, das unterstellte, alle 55 Biogasanlagen in der Region seien flexibilisiert, bei stufenweiser Erhöhung des Grades der Flexibilisierung bis zur gut verdoppelten installierten Leistung von knapp 16 auf 35 MW. In der Realität waren 2015 erst zwei und 2017 sieben Anlagen flexibilisiert. Ziel der Simulation war es, zu prüfen, ob und

<sup>1</sup> [https://www.vku.de/fileadmin/user\\_upload/Verbandsseite/Positionen/Kommunale\\_Energieversorgung/171019\\_Infoblatt\\_NQdZ.PDF](https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Positionen/Kommunale_Energieversorgung/171019_Infoblatt_NQdZ.PDF)

<sup>2</sup> Aggregierte Summe über alle Spannungsebenen für die öffentliche, allgemeine Stromversorgung

inwieweit sich die Rückspeisung der regionalen Erzeugung durch den zeitlich optimierten Anlagenbetrieb verringern lässt, was einen direkten Beitrag zur Verringerung des Netzausbaubedarfs leisten würde. Es wurde angenommen, dass sich die gesamte Jahresstromerzeugung gegenüber der tatsächlichen Stromproduktion in 2015 nicht erhöhen sollte, die fiktiven „Flex-Biogasanlagen also nicht mehr Biomasse und damit auch keine zusätzlichen Anbauflächen verbrauchen sollten.

Im Ergebnis erhöhte sich bei maximaler Flexibilisierung die Nutzungsquote der regionalen Erzeugung von 70 auf 75 Prozent, die Rückspeisung regionaler Energie sank von gut 70 Mio. auf knapp 60 Mio. Kilowattstunden. Durch die optimierte Biogasproduktion, die nur in Zeiten hoher Stromnachfrage bzw. niedriger Solarstromerzeugung stattfand, fielen die extremen Erzeugungsspitzen der Photovoltaik etwas weniger stark ins Gewicht. Für deren stärkeren Abbau bedürfte es allerdings weiterer Lösungen, etwa einer Kopplung mit flexiblen Lasten, zum Beispiel mit energieintensiven Prozessen in der Industrie, der Erzeugung von Wärme (Power to Heat) oder der Elektromobilität.

Besonders deutlich stieg der Autarkiegrad, also die Anzahl der Stunden, in denen sich die Region vollständig selbst mit Energie versorgen könnte; er verdoppelte sich nahezu von 26,5 Prozent auf bis zu 51,5 Prozent.

Die Simulationen der Lechwerke sind bislang ein reines Rechenspiel, denn noch fehlt die Möglichkeit, in der Region wirtschaftliche Anreize für ein solches Szenario zu setzen. Benötigt würde ein zusätzlicher regionaler Flexmarkt. Der Netzausbau muss dabei bedarfsorientiert, effizient, und unter Einsatz digitaler Technik (z.B. intelligente Ortsnetzstationen) und zukünftig auch unter Nutzung dezentraler Flexibilitäten erfolgen. Um künftig mehr „Köpfchen statt Kupfer“ im Verteilnetz zu ermöglichen, ist zukünftig ein passender regulatorischer Rahmen zu gestalten und mit effizienten Flexibilitätsanreizsystemen zu versehen. Die Verantwortung des Netzbetreibers liegt in der Optimierung von Flexibilitätsnutzung gegenüber Kosten, die für den Netzausbau entstehen würden. Der Wert von Flexibilitäten auf der Verteilnetzebene muss regulatorisch und monetär anerkannt werden. Der gesetzliche Rahmen muss dabei so angepasst werden, dass ein level-playing-field für Flexibilitätsnutzung und Netzausbau besteht. Hier besteht großer Handlungsbedarf.

#### Fazit:

Der Ausbau des Verteilnetzes bis auf die letzte Leistungsspitze ist gesamtwirtschaftlich nicht sinnvoll – in der Netzplanung sollte der Verteilnetzbetreiber daher Netzausbau und Flexibilitätseinsatz gegeneinander abwägen können. Aktuell erfolgt die Vergütung der Flexibilität basierend auf dem deutschlandweiten Börsenstrompreis. Da dieser stark von den Windkraftanlagen im Norden der Bundesrepublik bestimmt wird, kann es hier zu erheblichen Verzerrungen kommen. Beispielsweise senkt ein hohes Windaufkommen im Norden den Börsenpreis. Zur gleichen Zeit kann es im Süden Deutschlands durch Bewölkung zu einem Strommangel im Netz kommen. Der Direktvermarkter schaltet in diesem Fall dennoch die Biogasanlage ab, um für den Betreiber ein wirtschaftliches Optimum zu erzielen. Ergebnisse wie diese zeigen, dass die Rahmenbedingungen der Stromvermarktung an die Erfordernisse der dezentralen Energiewende angepasst werden müssen.

Die Ergebnisse dieser Untersuchungen wurden in mehreren Fachzeitschriften veröffentlicht.

#### **FLAIR – Flexible Lasten intelligent regeln**

Aus den Betrachtungen zum virtuellen Kraftwerk heraus ist ein weiteres Teilprojekt entstanden. Das Projekt FLAIR zielt auf die autarke Steuerung von flexiblen Lasten im Verteilnetz ab.

FLAIR ist ein Gemeinschaftsprojekt von eza!, der LEW Verteilnetz GmbH und der Hochschule München im Landkreis Unterallgäu. FLAIR ist ein Teilprojekt des Forschungsvorhabens Energiewende Unterallgäu Nordwest. Das übergeordnete Ziel hierbei ist eine beschleunigte Energiewende in den Sektoren Strom und Wärme. Dabei soll der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch der Region von 37 % im Jahr 2016 innerhalb von 5 Jahren auf 60 % steigen. Das FLAIR-Projekt verfolgt den Ansatz einer möglichst einfachen, lokal installierten Messtechnik, ohne Kommunikation, die den Netzzustand erkennt und schaltbare Lasten dann einschaltet, wenn ein lokaler Überschuss im Stromnetz vorliegt.

Die Erzeugerstruktur hat sich seit den letzten Jahren stark gewandelt: Die Zahl der Großkraftwerke in der Nähe von Ballungszentren sinkt und die der kleineren, dezentralen, regenerativen Energieerzeuger steigt. Die Steuerbarkeit bei regenerativen Energieerzeugern ist jedoch erschwert. An sonnigen Tagen kann dies in ländlichen Siedlungsgebieten mit vergleichsweise großen Photovoltaikanlagen zur Leistungsflussumkehr führen. Durch die Verlagerung des Energiebezugs in die Zeiten, in denen ein Überschuss im Netz vorliegt, kann die lokal erzeugte Leistung aus erneuerbaren Energien besser genutzt werden.

Im Projekt stellen elektrische Nachtspeicherheizungen die flexibel schaltbaren Verbraucher dar. Bisher wurden die Freigabezeiten für das Laden der Heizungen durch ein Rundsteuersignal vom Verteilnetzbetreiber zeitlich getaktet. Prinzipiell sind die genauen Zeiten frei wählbar, solange eine Mindestdauer pro Tag nicht unterschritten wird und sichergestellt ist, dass eine Netzüberlastung vermieden wird. Die zeitliche Freigabe kann nicht

pauschal von der Nacht in den Tag verschoben werden, da an Tagen geringer dezentraler Einspeisung eine Überlastung der Netze nicht auszuschließen ist. Daher ist das Ziel des Projekts, die Aufladung der Heizungen nicht mehr zeitlich zu definieren, sondern die Ladezeiten in die Zeiten des regionalen Energieüberschusses zu verschieben.

Prototypen des im Rahmen des Projekts FLAIR von der Hochschule München entwickelten intelligenten Mess- und Steuermoduls (basierend auf einem Raspberry Pi) wurden bereits im Hausanschlusskasten von Privathaushalten im Allgäu installiert. Jedes Modul ist autark, das heißt es ist nicht auf eine Kommunikation von oder nach extern angewiesen (Abbildung 59). Es misst die Netzspannungen (sowie die Ströme der Speicherheizung) aller Phasen, bestimmt daraus den Netzzustand vor Ort und gibt optimierte Ladezeiten, unter Berücksichtigung der täglichen Mindestladezeit, an das Heizungssystem weiter (siehe Abbildung 61 rechts). Während der Projektlaufzeit werden die erfassten Messdaten auf einen Server der Hochschule München kopiert, die hierzu notwendige Internetanbindung des Moduls erfolgt über eine Fritz!Box, die als WLAN-Brücke zum kundenseitig vorhandenen Netzwerk agiert. Neben der Überprüfung der Zuverlässigkeit der Module kann anhand der laufenden Messungen der Berechnungsalgorithmus für die Freigabezeiten überprüft und optimiert werden.

In der ersten Testphase, beginnend im November 2018, wurde der Normalbetrieb der Speicherheizungen sowie Netzspannungen aufgezeichnet, um eine ausreichende Datengrundlage für den Steueralgorithmus zu erhalten. In der nachfolgenden Phase bis voraussichtlich Mai 2019 werden die Algorithmen kontinuierlich validiert und weiterentwickelt.

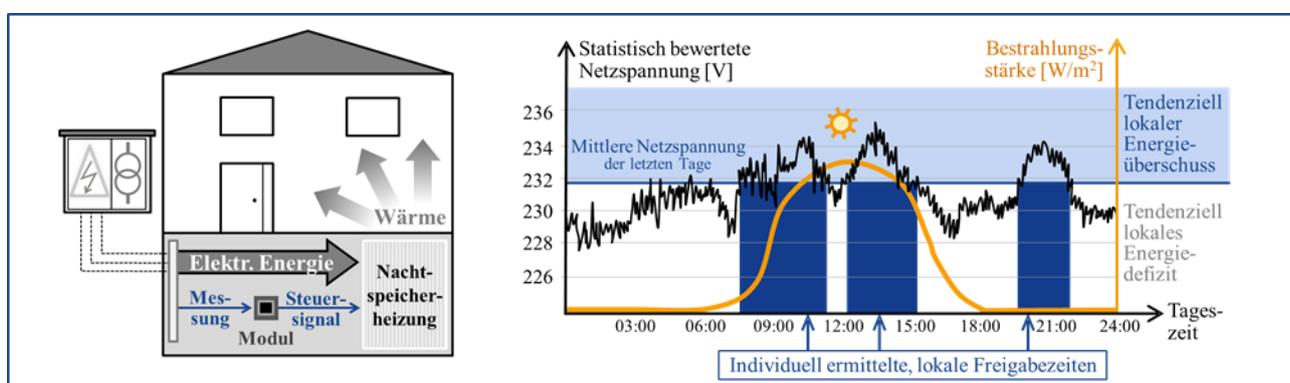


Abbildung 59: Übersicht zum FLAIR-Konzept (links) und das Vorgehen zur Ermittlung individueller Freigabezeiten (Quelle: LEW AG)

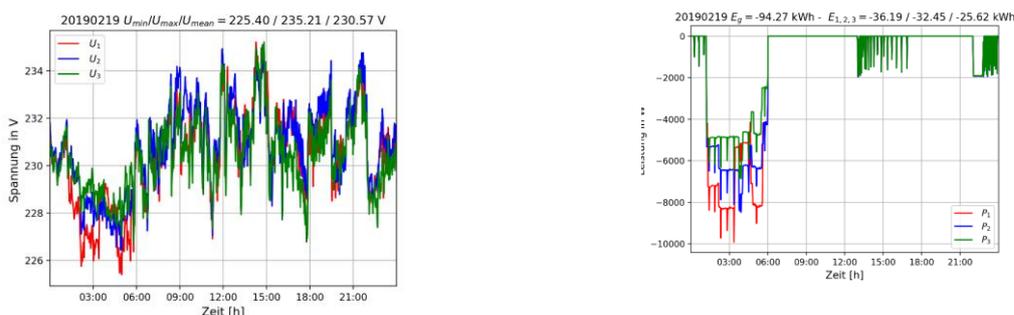


Abbildung 60: Exemplarischer Verlauf der tatsächlichen Netzspannung (links) und Bezugsleistung der Speicherheizung (rechts) in einem Testhaushalt am 19.02.2019

### 1.1.6 Arbeitspaket 6: Energiewende Unternehmen

Obwohl die Modellregion ländlich geprägt ist, spielen Unternehmen hinsichtlich der Energieverbräuche eine große Rolle. Deshalb wurden auch in diesem Bereich intensive Bemühungen angestellt, um Energie einzusparen und um fossile durch erneuerbare Energieträger zu ersetzen.

#### Unternehmensnetzwerk

Unternehmen können durch unterschiedlichste Maßnahmen ihren Energieverbrauch spürbar senken und ihre Wettbewerbsfähigkeit stärken. Hilfe bieten dabei Energieeffizienz-Netzwerke für Unternehmen. Ein Netzwerk wurde im Rahmen des Projekts Energiewende Unterallgäu Nordwest gegründet. Unter der Leitung von eza! treffen sich seitdem die Vertreter von acht Unterallgäuer Unternehmen regelmäßig zum Erfahrungsaustausch. Ziel des Netzwerks ist es, beim Thema Energiesparen voneinander zu lernen und sich über neue Trends, innovative Produkte, umgesetzte Projekte sowie aktuelle Fördermöglichkeiten zu informieren. Im Projektzeitraum fanden 7 Netzwerktreffen und eine Infoveranstaltung statt.

Teilnehmende Unternehmen waren:

- Gemeinde Winterrieden (mit der kommunalen Kläranlage)
- JOMA Dämmstoffwerk GmbH
- Ziegelwerk Klosterbeuren
- Zimmerei Heckel
- Baufritz
- Wanzl Metallwaren
- Molkerei Ehrmann



Abbildung 61: Bei zahlreichen Netzwerktreffen konnten sich Unternehmen aus der Modellregion untereinander austauschen (Foto entstand beim Netzwerktreffen bei der Firma Wanzl in Kirchheim)

Das Unternehmensnetzwerk, das aus dem Projekt Energiewende Unterallgäu entstanden ist, soll auch im Nachgang an das Modellprojekt weiterhin aufrechterhalten werden.

#### Energieautarke Green Factory 2.0 der Alois Müller Gruppe

Ein absolutes Vorbild im Bereich Industriebau ist die neue Fabrik der Alois Müller Produktions GmbH, in der CO<sub>2</sub>-neutrale Energiemodulsysteme und andere versorgungstechnische Komponenten wie Rohrleitungssysteme hergestellt werden. Eine 1,1 MW-PV-Anlage (10.000 m<sup>2</sup>) deckt rund 90 % des Strombedarfs ab. Die verbleibenden 10 % liefert ein Blockheizkraftwerk. Ein Großteil des Wärmebedarfs wird klimafreundlich durch eine 200 kW-Pellet-Heizanlage und durch mit PV-Strom betriebene Wärmepumpen bereitgestellt. Überschüssige Wärme- und Kälteenergie geht in ein Wärmenetz mit benachbarten Firmen, die somit gleich mitversorgt werden.



Abbildung 62: Pufferspeicher an der Heizzentrale auf dem Firmengelände der Green Factory 2.0

Durch ein intelligentes Energiesystem werden die Prozesse in der Firma bestmöglich auf die eigene Stromerzeugung abgestimmt. Wärme, Kälte und Druckluft können über Pufferspeicher über mehrere Tage gespeichert werden. Hierdurch kann Sonnenenergie auch an Wochenenden genutzt und gespeichert werden. Schlechtwetter-Tage lassen sich mühelos überbrücken.



Abbildung 63: Firmenchef Andreas Müller erläutert das Prinzip der CO<sub>2</sub> neutralen Fabrik (von rechts: Frau Christa Bail, Bürgermeisterin der Gemeinde Westerheim, Dr. Thorsten Gottschau (FNR), Landrat Hans-Joachim Weirather und Andreas Müller)

#### Firma Baufritz – Mitarbeiter-PV: „Fritz-Strom-Gemeinschaften“

Bei den Fritz-Strom-Gemeinschaften handelt es sich um eigenständige, kleine Firmen, bestehend aus Baufritz-Mitarbeiterinnen und -Mitarbeitern. Baufritz stellt hierfür die Firmendächer kostenlos zur Verfügung, mit folgendem Ziel: Symbiose aus erneuerbarer Stromerzeugung vor Ort, Mitarbeitermotivation und Mitarbeiterrentenvorsorge. Die Firma Baufritz deckt inzwischen rund 30 % des Strombedarfs durch selbst produzierten PV-Strom.

Die Firma Baufritz nimmt seit Beginn am Unternehmensnetzwerk im Rahmen der Energiewende Unterallgäu teil.

#### Ziegelwerk Klosterbeuren

Auch das Ziegelwerk Klosterbeuren nimmt am Unternehmensnetzwerk teil. Es ist einer der größten Energieverbraucher in der Modellregion, da die Ziegelherstellung enorme Wärmemengen benötigt. Dennoch ist auch dieses Unternehmen auf Nachhaltigkeit bedacht. Zum einen spiegelt sich dies in innovativen Ziegelprodukten wieder, die inzwischen über immer besser werdende Dämmeigenschaften verfügen und mit Dämmmaterialien gefüllt sind, zum anderen wurden zahlreiche Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz und erneuerbarer Energien umgesetzt. Ein Beispiel hierfür ist die Errichtung von PV-Anlagen: In Summe wurden 650 kWp Leistung an Photovoltaik-Anlagen auf den Dächern des Ziegelwerkes Klosterbeuren installiert. Hierdurch lassen sich ca. 650 MWh Strom erneuerbar erzeugen. Die Anlagen wurden zwischen 2004-2017 errichtet und helfen, jährlich 370 Tonnen CO<sub>2</sub> einzusparen. Zudem wurde ein Großteil der Beleuchtung durch LED-Leuchten ersetzt. Die Leistungsaufnahme jeder einzelnen Leuchte konnte von 280 Watt auf 50 Watt reduziert werden (Einsparung ~82 %).



Abbildung 64: Ziegelwerk Klosterbeuren mit den bereits verpackten Ziegeln

Nachfolgende Maßnahmen wurden im Bereich Abwärmenutzung durchgeführt:

- neue Kompressoranlage mit Wärmerückgewinnung (jährliche Einsparung von 57.300 kWh)
- neue Heizungsanlage für Büro- und Sozialräume mit Wärmerückgewinnung aus Produktion (jährliche Einsparung von 356.000 kWh)
- Abwärme aus dem Trockner wird für die Beheizung des Neubaus genutzt und ersetzt zukünftig zwei bestehende Ölheizungen des Verwaltungsgebäudes
- zukünftig ist nur noch eine Heizungsanlage statt vier dezentraler Anlagen im Einsatz
- der Neubau erhält eine eigene Lüftungstechnik mit Wärmerückgewinnung

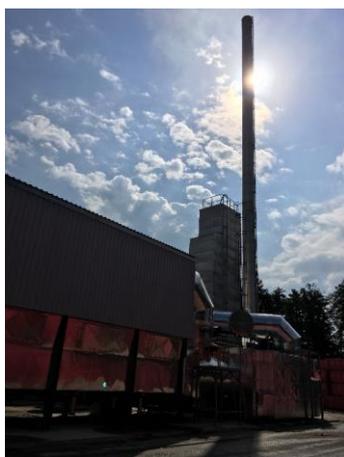


Abbildung 65: Kamin mit Rauchgasreinigung und Wärmerückgewinnung

Im Bereich der Rauchgasreinigung wurden folgende Maßnahmen umgesetzt:

- umgesetzt in 2016
- moderne Rauchgasreinigungsanlage zur thermischen Nachverbrennung mit Regenerations-Speicher
- Verbrennungsprozess wird durch Restenergie der Abgase betrieben
- Nachfeuerung durch Erdgas konnte ersetzt werden
- Verbrauch von Erdgas konnte um 80 % für die thermische Nachverbrennung reduziert werden (2017 gegenüber 2015)
- ca. 1.000 t CO<sub>2</sub>-Einsparung

Weitere Maßnahmen:

- neue LED-Beleuchtung Pressenhaus Werk 1 (jährliche Einsparung 2.140 kWh)
- neue drehzahlgeregelte Vakuumpumpe (jährliche Einsparung 47.800 kWh)

Untersucht wurde zudem die Möglichkeit der Abschaltung des Fluorabscheiders im Ziegelwerk. Aus der vergangenen Entwicklung wurde beim Bau des Werkes 2 eine Fluorabscheideanlage im Rauchgas installiert. Im Ziegel-Rohmaterial enthaltenes Fluor sollte somit gefiltert werden. Für den Betrieb des Fluorfilters ergibt sich ein zusätzlicher Luftwiderstand im Rauchgas von ca. 500 Pascal; dies entspricht in etwa einer elektrischen

Leistungsaufnahme des Lüftermotors von ca. 35 kW<sub>el</sub> bei ca. 330 Betriebstagen. Der Abscheider benötigt jährlich rund 275 MWh Strom und verursacht dadurch rund 134 Tonnen zusätzlichen CO<sub>2</sub> Ausstoß. Zwischenzeitlich wurde die Rauchgasreinigung mit einer thermischen Nachverbrennung ausgerüstet. Die Fluorabscheidung beträgt mittlerweile nur noch ca. ein Zehntel dessen, was gesetzlich gefordert ist. Würde der vorhandene Fluorfilter ausgebaut, würde der Fluorgehalt im Abgas geringfügig ansteigen, wäre jedoch noch weit unter dem gesetzlich erlaubten Grenzwert. Das Landratsamt erteilte bis jetzt noch keine Genehmigung zum Rückbau. Das HF-Gas wird durch die Wahl des Ziegelrohstoffs beeinflusst.

#### Wanzl Metallwarenfabrik GmbH

Die Firma Wanzl - ebenfalls seit Projektbeginn Mitglied des Unternehmensnetzwerks - beschäftigt am Standort Kirchheim rund 500 Mitarbeiter und ist Weltmarktführer im Bereich Einkaufswagen. Mit der Firma Wanzl bestand bereits zu Beginn des Projekts ein enger Kontakt und so fand auch die Pressekonferenz zum Projektauftritt auf deren Firmengelände statt. Seit 2009 wird ein Teil des Wärmebedarfs durch Biogas-Abwärme gedeckt. Dafür wurde eine Biogasleitung von der Biogasanlage Spöckmühle zum Firmengelände gelegt, wo ein Satelliten-Blockheizkraftwerk (BHKW) Strom und Wärme produziert. Im Jahr 2019 musste nach 80.000 Betriebsstunden der Motor des BHKW erneuert werden. Dieser läuft momentan rund 8.500 Stunden pro Jahr und liefert ca. 420 kW thermische Leistung. Der genaue Wärmepreis, den die Firma Wanzl für die Nutzung der Biogas-Abwärme bezahlt, ist nicht bekannt – den Angaben zufolge ist er jedoch sehr niedrig. Die Firma Wanzl erhielt während der Projektphase Beratungsleistungen und nahm Inspirationen aus den verschiedenen Netzwerktreffen mit.

Folgende Maßnahmen wurden zwischen 2016 und 2019 umgesetzt:

- Modernisierung der Zu-/Abluft der Galvanik in Werk III inklusive Wärmerückgewinnung
- Einbau LED Beleuchtung in den Hallen 8 und 9
- Nutzung Abluft aus Pulverbeschichtung zum Heizen von Halle 9
- Einbau LED Beleuchtung in den Hallen 6 und 10
- Einbau WRG in Kompressor
- Abschaltung Trafo in Station U0
- Lichtsteuerung in den Hallen 11,12 und 13
- Einbau von Bewegungsmeldern in den Sozialräumen Halle 11
- Einbau LED Beleuchtung in der Halle 7
- Parkplatz Nord auf LED-Beleuchtung umrüsten
- Einbau LED-Beleuchtung in der Galvanik
- LED-Beleuchtung im Außenbereich
- Austausch einer Pumpe in der Pulverbeschichtung

Jährlich können somit 1.341 MWh Gesamtenergie eingespart werden.

#### Hedi GmbH

Die Hedi GmbH wurde 1970 gegründet und stellt in Babenhausen Kabeltrommeln, Stecker, Leuchten und Ähnliches her. Seit 2013 betreibt Hedi 2 Erdgas-BHKW mit je 100 kW<sub>el</sub>, um bedarfsgerecht den eigenen Strom zu erzeugen. Die entstehende Wärme wird in den Gebäuden genutzt. Durch Lastanpassung strebt das Unternehmen eine bestmögliche Ausnutzung des Eigenstromanteils an und kann Lasten innerhalb von wenigen Minuten regulieren. Zielsetzung ist dabei die Lastbegrenzung des Netzbezuges. Insgesamt gelingt Hedi somit eine Kostenersparnis durch geringere Strompreise von ca. 50.000 € / a bei 80 %iger Autarkiequote, ca. 70 % der Wärme können im Unternehmen genutzt werden. Somit kann eine CO<sub>2</sub>-Ersparnis von rund 2 Tonnen pro Jahr erreicht werden.

#### Naturkost Kling

Der Naturkostladen Kling in Benningen erhielt im Rahmen der Energiewende Unterallgäu eine Impulsberatung. Den eza!-Beratern fiel dabei auf, dass durch Kühlung entstehende Abwärme ungenutzt an die Umgebung abgegeben wird, während gleichzeitig Ölheizungen im Keller Wärme erzeugten. Somit wurde ein hydraulisches Konzept für die Abwärmenutzung entwickelt.

Eine Einsparung von ca. 20 MWh Wärme pro Jahr könnte mit der Maßnahme erreicht werden und 5 – 6 Tonnen CO<sub>2</sub> könnten hiermit eingespart werden. Leider wurde ein Umbau der Heizanlage im Projektzeitraum nicht realisiert.

### **1.1.7 Arbeitspaket 7: Energiewald**

Leider ergaben sich im Rahmen des Arbeitspakets Energiewald keine Projekte oder Aktivitäten. Hintergrund waren die ungünstigen Rahmenbedingungen – sowohl wirtschaftlich als auch rechtlich. Zu Beginn des Projekts bestand die Idee, nachhaltige Energiewälder als Ausgleichsfläche für Straßen- oder andere Bauprojekte zu schaffen. Gespräche mit der Naturschutzbehörde des zuständigen Landratsamts ergaben jedoch, dass Energiewälder als Ausgleichsflächen nicht bzw. nur in sehr besonderen Fällen in Frage kommen, da diese nach Ansicht der Behörde keine Aufwertung darstellen.

Im selben Zeitraum sank der Hackschnitzelpreis stark ab und glich sich somit dem Ölpreis an, während Pachtpreise für landwirtschaftliche Flächen immer deutlicher anstiegen. Die Konsequenz war, dass es sich im Projektzeitraum nicht wirtschaftlich darstellen ließ, eine Kurzumtriebsplantage anzulegen. Im Unterallgäu gab es einen gut vernetzten Initiator, der sich stark für die Errichtung von Kurzumtriebsplantagen einsetzte. Leider verstarb dieser zu Beginn des Modellprojekts unerwartet, so dass sich auch kein Personal für die Umsetzung eines derartigen Projekts mehr fand.

### 1.1.8 Arbeitspaket 8: Nachhaltiges Gewerbegebiet Memmingerberg

Auch im Bereich „Nachhaltiges Gewerbegebiet Memmingerberg“ stellte sich zunächst nicht der erhoffte Erfolg ein. Der Leiter des Flughafens „Allgäu Airport“, der das Herzstück des Gewerbegebiets bildet, verweigerte schriftlich Teilnahme und Interesse am Projekt Energiewende Unterallgäu. Dennoch konnten auch für diesen Bereich des Projekts Teilerfolge nachgewiesen werden. Zum Ende des Projektzeitraums erwarb die econ AG die Heizanlage für das Gewerbegebiet und plant nun, diese schrittweise auf erneuerbare Energieträger umzurüsten. Sämtliche Firmen und Gebäude sind über Wärmeleitungen miteinander verbunden.

#### Energiezukunft vor Ort am Beispiel des Gewerbegebiets Heimertingen

Gerade kleine und mittlere Unternehmen haben Potenzial, ihren Energieverbrauch zu optimieren. Daher wurde das Projekt „Energiezukunft vor Ort“ als Pilotprojekt in der Gemeinde Heimertingen ins Leben gerufen, bei dem in verschiedenen Unternehmen in einem von der Kommune ausgewählten Gewerbegebiet Impulsberatungen durchgeführt wurden. Die Beratung erfolgte jeweils ganzheitlich zu allen Querschnittstechnologien und dauerte jeweils 2 bis 3 Stunden. Ziel war es, 15 Beratungen durchzuführen und erste Maßnahmenvorschläge zur Energieeinsparung zu unterbreiten sowie auf weiterführende Beratungs- und Förderangebote hinzuweisen. Die Beratungskampagne setzte sich aus folgenden Bestandteilen zusammen:

- Abstimmung Durchführung Kampagne mit Pilotkommune und Auftraggeber
- Anpassung Ankündigungsschreiben
- Anpassung Flyer an Pilotkommune
- Organisation Flyer-Druck
- inhaltliche und fachliche Vorbereitung und Organisation des Unternehmerfrühstücks
- Druckkosten Flyer
- Pressetermin mit Musterberatung inkl. Vorbereitung
- Terminvereinbarung mit den teilnehmenden Unternehmen
- Impulsberatungen inkl. Vorbereitung und Fahrzeit
- Bericht / Dokumentation

Leider war die Resonanz der Unternehmen in Heimertingen sehr gering, so dass die Kampagne nicht wie geplant durchgeführt werden konnte. Stattdessen wurden den interessierten Firmen Vor-Ort-Beratungen angeboten, um diese gezielt und zielorientiert beraten zu können.

#### Interkommunales Gewerbegebiet Westerheim - Holzgüenz mit Sontheim und Ottobeuren



Abbildung 66: Lageplan des Gewerbegebiets mit den Flächen 1 bis 6 (Quelle: econ AG in Machbarkeitsstudie)

Auf Fluren der Gemeinden Westerheim, Holzgüenz, Sontheim und Ottobeuren soll auf ca. 80 ha Fläche ein interkommunales Gewerbegebiet entstehen. Obwohl bereits 1 Betrieb für die künftige Nutzung feststand, befanden sich die Planungen während des Projektzeitraums noch weitestgehend am Anfang. Einerseits war dies ein großer Vorteil, um rechtzeitig klimaschonende Strukturen schaffen zu können, zumal von Seiten der Gemeinden große Offenheit vorhanden war. Andererseits ist es gerade bei Gewerbebetrieben enorm schwierig,

den künftigen Energieverbrauch abzuschätzen, da Abnahme und Bedarf je nach Art der Industrie stark schwanken können. So brauchen beispielsweise groß angelegte kalte Lagerhallen sehr wenig Wärme wohingegen verarbeitende Betriebe mitunter große Mengen an Prozesswärme benötigen. Wenn also bereits im Zuge der Erschließung Wärmeleitungen verlegt werden sollen, stellt sich die Frage, wie diese zu dimensionieren sind, um allen in Frage kommenden Anforderungen bestmöglich gerecht werden zu können. Für die Beantwortung dieser Fragestellungen wurde zum Ende des Projekts Energiewende Unterallgäu eine Machbarkeitsstudie ausgeschrieben. Diese war Teil der Sammelausschreibung mit den anderen Wärmestudien und ging folglich ebenfalls an die Firma econ AG, die als Teil der Alois Müller Gruppe ganz in der Nähe seine Green Factory 2.0 errichtet hat.

Das geplante Gewerbegebiet soll mit einem Nahwärmenetz erschlossen werden. Der Wärmebedarf wird anhand eines schon bestehenden Industriegebiets berechnet. Als Erfahrungswert aus dem bestehenden Industriegebiet werden 26W / m<sup>2</sup> Grundfläche sowie eine Vollbenutzungszeit von 800 h angesetzt.

Tabelle 16: Abschätzung des Wärmebedarfs nach Flächen

<b>AG180014_Gewerbepark_IGP_A96_Holzguenz</b>						
<b>Nr.:</b>	<b>Fläche (m<sup>2</sup>)</b>	<b>Besonderheit</b>	<b>[kW] 2 -5a</b>	<b>[kW] 10a</b>	<b>[kWh] 2-3a</b>	<b>[kWh] 10a</b>
1	42.000,00	Fläche 1	1.092,00	1.092,00	873.600,00	873.600,00
2	16.000,00	Fläche 2	416,00	416,00	332.800,00	332.800,00
3	16.000,00	Fläche 3	416,00	416,00	332.800,00	332.800,00
4	72.000,00	Fläche 4		1.872,00	-	1.497.600,00
5	33.000,00	Fläche 5		858,00	-	686.400,00
6	300.000,00	Fläche 6		7.800,00	-	6.240.000,00
<b>Summe</b>	<b>479.000,00</b>		<b>1.924,00</b>	<b>12.454,00</b>	<b>1.539.200,00</b>	<b>9.963.200,00</b>



Abbildung 67: Kartographische Darstellung der Dimensionierung der Wärmeleitungen im Planungsgebiet

Eine Versorgung des Gebiets mit Wärme aus Biogas oder direkt mit Biogas erwies sich bei den Betrachtungen als unwirtschaftlich, da die nächstgelegene Biogasanlage 2,3 Kilometer (Luftlinie) entfernt liegt. Untersucht wurden somit die Möglichkeiten, die benötigte Wärme aus Biomasse (Hackschnitzel oder Pellets) zur Verfügung zu stellen.

Die Investitionskosten für die Anlage berechnen sich wie folgt:

Tabelle 17: Investitionskostenschätzung für Wärmenetz und Heizzentrale

<b>Investition</b>	
<b>Netzausbau</b>	
Erschließung (FW-Netz)	541.400 €
davon Tiefbau Standard	150.000 €
davon Rohrleitungsbau	391.400 €
Hausanschlüsse	150.000 €
<b>Summe</b>	<b>691.400 €</b>
<b>Energiezentrale</b>	
Energiezentrale Gebäude	650.000 €
Gaskessel	80.000
BHKW	260.000
Biomassekessel	180.000
Pufferspeicher	50.000 €
Gasanschluss	30.000 €
Peripherie (Verrohrung; Isolierung; Druckhaltung)	75.000 €
MSR/Elektro	65.000 €
Planung	75.384 €
<b>Summe</b>	<b>1.465.384 €</b>

Aus der Tabelle wird ersichtlich, dass, obwohl die Tiefbaukosten verhältnismäßig klein gehalten werden können, hohe Ausgaben bereitgestellt werden müssen. Auch die nachfolgend dargestellte Berechnung des Wärmepreises verdeutlicht, dass ein Investor hier zunächst in Vorleistung gehen muss, da der unten genannte Wärmepreis gerade bei Unternehmen nicht erreicht werden kann.

Tabelle 18: Berechnung des somit erzielbaren Wärmepreises

Annuität Netz 20a/ 3%	46.473 €/a
Annuität Zentrale 15a/ 3%	122.750 €/a
Wartung, Betrieb, Instandhaltung	29.308 €/a
<b>Leistungspreis</b>	<b>104,49 €/a</b>
<b>Wärmemischpreis (ohne Förderung)</b>	<b>121,10 €/MWh</b>

Grundsätzlich ist das Nahwärmenetz in jedem Fall sinnvoll, da die mittelfristige Wärmebelegdichte von ca. 1.500 MWh / m a erreicht wird. Die Schwierigkeit besteht allerdings darin, den relativ langsamen Ausbau des Gewerbegebiets und den entsprechend langsamen Anstieg des Wärmebedarfs energie- und kosteneffizient abzudecken. Es muss viel in den Bau des Wärmenetzes sowie in den Bau der Energiezentrale investiert werden, obwohl anfangs die Verbraucher relativ klein sind. Folglich ist beim Bau des Wärmenetzes mit langen Amortisationszeiten und hohem unternehmerischen Risiko auszugehen.

Dennoch wagt die Alois Müller Gruppe diesen Schritt und beginnt im Sommer 2019 mit dem Bau von Wärmenetz und Heizzentrale.

### 1.1.9 Arbeitspaket 9: Energiewende Haushalte

Bei der Energiebilanz zeigte sich, dass private Haushalte für rund ein Drittel des Endenergieverbrauchs verantwortlich sind. Folglich war es einer der ganz großen Bestandteile des Projekts Energiewende Unterallgäu, Hausbesitzer zu motivieren, auf erneuerbare Energien umzustellen oder Energieeffizienzmaßnahmen durchzuführen. Folgende Vorgehensweise wurde bei den Kurzcheckkampagnen, die in allen Verwaltungsgemeinschaften durchgeführt wurden, angewandt:

- Ablaufbesprechung und Planung mit der jeweiligen Verwaltungsgemeinschaft und/oder dem Energieteam mit Festlegen des Projektzeitraums
- Verfassen eines Bürgermeisterbriefes für die Hausbesitzer in der Verwaltungsgemeinschaft
- Der Bürgermeisterbrief wurde mit Wappen, Briefkopf und Unterschriften gestaltet und nach Freigabe zusammen mit den Anmeldekarten über einen externen Dienstleister als Mailing an die Haushalte der VG verschickt.
- Ausrichtung einer Informationsveranstaltung zur Kampagne. Zielsetzung dieser Veranstaltung war, den Hausbesitzern die Kurzchecks zu beschreiben, Fragen zu beantworten und Interessenten zu gewinnen. Zur Organisation des Infoabends gehörten Terminkoordination, Festlegung der Örtlichkeit, Referentensuche sowie Bewerbung im Mitteilungsblatt der Verwaltungsgemeinschaft.
- Parallel wurde ein Handwerkeranschreiben verfasst, das direkt von der Gemeinde an die ortsansässigen Handwerker verschickt wurde. Die Handwerksfirmen konnten Indikationsangebote im Rahmen der Kampagne anbieten. Ziel hiervon war es, die Bau- und Energiefachleute zu motivieren, sich an der Kampagne zu beteiligen. Für die Beratungskunden sollte so die Hürde für die Ergreifung von Maßnahmen weiter abgesenkt werden.
- Organisation der Musterberatungen mit Pressebericht in Tageszeitung und Mitteilungsblatt
- Sammlung/Koordination der Anmeldungen und Terminierung des Beratungszeitraums
- Erstellung von Informationsmappen und Weitergabe an die durchführenden Energieberater
- Die Beratungen wurden in den Häusern der Interessenten durch die eza!-Energieberater/innen, ausgeführt.

Die Kampagnen stießen im Nachhinein betrachtet auf sehr gute Resonanz. Insgesamt konnten im Projektzeitraum rund 600 Vor-Ort-Beratungen durchgeführt werden.

#### **Winterrieden:**

- *Versand Bürgermeisterbrief: 22.09.16*  
*Infoveranstaltung Hausbesitzer: 12.10.16*  
*Musterberatung: 31.10.16*  
*Beratungszeitraum: KW 45 – 47 2016*  
*Durchgeführte Checks: 51*  
*Einwohner: 886*

#### **Babenhausen:**

- *Versand Bürgermeisterbrief: 19.12.16*  
*Infoveranstaltung Hausbesitzer: 09.01.2017*  
*Musterberatung: 10.01.2017*  
*Klinkenaktion zur Akquise: 16.01.2017 – 18.01.2017*  
*Beratungszeitraum: 23.01.2017 – 18.02.2017*  
*Durchgeführte Checks: 37*  
*Einwohner: 5.307*

#### **Kirchhaslach:**

- *Versand Bürgermeisterbrief: 23.12.16*  
*Infoveranstaltung Hausbesitzer: 10.01.2017*  
*Musterberatung: 16.01.2017*  
*Beratungszeitraum: 06.02.2017 – 25.02.2017*  
*Durchgeführte Checks: 42*  
*Einwohner: 1.292*

#### **Egg an der Günz:**

- *Versand Bürgermeisterbrief: 25.01.2017*  
*Infoveranstaltung Hausbesitzer: 20.02.2017*  
*Musterberatung: 20.02.2017*  
*Klinkenaktion zur Akquise: 13.03.2017 – 17.03.2017*

*Beratungszeitraum: 03.04.2017 – 05.05.2017*

*Durchgeführte Checks: 33*

*Einwohner: 1.135*

**VG Boos ohne Heimertingen:**

- *Versand Bürgermeisterbrief: KW 34*  
*Infoveranstaltung Hausbesitzer: 07.09.2017*  
*Musterberatung: 19.09.2017*  
*Beratungszeitraum: 23.10.2017 – 17.11.2017*  
*Durchgeführte Checks: 37*  
*Einwohner: 5.197*

**Gemeinde Heimertingen:**

- *Versand Bürgermeisterbrief: Dezember 2017*  
*Infoveranstaltung Hausbesitzer: 10.01.2018*  
*Musterberatung: 24.01.2018*  
*Beratungszeitraum: 19.02.2018 – 09.03.2018*  
*Durchgeführte Checks: 53*  
*Einwohner: 1.683*

**VG Memmingerberg:**

- *Versand Bürgermeisterbrief: 17.03.2017*  
*Infoveranstaltung Hausbesitzer: 28.03.2017*  
*Musterberatung: 29.03.2017*  
*Beratungszeitraum: 08.05.2017 – 02.06.2017*  
*Durchgeführte Checks: 56*  
*Einwohner: 2.634*

**VG Kirchheim:**

- *Versand Bürgermeisterbrief: August 2017*  
*Infoveranstaltung Hausbesitzer: 09.10.2017*  
*Musterberatung: 23.10.2017*  
*Beratungszeitraum: 20.11.2017 – 08.12.2017 sowie*  
*07.01.2018 – 06.02.2018*  
*Durchgeführte Checks: 70*  
*Einwohner: 4.230*

**VG Pfaffenhausen:**

- *Versand Bürgermeisterbrief: 15.03.2018*  
*Infoveranstaltung Hausbesitzer: 22.03.2018*  
*Musterberatung: 21.03.2018*  
*Beratungszeitraum: 18.04.2018 – 18.05.2018 sowie*  
*11.07.2018 – 30.07.2018*  
*Durchgeführte Checks: 90*  
*Einwohner: 7.426*

**VG Erkheim:**

- *Versand Bürgermeisterbrief: 05.10.2018*  
*Infoveranstaltung Hausbesitzer: 10.10.2018*  
*Musterberatung: 16.10.2018*  
*Beratungszeitraum: 05.11.2018 – 13.12.2018*  
*Durchgeführte Checks: 98*  
*Einwohner: 8.141*

Musterberatung bei Landrat Hans Joachim Weirather

Um den Beratungskampagnen noch mehr Schwung zu verleihen wurde eine Musterberatung mit Pressebegleitung im September 2017 im Privathaus von Landrat Weirather abgehalten (vgl. nachfolgendes Foto). Durch die hohe Präsenz in der lokalen Presse wie auch in den Gemeinde- und Mitteilungsblättern konnten sehr viele Menschen erreicht werden, die sich vorher kaum oder gar nicht mit der Thematik beschäftigt haben.



### Evaluation der Kurzcheckkampagnen

Die Evaluation der Beratungskampagne wurde durch das Mittelstandsinstitut der Hochschule Kempten ausgeführt und beinhaltete neben der Auswertung der Beratungsbögen auch eine umfangreiche, nachträgliche Kundenbefragung. Vor Beginn dieser Kundenbefragung wurde ein Fragebogen ausgearbeitet. Die Grundlage hierfür bildeten die von eza! entwickelten und in der Ausschreibung definierten Fragestellungen. Der Fragebogen wurde sowohl als Internet-Fragebogen als auch in Papierform angefertigt. Für die elektronische Erstellung und Erfassung des Fragebogens wurde die Internetplattform SoSci Survey genutzt. Der Fragebogen wurde für alle Beratungskunden verwendet, um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten.

Die Probanden wurden zunächst per E-Mail, mit dem Link zum Internet-Fragebogen, kontaktiert. Somit konnte der Erfassungsbogen direkt auf der Internetplattform ausgefüllt werden. Kunden, die keine E-Mail-Adresse beim Auftraggeber hinterlegt hatten, wurde der Fragebogen in Papierform zugeschickt. Angeschrieben wurden jedoch – sowohl per E-Mail als auch via Brief – nur diejenigen Kunden, die sich im Vorfeld zu einer nachträglichen Befragung bereit erklärt hatten. Im Gebiet der Energiewende Unterallgäu wurde der Fragebogen an alle 330 Beratungskunden versandt, die zum Zeitpunkt der Befragungen bereits beraten wurden. Die Rücklaufquote war mit 41 % vergleichsweise hoch und unterstreicht das Interesse der Befragten an der Thematik dieser Untersuchung.

Nachfolgende Abbildung zeigt einen Teil der Ergebnisse der Fragebogenauswertung. Der höchste Bedarf für Sanierungsmaßnahmen zeigte sich dabei im Bereich der Dachdämmung, wohingegen fast die Hälfte aller Fenster bereits in einem guten oder sehr guten Zustand war. Die Bögen ergaben jedoch auch, dass 65 % der Beratungskunden Heizöl als Energieträger verwenden und 75 % der betrachteten Gebäude vor 1990 gebaut wurden und somit auch altersbedingt dringend saniert werden müssten. Lediglich 11 % der Gebäude waren in einem so guten Zustand, der eine Sanierung nicht notwendig erscheinen ließ.

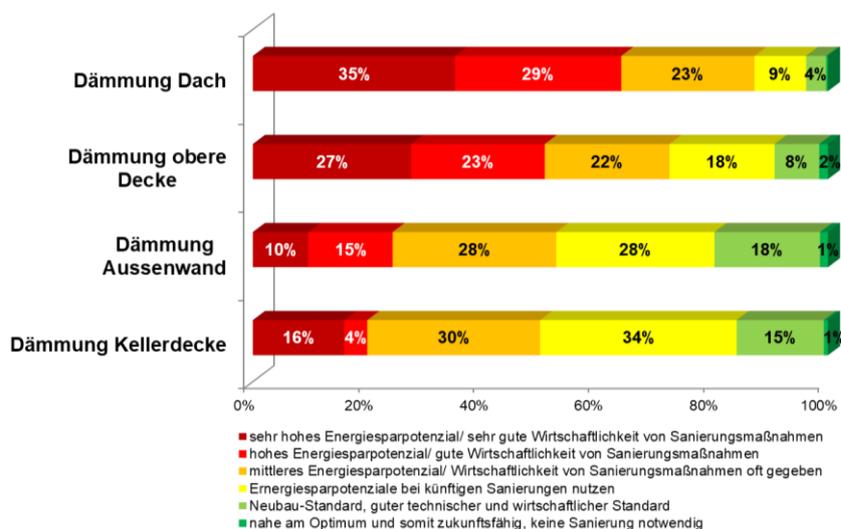


Abbildung 68: Auszug aus der Auswertung der Fragebögen (Quelle: MIT - Mittelstandsinstitut der Hochschule Kempten)

Nachfolgende Abbildungen stammen aus der Auswertung der Fragebögen, die den Kunden im Rahmen der Evaluation zugeschickt wurden. Abbildung 69 zeigt, dass rund drei Viertel aller Beratungskunden im Nachgang empfohlene Maßnahmen durchgeführt haben. Auch wenn dabei nicht zwischen großen und kleinen Maßnahmen unterschieden wird, zeigt das Ergebnis, dass zahlreiche Maßnahmen durch die Beratungen initiiert werden konnten.

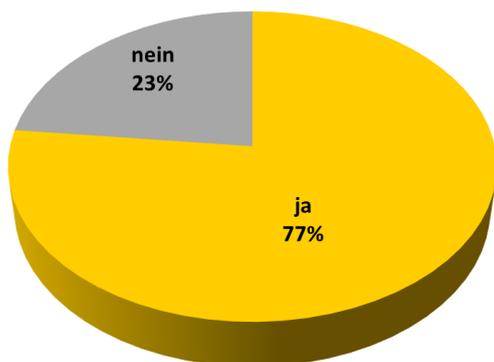


Abbildung 69: Ergebnis des Fragebogens: Wurden im Nachgang an die Beratungen Maßnahmen durchgeführt? (Quelle: MIT - Mittelstandsinstitut der Hochschule Kempten)

Die Abbildung 70 und 73 gehen genauer auf die umgesetzten Maßnahmen ein. Die Fragestellung war, welche der empfohlenen Maßnahmen im Nachgang an die Beratungen tatsächlich angegangen wurden. Die Prozentzahlen auf der rechten Seite des Diagramms geben dabei an, für welchen Anteil der Kunden die jeweilige Maßnahme überhaupt empfohlen wurde. Beispielsweise wurde 55 % der Kunden eine Erneuerung der Fenster empfohlen. Von diesen 55 % haben 51 % bereits Erneuerungen durchgeführt oder zeitnah geplant. Kleinere Maßnahmen, wie z.B. das Dämmen von Heizungsrohren, wurde vielfach in kurzer Zeit durchgeführt, wohingegen größere, kostenintensive Maßnahmen tendenziell noch ein wenig hinausgezögert werden.

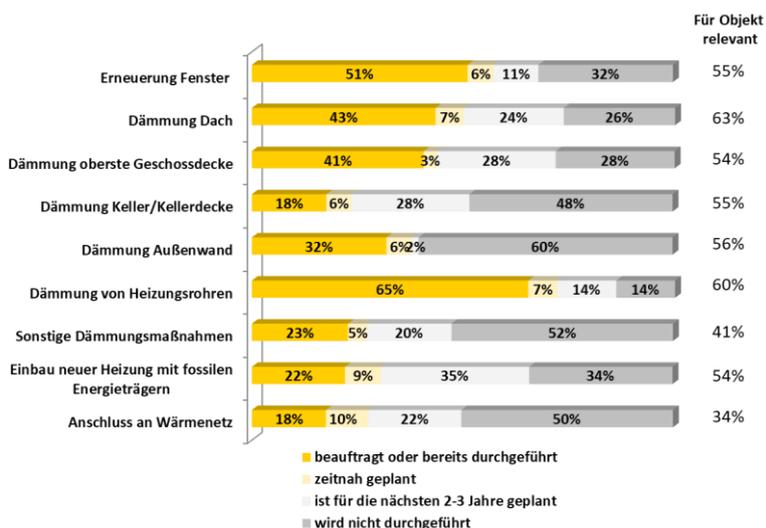


Abbildung 70: Ergebnisse aus dem Fragebogen II: Welche Maßnahmen wurden durchgeführt (Teil 1)? (Quelle: MIT - Mittelstandsinstitut der Hochschule Kempten)

Ähnliche Ergebnisse zeigen sich im zweiten Teil. Solarthermische Anlagen sowie der Kauf neuer Heizungs-pumpen zählen hier zu den Maßnahmen, die von den Kunden am häufigsten umgesetzt wurden.

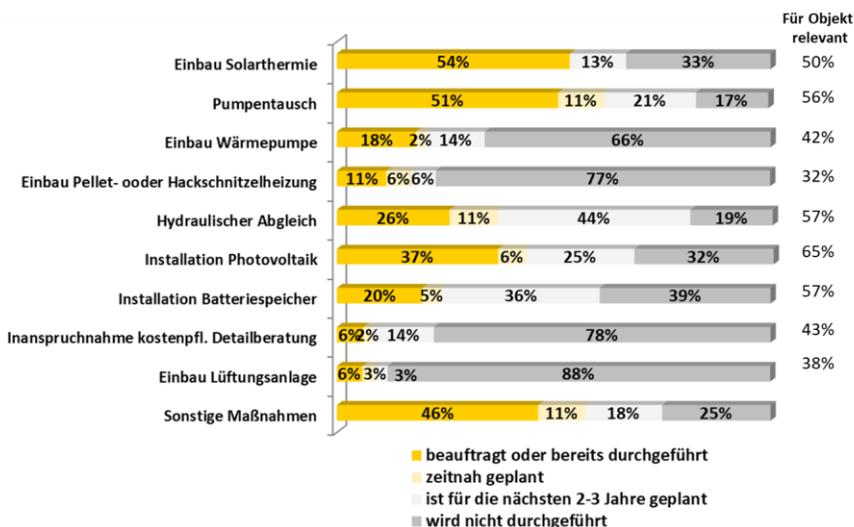


Abbildung 71: Ergebnisse aus dem Fragebogen III: Welche Maßnahmen wurden durchgeführt (Teil 2)? (Quelle: MIT - Mittelstandsinstitut der Hochschule Kempten)

Die Befragung befasste sich auch mit der Klärung warum ein Teil der empfohlenen Maßnahmen nicht ausgeführt wurden. Dabei ist die Wirtschaftlichkeit der Hauptgrund, der die Umsetzung von Maßnahmen be- oder verhindert, obwohl die Kunden bei den Beratungen stets auf die Fördermöglichkeiten hingewiesen wurden. Im Gegensatz zu Anschaffungen wie Multimediageräte oder Autos legen Gebäudebesitzer bei Sanierungen häufig Wert auf möglichst kurzfristige Amortisationszeiten ihrer Maßnahmen. Lediglich 9 % der empfohlenen Maßnahmen überzeugten die Kunden nicht.

Daraus kann geschlossen werden, dass die Umsetzung von energetisch sinnvollen Maßnahmen noch besser gefördert werden sollte, um eine bessere Wirtschaftlichkeit erzielen und mehr Gebäudebesitzer für Sanierungen motivieren zu können.

Trotzdem haben rund 35 % der Beratungskunden für die umgesetzten Maßnahmen mehr als 20.000 Euro ausgegeben. Hinzu kommen viele kleine Maßnahmen, in die investiert wurde. Die Durchführung von Kampagnen, wie sie im Projekt Energiewende Unterallgäu gefahren wurden, zeigt sich als wertvolles Instrument, um Bürger/innen für energetische Sanierungen zu motivieren. Oftmals wurde dadurch der entscheidende Anstoß für die Durchführung der Maßnahmen gegeben.

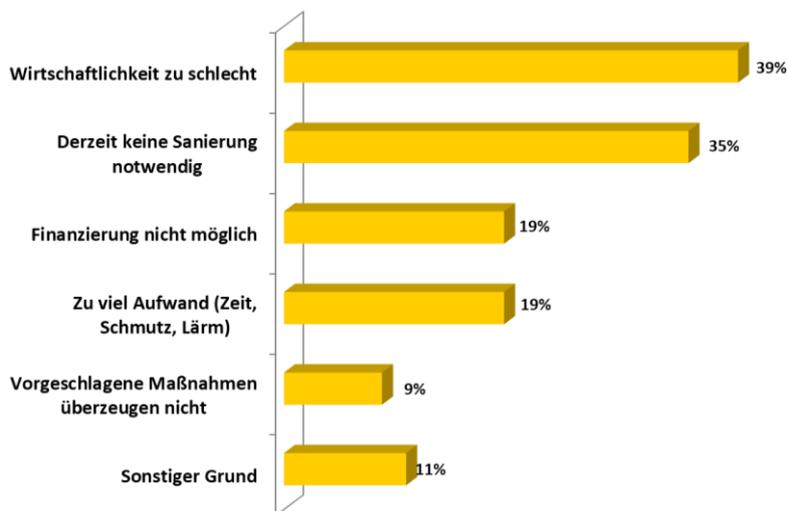


Abbildung 72: Ergebnisse aus dem Fragebogen IV: Gründe für die Nicht-Durchführung empfohlener Maßnahmen (Quelle: MIT - Mittelstandsinstitut der Hochschule Kempten)

Gerade die Antworten auf die Frage des Nutzens der Beratungen spiegelt die oben genannten Aussagen wieder (vgl. Abbildung 73). Rund ein Viertel der Befragten gab an, sich durch die Beratungen überhaupt erst mit der Thematik beschäftigt zu haben. Insgesamt 30 % der Befragten haben die Maßnahmen vorgezogen oder in einem höheren energetischen Standard durchgeführt.

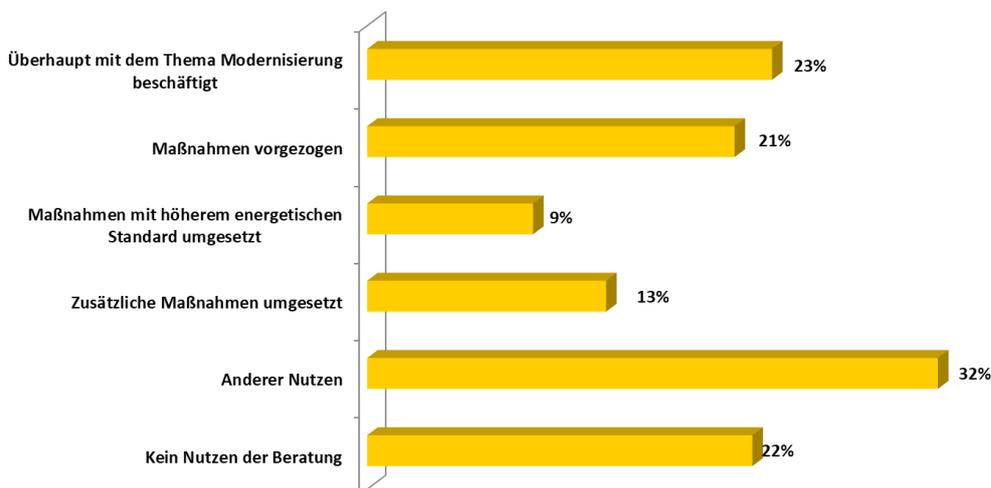


Abbildung 73: Ergebnisse aus dem Fragebogen V: Nutzen der Beratung (Quelle: MIT - Mittelstandsinstitut der Hochschule Kempten)

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Beratungskampagnen sehr erfolgreich verlaufen sind. Die anfänglich getätigten Bilanzen ergaben, dass die Haushalte für rund ein Viertel der Emissionen im Landkreis verantwortlich sind. Mit den Kampagnen wurden 600 Beratungen initiiert, die zahlreiche Sanierungsmaßnahmen nach sich zogen – gerade auch bei Menschen, die sich vorher kaum mit der Thematik beschäftigt haben. Um die Energiewende tatsächlich zu einem Erfolg werden zu lassen, muss der hier eingeschlagene Weg unbedingt weitergegangen werden – gepaart mit intensiver Öffentlichkeitsarbeit. Nur so können Schritt für Schritt noch mehr Menschen sensibilisiert bzw. motiviert werden. Das Potenzial ist nach wie vor enorm.

#### Neubauberatungen

Im Jahr 2017 lag die Neubaurate im Landkreis Unterallgäu bei rund 1,2 %. Somit wird ein Teil der Einsparungen direkt wieder durch Neubauten aufgehoben. Aus diesem Grund muss die Neubaurate künftig schrittweise gemindert werden und bis zum Jahr 2035 nur noch bei 0,50 % liegen, während die Sanierungsrate im selben Zeitraum auf 3,0 % ansteigt. Zusätzlich ist es notwendig, dass bei Neubauten ein möglichst hoher Gebäudeeffizienzstandard erreicht wird, so dass der Fußabdruck der neuen Gebäude auf ein Minimum beschränkt wird. Aus diesem Grund wurden in Gemeinden mit Neubaugebieten auch Infoveranstaltungen und Beratungen zum Thema effizienter Neubau angeboten. Die Beratungen fanden im Rathaus statt und konnten von den Bürgern kostenlos in Anspruch genommen werden. Nachfolgende Auflistung zeigt, wo die Beratungen abgehalten wurden.

##### **VG Boos:**

- Bewerbung über die Mitteilungsblätter sowie ein Informationsschreiben  
Beratungszeitraum: März – Mai, Juli 2017  
Durchgeführte Beratungen: 8

##### **Heimertingen:**

- Information der Grundstückskäufer durch die Gemeinde  
Beratungszeitraum: Oktober – November 2017, April 2018  
Durchgeführte Beratungen: 9

##### **VG Kirchheim:**

- Information der Grundstückskäufer durch die Gemeinde  
Beratungszeitraum: Oktober – November 2017, Juni – Juli 2018  
Durchgeführte Beratungen: 8

##### **Markt Erkheim:**

- Information der Grundstückskäufer durch die Gemeinde  
Beratungszeitraum: Nov. 2016 – April 2017, Okt. – Dez. 2018  
Durchgeführte Beratungen: 12

In Bezug auf die Neubauberatungen fanden hingegen keine Evaluationen oder Befragungen statt, so dass keine Aussage getroffen werden kann, wie sich die Beratungen auf die Energiestandards der Bauherren ausgewirkt haben. Die beratenen Bauherren nahmen indes einige wertvolle Ratschläge mit. Dennoch zeigte sich in diesem Bereich, dass noch Anstrengungen unternommen werden müssen, um mehr Bauherren zu den

Beratungen zu bewegen. Bauherren wie auch Kommunen scheinen sich dem Nutzen der Beratungen im Neubaubereich häufig nicht bewusst zu sein.

### Solaroffensive Unterallgäu

Da im Bereich Solar nach wie vor großes Ausbaupotenzial vorhanden ist und dieser Bereich allen Gebäudebesitzern ermöglicht, einen großen Beitrag zur Energiewende zu leisten, wurde im Rahmen des Projekts Energiewende Unterallgäu eine Solarkampagne initiiert. Zunächst erfolgte die Installation des Solarpotenzialkatalogs, das auf der Website des Projekts Energiewende Unterallgäu installiert wurde und für jeden Bürger kostenlos nutzbar war. Im Anschluss erfolgte eine Reihe von Pressemeldungen zum Thema und schließlich eine Reihe von Infoabenden, die im Sommer 2018 in jeder VG abgehalten wurden.



Abbildung 74: eza!-Referent Robert Immler beim Solarinfoabend in der Gemeinde Lachen

Insgesamt besuchten rund 300 Besucher die Infoabende. Diese wurden gemeinsam mit den Partnern LEW und Ökohaus organisiert. Zum Ende der Kampagne wurde noch ermittelt, in welcher Gemeinde in der Modellregion am meisten PV-Leistung zugebaut wurde. Diese Gemeinden wurden bei der finalen Projektbeiratssitzung ausgezeichnet.

Nachfolgende Abbildung verdeutlicht, dass die PV-Kampagne erfolgreich war. Der Ausbau an PV-Leistung hat sich im Betrachtungszeitraum bereits stark erhöht.

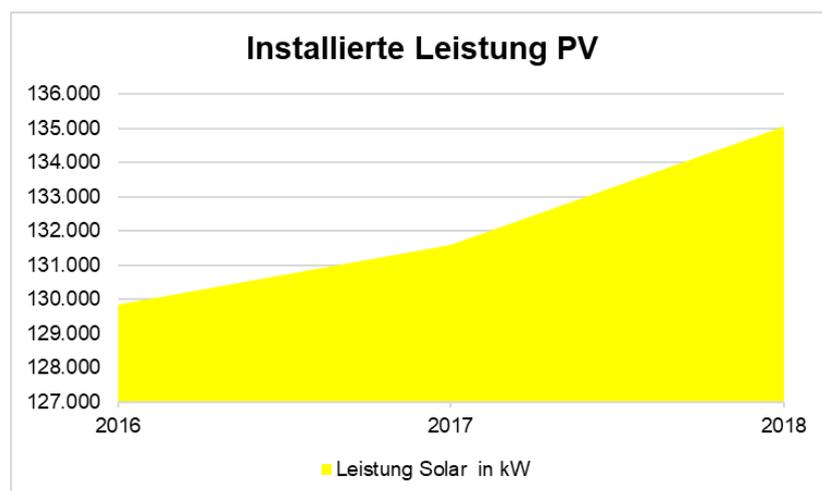


Abbildung 75: Installierte Leistung an PV-Anlagen während des Projektzeitraums

### 1.1.10 Arbeitspaket 11: Öffentlichkeitsarbeit

Projekte wie die Energiewende Unterallgäu Nordwest leben von ständig wiederkehrender Öffentlichkeitsarbeit. Gerade Presseberichte in den regionalen Medien sorgen für zusätzliche Motivationsschübe bei Kommunalpolitikern und Unternehmen, da sie auch als Werbung in eigener Sache gesehen werden. Ersichtlich wurde dies u.a. in der ständig ansteigenden Teilnehmerzahl an der Projektbeiratssitzung.

Streng nach dem Motto „Tue Gutes und rede darüber“ sollte das Projekt auch über die Region Allgäu hinaus verdeutlichen, wie eine beschleunigte Energiewende funktionieren kann. Dabei wurden mehrere Kanäle bespielt.

Nachfolgende Elemente beschreiben die Öffentlichkeitsarbeit im Rahmen des Projekts Energiewende Unterallgäu:

#### Auftaktpressternin an der Biogasanlage Spöckmühle in Kirchheim

Im Oktober 2016 erfolgte die erste öffentliche Bekanntmachung des Projektvorhabens im Rahmen eines Pressternins, der bei der Biogasanlage in der Spöckmühle stattfinden konnte. Die Biogasanlage versorgt bereits seit mehreren Jahren den Einkaufswagenhersteller Wanzl über ein Satelliten BHKW mit Wärme. Dem Pressternin vorangegangen sind Einzelgespräche mit den Bürgermeisterinnen/innen der Region, die auch in schriftlicher Form die Unterstützung des Projekts zusicherten.



Abbildung 76: von links: Herman Fischer (Biogasanlagenbetreiber Spöckmühle), Martin Sambale (eza!) Landrat Hans-Joachim Weirather und Norbert Schürmann (LEW) vor der Biogasanlage am 31. Oktober 2016 (Foto: LEW)

#### Abschlussveranstaltung – Zukunftskonferenz Regionale Energiewende

Die größte und wichtigste Veranstaltung war die gemeinsam mit der Agentur für erneuerbare Energien ausgerichtete Abschlussveranstaltung, die den Namen „Zukunftskonferenz regionale Energiewende“ trug. Da die Veranstaltung gleichzeitig auch „Regionalkonferenz“ des Projekts „Update“ der Agentur für erneuerbare Energien war, wurde ein deutschlandweites Fachpublikum zur zweitägigen Veranstaltung eingeladen. Am ersten Tag wurden zwei Infofahrten zu Musterbetrieben und Projekten in der Region und in der näheren Umgebung angeboten. Tag zwei beinhaltete ein vielseitiges Vortragsprogramm (mit Prof. Dr. Michael Sterner von der Universität Regensburg als Hauptredner), interaktive Thementische sowie eine Podiumsdiskussion, an der unter anderem der bayerische Staatsminister für Wirtschaft und Energie, Hubert Aiwanger, teilnahm.



Abbildung 77: Zahlreiche Besucher erschienen am 6. Februar 2019 im Feststadel Günz



Abbildung 78: An den Thementischen wurden alle Themen rund um die regionale Energiewende behandelt



Abbildung 79: Hochkarätig besetzte Podiumsdiskussion (von links: Daniel Hölder von BayWa re, Prof. Dr. Michael Sterner von der Universität Regensburg, der Bayerische Staatsminister für Wirtschaft und Energie Hubert Aiwanger, Martin Sambale von eza!, Norbert Schürmann von LEW und Wendelin Einsiedler, Windkraftbetreiber aus Wildpoldsried)

Über die Abschlussveranstaltung und das Projekt Energiewende Unterallgäu wurde in zahlreichen Medien berichtet: Bayerische Rundschau, Energie aus Pflanzen, Augsburgener Allgemeine, Antenne Bayern, TV Allgäu, landwirtschaftliches Wochenblatt.

#### Allgäuer Energietag (Kornhaus Kempten)

Der Energietag ist eine Traditionsveranstaltung, die in Kempten jährlich in Verbindung mit der Allgäuer Festwoche ausgerichtet wird. Am 16. August 2018 stand das Modellprojekt Energiewende Unterallgäu im Fokus der Veranstaltung. Martin Sambale von eza!, Florian Weh von renergie Allgäu, Josef Diebold, Biogasanlagenbetreiber aus der Modellregion und Norbert Schürmann von den Lechwerken berichteten von den Erfolgen

und Fortschritten aus dem Modellprojekt Energiewende Unterallgäu. Bei der anschließenden Podiumsdiskussion wurde gemeinsam mit dem damaligen bayerischen Wirtschaftsminister Franz-Josef Pschierer intensiv über die Energiewende in Bayern diskutiert.



Abbildung 80: Norbert Schürmann bei der Präsentation zum Projekt FLAIR

#### Besuch der Bundestagsabgeordneten Dr. Georg Nüßlein und Stephan Stracke in der Modellregion

Gemeinsam mit den Abgeordneten erfolgte die Besichtigung der flexibilisierten Biogasanlage und des Nahwärmenetzes der Familie Harzenetter in Günz. Landrat Hans-Joachim Weirather, Bürgermeisterin Christa Bail und eza! Geschäftsführer Martin Sambale stellten die Fortschritte der Energiewende in Landkreis, Gemeinde und Modellregion vor. Anschließend folgte die Besichtigung der CO<sub>2</sub>-neutralen Fabrik der Alois Müller GmbH in Ungerhausen, wo auch LEW-Vorstand Norbert Schürmann die Projektergebnisse aus Sicht der Lechwerke vorstellte. Der Besuch wurde von der Presse begleitet. In mehreren Medien Zeitungen sowie Radiosendern wurde darüber berichtet.



Abbildung 81: von links: Martin Sambale (eza!), Landrat Hans-Joachim Weirather, Stephan Stracke (MdB), Dr. Georg Nüßlein (MdB), Norbert Schürmann (LEW) und Andreas Müller (Geschäftsführer Alois Müller Gruppe)

#### Biogas-Infotage Ulm

Bei den Biogasinfotagen 2018 in Ulm war das Projekt durch einen Messestand im Foyer vertreten. In zahlreichen Gesprächen wurden die Besucher über das Projekt und dessen Möglichkeiten informiert. Es entstanden Gespräche mit Anlagenbetreibern aus dem gesamten süddeutschen Raum.

#### Biogas-Fachtagung Westerheim

Die Biogasfachtagung wird seit mehreren Jahren von renergie allgäu e.V. im Unterallgäu abgehalten. Im Herbst 2017 (Dagmar) wurde bei der Veranstaltung den rund 100 Teilnehmern das Beratungspaket vorgestellt, das speziell für Anlagenbetreiber im Rahmen des Projekts Energiewende Unterallgäu Nordwest im Bereich Biogas erarbeitet worden war. Im Jahr 2018 stellte eza! dem Publikum die Ergebnisse der Machbarkeitsstudien und Vor-Ort-Beratungen vor. Mehrere Rückfragen verdeutlichten dabei, dass die Untersuchungen für andere Betriebe interessant sind, obwohl jeder Betrieb mit individuellen Voraussetzungen konfrontiert ist, die sich stark auf die jeweiligen Zukunftsperspektiven auswirken.

### LVN Fachforum Ursberg und Westerheim

Das LVN Fachforum wird vom Verteilnetzbetreiber LVN jährlich veranstaltet. Die rund 100 Besucher sind i.d.R. vor allem Biogasanlagenbetreiber aus dem Netzgebiet, das große Teile Schwabens umfasst. Dieses Forum konnte von eza! zwei Mal genutzt werden, um Fortschritte und Ergebnisse aus dem Projekt Energiewende Unterallgäu und insbesondere aus dem Arbeitspaket Biogas über die Region hinaus bekannt zu machen. Im Februar 2019 konnte das LVN Fachforum, das ansonsten im Raum Augsburg stattgefunden hätte, in die Zukunftskonferenz regionale Energiewende integriert werden.

### Infostand auf dem Naturgemeindetag Kettlershausen

Zahlreiche Besucher konnten sich auf dem Naturgemeindetag in Kettlershausen über das Projekt Energiewende Unterallgäu informieren.



Abbildung 82: Am Messestand Energiewende Unterallgäu wurden Bürger/innen beraten und über das Projekt Energiewende Unterallgäu informiert

### Abschlussfilm zum Projekt Energiewende Unterallgäu

Zum Abschluss des Projekts Energiewende Unterallgäu entstand ein Film, bei dem noch einmal viele wichtigen Akteure des Projekts Energiewende gezeigt wurden. Das Ziel war dabei weniger, eine Dokumentation der Teilergebnisse zu erstellen, als vielmehr einen motivierenden Kurzfilm zu entwerfen, der zeigt, dass Energiewende möglich ist und dass jeder einzelne einen Beitrag dazu leisten kann. Eine wichtige Botschaft daraus ist, dass der Einsatz für den Klimaschutz nicht mit dem Ende des Projekts Energiewende Unterallgäu aufhören darf. Die geschaffenen Strukturen sollen weiter bestehen und initiierte Projekte fortgeführt werden.

### Infoveranstaltung von LandSchafttEnergie in Boos

Im Dezember 2017 richtete die Institution LandSchafttEnergie in Boos eine Infoveranstaltung zum Thema Nahwärmenetze auf Biomassebasis aus. Für das Projekt Energiewende Unterallgäu stellte dies eine Möglichkeit dar, sich einem Fachpublikum zu präsentieren und mit geladenen regionalen und überregionalen Akteuren ins Gespräch zu kommen. Nachfolgendes Bild zeigt den Messestand des Projekts Energiewende Unterallgäu, der im Rahmen der Veranstaltung aufgebaut werden konnte.



Abbildung 83: Saal bei der Infoveranstaltung in Boos mit Messestand Energiewende Unterallgäu

#### Presstetermin mit der „Augsburger Allgemeinen Zeitung“ in der Modellregion Energiewende Unterallgäu

Im Rahmen des Presstetermins entstand ein ausführlicher Bericht zum Projekt, der anschließend im gesamten Regierungsbezirk Schwaben erschien. Stationen waren dabei das Ziegelwerk Klosterbeuren, das Nahwärmenetz der Familie Harzenetter in Günz und der Gasthof Laupheimer, wo kommunale Vertreter aus der Region interviewt wurden. Der Bericht machte das Projekt einer breiten Öffentlichkeit zugänglich und erhöhte den Bekanntheitsgrad weit über die Region hinaus. Der zunehmende Bekanntheitsgrad des Projekts unterstützte die Zusammenarbeit mit den Kommunen erheblich. Der Bedeutungs- und Wertschätzungszuwachs wurde schrittweise spürbar – ein Phänomen das bei neu initiierten Projekten immer wieder beobachtet werden kann.



Abbildung 84: von links: Sebastian Hartmann (eza!), Michael und Benedikt Harzenetter (Biogasanlagenbetreiber) erläutern Michael Kerler von der Augsburger Allgemeinen die Funktionsweisen und Herausforderungen der Biogaserzeugung.

#### Schilder für das Projekt Energiewende Unterallgäu

Um Bekanntheitsgrad wie auch Akzeptanz des Projekts bei den Bürgern zusätzlich zu erhöhen konnten „Energiewende Unterallgäu“ Schilder entworfen und bestellt werden. Die teilnehmenden Gemeinden platzierten diese an den Ortseingängen oder anderen viel frequentierten Stellen. Das Projektlogo etablierte sich somit bei einer breiten Masse der Bevölkerung. In der Folge gab es tatsächlich nur noch wenige Bürger/innen in der Modellregion, denen das Projekt Energiewende kein Begriff mehr war.



Abbildung 85: An den Ortseingängen wie hier in Bebenhausen (Ortsteil von Kettershausen) prangten die Tafeln, die auf das Projekt Energiewende Unterallgäu hinweisen

## 1.2 Ergebnisse mit Blick auf die Zielvorgabe

Unter den aktuell gültigen Rahmenbedingungen ist die angestrebte Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien in so kurzer Zeit nur sehr schwer zu erreichen. Trotzdem konnte durch das Projekt Energiewende Unterallgäu Nordwest eine Trendwende in der Region eingeleitet werden. Im Vorfeld herrschte nahezu Stillstand in Sachen Energiewende. Das Thema stand insbesondere medial im Schatten anderer Themenfelder. Schrittweise nahm die Energiewende dank des Modellprojekts in der Projektregion wieder Fahrt auf. Die Notwendigkeit der Energiewende wurde verstärkt thematisiert und in der Folge wurde für das Thema mehr und mehr Begeisterung – auch bzw. vor allem in der Bevölkerung - geweckt. Wichtig ist es, am Ball zu bleiben. Viele Projekte entstehen erst nach und nach. Bürger und Kommunen brauchen Zeit und oftmals auch Vorbilder, die zeigen, dass Projekte funktionieren. Gerade deshalb wäre ein Folgeprojekt überaus wünschenswert. Der Modellcharakter würde dadurch verstärkt werden und die Vorgehensweise könnte auf zahlreiche andere Regionen übertragen werden.

Nachfolgende Abbildungen zeigen nochmals das Zielerreichungsszenario für das Projekt Energiewende Unterallgäu und die Ergebnisse der abschließenden Energiebilanz. Im Zielerreichungsszenario wurde von einer Reduktion des Stromverbrauchs um 1,1 % bedingt durch Effizienzsteigerungen und geändertem Nutzerverhalten ausgegangen. Auch von einem rückläufigen Wärmeverbrauch in den privaten Haushalten (-2 %) sowie von einem um 0,4 % verringerten Wärmeverbrauch in Unternehmen wurde ausgegangen. In der Realität hingegen fand in der Region ein starkes Wirtschaftswachstum statt, so dass in diesem Bereich sämtliche Verbräuche trotz Effizienzsteigerungen noch deutlich anstiegen. Auch der Wärmeverbrauch in den Haushalten verringerte sich noch zu wenig, zumal auch hier neue Baugebiete erschlossen wurden und somit zusätzliche Wohnfläche entstand, die beheizt werden muss. Darüber hinaus nahm – bedingt durch den gesamtgesellschaftlich stattfindenden Digitalisierungsprozess – der Stromverbrauch auch durch die Vielzahl der Elektrogeräte zu. Handwerksbetriebe arbeiten seit Jahren an der Kapazitätsgrenze – hohe Sanierungsquoten können daher aktuell nicht erreicht werden.

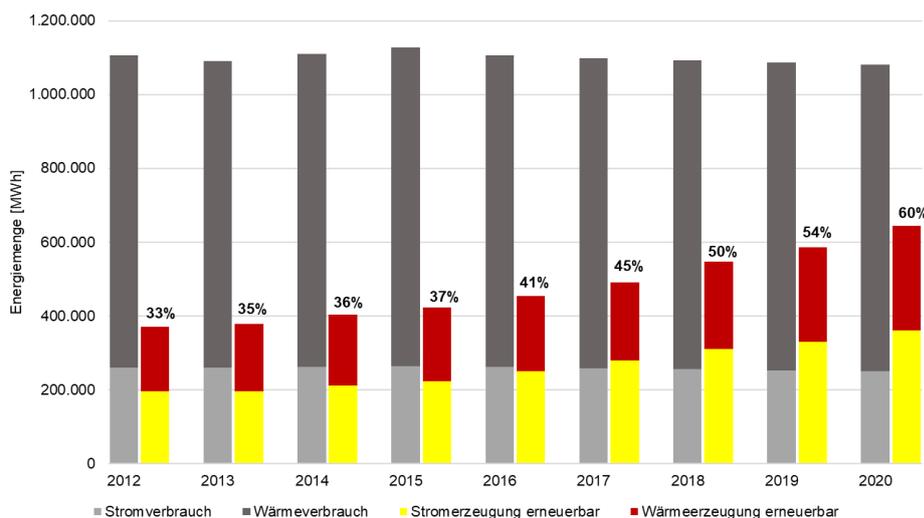


Abbildung 86: 2017 erstelltes Zielerreichungsszenario

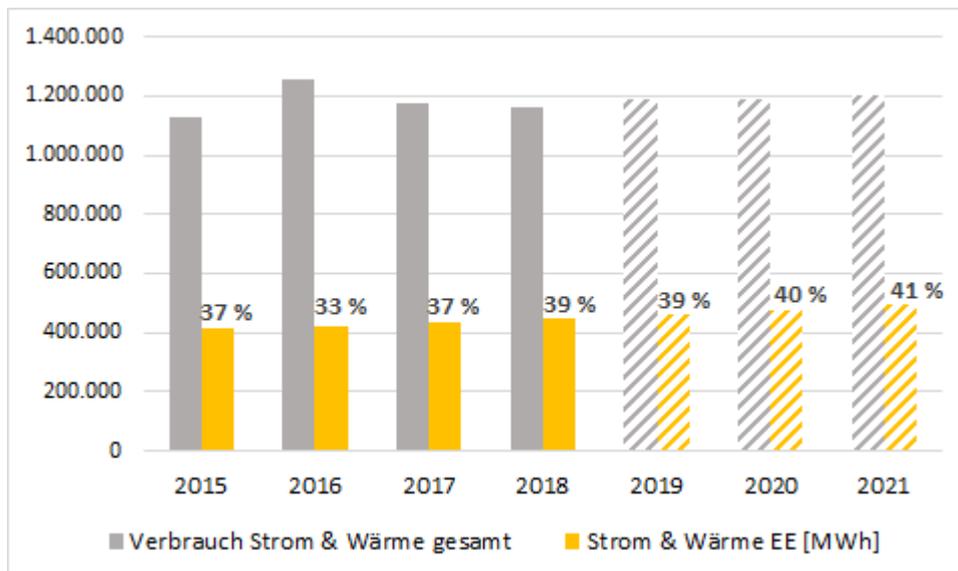


Abbildung 87: Hochrechnungen des Energieverbrauchs Strom und Wärme von 2015 bis 2021

Auf der Erzeugungsseite muss der Ausbau erneuerbarer Energien nachhaltig vorangetrieben werden. Stromseitig müsste für das Erreichen des ursprünglichen Projektziels vor allem in den Bereichen Solar- und Windkraft noch ein starker Zubau der installierten Leistung stattfinden, da hier das mit Abstand größte Potenzial vorhanden ist. Hinzu kommt ein – wenngleich geringes – Ausbaupotenzial bei Biogas. Hier spielt vor allem die flexible Erzeugung von Strom und Wärme eine wichtige Rolle. Die Potenziale im Bereich der Wasserkraft sind hingegen nahezu erschöpft. Wenn sich die Rahmenbedingungen bezüglich Windkraft (10H-Regelung) nicht ändern, müsste also vor allem die Stromerzeugung aus PV-Anlagen bis zum Jahr 2020 bzw. 2021 nahezu verdoppelt werden, um in den Bereich der Zielerreichung zu kommen (vgl. Abbildung 88). Durch einen zunehmenden Anteil von Windenergie könnte die Erzeugung diversifiziert werden – gerade auch mit Blick auf die zu erwartenden Lastspitzen. Flexible Biogasanlagen würden eine wichtige Basis dieses künftigen Energiesystems bilden. Um Ausbauraten wie in der nachfolgenden Grafik dargestellt zu erreichen, müssten sich die Rahmenbedingungen wieder erheblich verbessern. Andernfalls sind derartige Steigerungsraten in so kurzer Zeit nicht möglich.

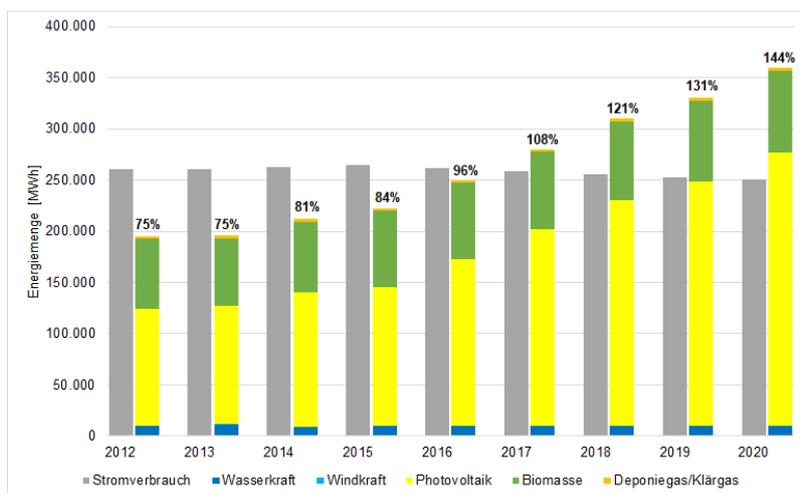


Abbildung 88: Diagramm zur notwendigen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für die Erreichung des 60%-Ziels. Quelle: eza! im Dezember 2017 bei der Erstellung der Zielerreichungsszenarien

Wärmeseitig kann die Biomassenutzung noch bis zu einem gewissen, nachhaltig nutzbaren Grad ausgebaut werden. Solarthermieanlagen sollten hier verstärkt mit Biomassenahwärmenetzen kombiniert werden, so dass die vorhandenen Ressourcen möglichst effizient genutzt werden können. Wichtig für das Erreichen der Ziele wäre ein starker Zubau von netzdienlich gesteuerten Wärmepumpen – betrieben mit Strom aus erneuerbaren Energien. Die Szenarienerstellung von 2017 (vgl. Abbildung 89) ergab für den Wärmebereich, dass die Bereiche Umweltwärme und Biomasse ausgebaut, wohingegen der Gesamtverbrauch und v.a. die fossilen Energieträger Öl und Gas drastisch reduziert werden müssen.

Um die Ziele in der vorgegebenen Zeit erreichen zu können, müssen die finanziellen und rechtlichen Rahmenbedingungen verbessert werden.

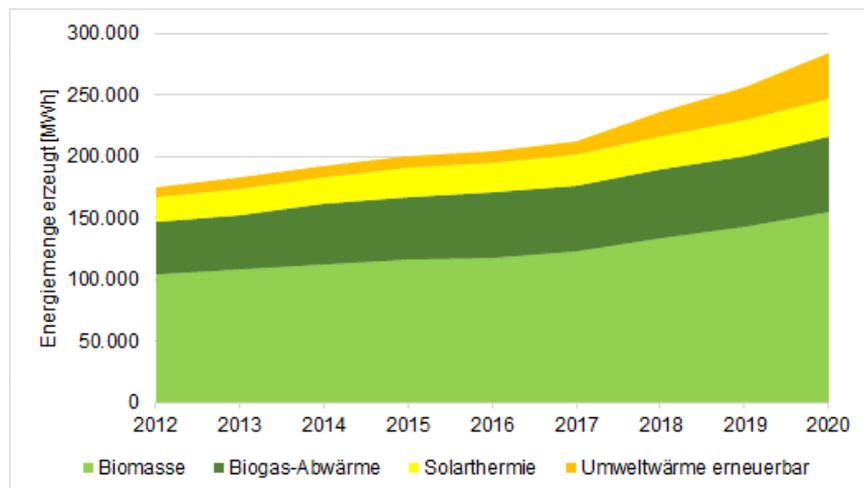


Abbildung 89: Diagramm zur notwendigen Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien für die Erreichung des 60%-Ziels. Quelle: eza! im Dezember 2017 bei der Erstellung der Zielerreichungsszenarien

In der Realität konnte in der Modellregion bedingt durch die 10H-Regelung kein neues Windrad gebaut werden. Der Ausbau der Solarenergie konnte deutlich vorangetrieben werden. Gesetzliche Rahmenbedingungen erschweren jedoch immer wieder den Zubau neuer Anlagen, beispielsweise durch Rückstufung der Vergütung von Dachanlagen mit mehr als 40 kW Leistung oder durch große Hürden im Bereich der Direktvermarktung oder Mieterstromlösungen. Der Zubau müsste für das Erreichen der Ziele noch deutlich gesteigert werden. Auch die Biogasabwärmenutzung konnte gesteigert werden, jedoch ebenfalls nicht im großen Maße, da den Anlagenbetreibern häufig die Zukunftsperspektiven für derartige Investitionen fehlen. Die Nutzung von Biomasse und Solarthermie im Wärmebereich nimmt zu, steht jedoch preislich in Konkurrenz mit aktuell niedrigen Öl- und Gaspreisen. Durch das Erheben einer CO<sub>2</sub>-Steuer müssten die externen Effekte der fossilen Rohstoffe internalisiert werden. Die erneuerbaren Energien würden hiervon enorm profitieren. Die ursprüngliche Zielsetzung - 60 % erneuerbare Energien im Strom- und Wärmesektor - stammt bereits aus dem Jahr 2011, als die erste Skizze für das Projekt entstand. In dieser Zeit waren die Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien deutlich besser und die Kosten fossiler Rohstoffe lagen deutlich über den Preisen von 2016 bis 2019.

Schlussendlich kann gesagt werden, dass durch das Projekt Energiewende Unterallgäu Nordwest unter den aktuell gültigen Rahmenbedingungen sehr viel bewegt worden ist, wenngleich die ursprünglich formulierte Zielsetzung voraussichtlich deutlich verfehlt werden wird. Viele Einzelprojekte und zahlreiche erfolgreiche Veranstaltungen mit Bürgern und Politikern aus der Region haben gezeigt, dass vieles möglich und dass die Energiewende zu schaffen ist, wenngleich das Ziel nicht immer auf dem schnellsten Wege zu erreichen ist. Durch das Projekt konnte eine Begeisterung für das Thema erneuerbare Energien und Klimaschutz geweckt werden, die sich auch auf Regionen außerhalb der eigentlichen Modellregion übertrug. Viele Einzelprojekte wären ohne die Initiative durch die Energiewende Unterallgäu nicht zu Stande gekommen – vor allem in den Bereichen Kommunen, Biogas, Zukunft Stromnetz und Haushalte. Kommunen und Bürger brauchen Unterstützung, um die Themen voranzubringen. Projekte wie Energiewende Unterallgäu Nordwest ermöglichen dies und erlauben vor allem eine bedarfsorientierte, zielgerichtete Unterstützung, um die Energiewende als generationenübergreifendes Gemeinschaftsprojekt zu schaffen.

Das voraussichtliche Nicht-Erreichen des 60%-Ziels für das Jahr 2021 ist somit keinesfalls als Niederlage zu sehen. Unter den aktuell gültigen Rahmenbedingungen sind die Ergebnisse sehr positiv einzuordnen. Nachfolgende Kapitel beschreiben die Vielzahl an Einzelprojekten, die durch die Energiewende Unterallgäu Nordwest angestoßen wurden. Die Strukturen sind geschaffen, die Netzwerke sind geknüpft und das Thema Energiewende wurde schrittweise immer populärer in der Region. Bleibt zu hoffen, dass im Rahmen eines Folgeprojekts mit den bestehenden sowie neuen Partnern auf die Arbeit aufgebaut werden kann, um die eingeleitete Wende weiter voranzutreiben.

## 2. Verwertung

Wie bereits im vorangegangenen Kapitel wird beschrieben entstand durch das Projekt Energiewende Unterallgäu vielfältiger Nutzen für Bürger, Kommunen und Unternehmer in der Modellregion. Durch regelmäßige Veröffentlichung der Projektergebnisse profitieren auch andere Regionen von den Erfahrungen, die im Rahmen des Projekts gewonnen wurden.

### Sektorenübergreifende Betrachtung

Im Laufe des Projekts bekam die sektorenübergreifende Betrachtung der Energiewende eine immer größere Bedeutung. Der Ausbau der Solarenergie konnte beispielsweise erfolgreich vorangetrieben werden und stieß dabei auf großes Interesse. Bei Betrachtung der Bilanzen und im Rahmen der Erstellung des virtuellen Kraftwerks wurde jedoch deutlich, dass durch die Solarenergie enorme Lastspitzen entstehen, wohingegen an anderen sonnenarmen Tagen nur wenig Energie erzeugt wird. Aus diesem Grund rückten Power-to-Heat-Konzepte verstärkt in den Fokus der Betrachtungen. Durch die Nutzung des Solarstroms in Wärmepumpen, kann ein Großteil des Jahreswärmebedarfs klimafreundlich gedeckt werden, vor allem dann, wenn die Häuser auf hohe energetische Standards gedämmt wurden und keine Hochtemperatur-Wärme mehr benötigen. Näher untersucht wurde das Thema Power-to-Heat beispielsweise im Teilprojekt Flair. Durch intelligente Netze und Ladesysteme können Erzeugungsspitzen zudem für das Laden von Elektrofahrzeugen eingesetzt werden. Flexibel einsetzbare Erzeugungseinheiten wie Biogasanlagen sollten hingegen gezielt dann eingesetzt werden, wenn die Solaranlagen nur wenig Strom liefern. Zumeist sind das dann auch die Zeiten, in denen die Haushalte viel Wärme benötigen, die zu einem beachtlichen Teil ebenfalls von den Biogasanlagen geliefert werden könnte. Die Beratungen im Rahmen der Energiewende Unterallgäu hatten jene Aspekte stets im Fokus. Häufig sind es jedoch aktuell gültige gesetzliche Rahmenbedingungen, die einzelnen Maßnahmen noch im Wege stehen. In einem möglichen Folgeprojekt sollen die entstandenen Ansätze aus dem hier beschriebenen Projekt weitergedacht und in Folge-Teil-Projekten umgesetzt werden.

### Hürden und Herausforderung aus rechtlicher und wirtschaftlicher Sicht

Immer wieder wurden im Laufe der Projektarbeit die bereits erwähnten Hürden sichtbar. Die Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien waren in den Jahren 2016 bis 2019 unzureichend. Biogasanlagenbetreibern kleiner und mittlerer Anlagen fehlt beispielsweise die Planungsgrundlage und Sicherheit, um einen Weiterbetrieb über die 20-jährige Vergütung hinaus zu gewährleisten. Aus diesem Grund scheiterten auch mehrere Wärmevorhaben für die Biogasabwärmenutzung. Landwirte investieren keine hohen Summen mehr in den Bau oder Ausbau von Netzen, wenn nicht sichergestellt werden kann, ob ein wirtschaftlicher Betrieb in sechs Jahren noch möglich ist. Auch Banken stellen dann kein Darlehen zur Verfügung und Bürger verweigern den Anschluss, wenn die Planungssicherheit nicht gegeben ist. Somit bleibt weiterhin viel zu viel Wärme ungenutzt und zum jeweiligen Ende der 20-jährigen EEG Vergütung wird es im Unterallgäu wie auch in anderen Regionen zu einer großen Rückbau- und Stilllegungswelle landwirtschaftlicher Biogasanlagen kommen. Zu ähnlichen Ergebnissen kamen auch die oben beschriebenen Machbarkeitsstudien für Biogasanlagen. Hier besteht dringender Handlungsbedarf, wenn die Energiewende-Ziele erreicht werden sollen.

Ebenfalls dringend angepasst werden müssten die Vorgaben für Direktvermarktung von Strom sowie die Regelung der Netzentgelte. Nur dann können Erzeugung und Verbrauch regional und nachhaltig aufeinander abgestimmt werden. Regionaler Stromhandel muss erleichtert und von einem Teil der Abgaben, Umlagen oder Entgelten befreit werden. Immer wieder kam diesbezüglich sowohl von Anlagenbetreibern als auch von Genossenschaften die Frage auf, ob der erzeugte Strom nicht regional vermarktet werden könne. Eine wirtschaftliche Lösung konnte noch nicht gefunden werden.

Zu guter Letzt waren es immer wieder die niedrigen Öl- und Gaspreise, die der Umsetzung einzelner Projekte im Wege standen. Letztlich ist Geld eines der ausschlaggebenden Kriterien, wenn sich Kommunen oder Privatleute für oder gegen die Durchführung eines Projekts entscheiden. Eine ernst gemeinte Klimapolitik muss die fossilen Energieträger endlich in dem Maße besteuern, wie sie negative externe Effekte in Form von CO<sub>2</sub>-Emissionen verursachen. Dann werden klimafreundliche Projekte aus wirtschaftlicher Sicht interessant und künftigen Generationen kann eine lebenswerte Erde erhalten werden.

### Ein langer Atem ist notwendig

Der Rückblick auf viele Projekte, die im Rahmen des Modellvorhabens angestoßen wurden, zeigt, dass Geduld und Ausdauer nötig ist, um Einzelprojekte zur Umsetzung zu bringen. Bürgereinbindung ist gerade bei größeren Projekten ein wichtiger Schlüssel zum Erfolg, birgt jedoch auch die Gefahr, dass Vorhaben immer wieder in langen Diskussionen festhängen. Vielfach sind mehrere Sitzungen von Energieteams, Gemeinderäten und Infoveranstaltungen für Bürgern notwendig bis ein Konsens gefunden ist. Falls dieser nicht gefunden wird, müssen die Projekte vorerst hintenangestellt werden. Nur durch regelmäßige Kontaktpflege und die Funktion als „Kümmerer“ werden Projekte initiiert und schließlich auch vorgebracht. Für viele Kommunen

bricht diese Funktion mit Projektende leider wieder weg. Die Gefahr ist somit groß, dass die geschaffenen Strukturen und einige angestoßenen Projekte keinen Fortbestand mehr haben.

#### Kommunen brauchen Unterstützung

Die wichtigste Erkenntnis des Projekts Energiewende Unterallgäu ist, dass gerade die kleineren, ländlichen Kommunen keine bzw. viel zu wenig zeitliche Ressourcen für Klimaschutz und Energiethemen haben. Häufig haben die Gemeinden keine eigene Verwaltung, der/die Bürgermeister/in sind für sämtliche Themen verantwortlich, die im kommunalpolitischen Alltag auftauchen und die zumeist dringendes Handeln fordern. Somit war die Unterstützung von außen, wie sie durch das Projekt Energiewende Unterallgäu geboten werden konnte, sehr hilfreich für die Kommunen. Aufgrund knapper finanzieller Ressourcen und der enormen Bandbreite an verschiedenen Themen sind viele Gemeinden derzeit nicht bereit, sich diese Art der Unterstützung außerhalb von Förderprojekten zu erwerben.

#### Auswirkung auf umliegende Landkreise und die bayerische Staatsregierung

Am Beispiel der Solaroffensive kann die Strahlkraft abgelesen werden, die das Projekt Energiewende Unterallgäu mit seinen vielfältigen Teilprojekten für andere Landkreise und Regionen hat. Im darauffolgenden Jahr wurden vergleichbare Solaroffensiven in den Landkreisen Oberallgäu, Dillingen, Günzburg und Lindau sowie im restlichen Landkreis Unterallgäu erfolgreich durchgeführt. Auch das Format der Energieberatungskampagne wurde im Rahmen des Projekts Energiewende Unterallgäu erstmals erprobt. Die unglaublich hohe Nachfrage nach Vor-Ort-Beratungen überzeugte schließlich auch die Verbraucherzentrale, so dass ähnliche Kampagnen inzwischen in zahlreichen Kommunen – unterstützt durch die Verbraucherzentrale Bayern – angeboten werden. Politiker und Entscheidungsträger haben erkannt, wie wichtig es ist, Kommunen und Akteure zu vernetzen und sich gemeinsam den Herausforderungen der Energiewende zu stellen. So sprach der bayerische Wirtschaftsminister Hubert Aiwanger von einem Vorzeigeprojekt für die dezentrale Energiewende. Obwohl in jeder Kommune individuelle Themen im Fokus stehen, profitieren Bürger und Politiker stark von den Erfahrungen der anderen Kommunen. In den Beiratssitzungen hielten Bürgermeister und regionale Unternehmen Kurzvorträge über erfolgreich durchgeführte Teilprojekte. Diese Best-Practice-Erfahrungsberichte zeigen den Anwesenden, dass die Maßnahmen funktionieren und wirken „ansteckend“ auf andere Kommunen und deren Vertreter. Wichtig ist, dass die notwendige Struktur für die Vernetzung geschaffen und erhalten wird und dass immer wieder neue Impulse für interessante Diskussionen sorgen. Diese Arbeit konnte über das Projekt Energiewende Unterallgäu geboten werden. Die große Hoffnung ruht nun auf Folgeprojekten, die dabei helfen, die nächsten wichtigen Schritte für das Gelingen der Energiewende einzuleiten und die geschaffenen Strukturen weiter bestehen zu lassen.

#### Es spricht sich herum

Der Bekanntheitsgrad des Projekts Energiewende Unterallgäu konnte schrittweise gesteigert werden. Gerade regionale Bekanntheitswerte sind enorm wichtig, um die Akzeptanz für die Einzelprojekte zu erhöhen und um Bürger, Kommunen und Unternehmen zum Mitmachen zu bewegen. Um die Ergebnisse des Projekts auch überregional bekannt zu machen, sind zudem Kontakte zu Fachmedien notwendig. Diese bedingen jedoch Projektergebnisse, die wiederum, wie oben erwähnt, nur durch regionale Bekanntheit und Akzeptanz erzielt werden können. Schrittweise kann die Bekanntheit also auf regionaler Ebene und schließlich auch überregional erhöht werden, so dass immer wieder aus ganz Deutschland Anrufe und Rückfragen zu Teilprojekten kommen. Diese Öffentlichkeitswirksamkeit ist essentiell, um die Energiewende in der gesamten Republik voranzutreiben. Vergleichbare Projekte wie Energiewende Unterallgäu Nordwest könnten jeweils in verschiedenen Teilen Deutschlands initiiert und deren Ergebnisse auf einer zentralen Plattform und in unterschiedlich platzierten Veranstaltungen anderen Regionen zur Verfügung gestellt werden.

#### Bewusstseinsbildung

Projekte wie Energiewende Unterallgäu Nordwest helfen bei der Bewusstseinsbildung von Bürgern und Bürgerinnen. Es ist wichtig, immer wieder aufzuzeigen, dass jeder seinen Beitrag für die Energiewende leisten kann und dass gerade die älteren Generationen hier eine große Verantwortung für ihre Kinder und Enkelkinder haben. Ziel ist dabei, die Menschen zum Mitmachen zu motivieren und weniger, über falsche Handlungsweisen zu belehren. Dieser Grundgedanke prägte die Arbeit im Rahmen des Projekts.

### 3. Erkenntnisse von Dritten

Wie oben beschrieben, setzt sich das Projekt Energiewende Unterallgäu aus zahlreichen Einzelprojekten zusammen. Bis heute ist kein Projekt in Deutschland bekannt, das in ähnlichem Muster durchgeführt wird oder wurde, so dass auch kein Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens von anderen Stellen genannt werden kann.

Teilprojekte wurden mitunter in ähnlicher Form von anderen Akteuren durchgeführt. Die Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) ließ im Zuge des ebenfalls von der FNR geförderten Projekts Energie-Update beispielsweise Machbarkeitsstudien zur Flexibilisierung von Biogasanlagen erstellen bzw. deren Wirtschaftlichkeit berechnen. Dabei wurde auch eine Anlage aus der Modellregion Unterallgäu untersucht. Die Ergebnisse der Vorhaben sind dennoch nicht miteinander zu vergleichen, da bei der Erstellung der oben beschriebenen Studien aus dem Projekt Energiewende Unterallgäu Vor-Ort-Besuche stattgefunden haben. Die Studien berücksichtigen dann auch lokal spezifische Faktoren wie aktuell zulässige Netzanschlusskapazität oder ins Energiesystem integrierbare PV-Anlagen. Zudem befassten sich die Studien nicht ausschließlich mit Flexibilisierungsmöglichkeiten, sondern je nach Anlage mit Effizienzsteigerung, Optimierung der Wärmenutzung oder Vorbereitung für die Ausschreibung. Da die Rechts- und Gesetzeslage sehr komplex ist, haben wir uns für dieses Format der Untersuchung und Beratung entschieden, da so auch die tatsächlich vorhandenen Hürden aufgedeckt werden können, die sonst mitunter nur wenig präsent sind.

## 4. Veröffentlichungen

### Printmedien

#### Fachzeitschriften:

- EUWID. Neue Energie (8.2019): Fachthema: Flexibilisierte Biogasanlagen können zur Stabilisierung des Verteilnetzes beitragen
- Umweltbriefe (Dez. 2016): Einmaliger Feldversuch auf dem Land
- Sonne, Wind & Wärme / Netzpraxis (Jahrgang 58 (2019), Heft 5): Köpfchen statt Kupfer. Flexibilisierung von Biogasanlagen verdoppelt den Autarkiegrad in der Region
- Energie aus Pflanzen (2/2019): Biogasanlagen als Teil einer erfolgreichen Energiewende
- Augsburg Allgemeine (8. September 2017): Wie eine Region die Energiewende anpackt. Landwirt Benedikt Harzenetter erzeugt mit seiner Biogasanlage Strom für viele Haushalte. Daneben heizt er Häuser und einen Gasthof. Er ist nur einer von vielen, die das Unterallgäu zum Vorbild für den Klimaschutz machen wollen.
- Umweltbriefe (Februar 2019): Voll hinter der Sache stehen. Energiewende Unterallgäu Nordwest
- Erneuerbare Energien (02/2017): Reallabor ländlicher Energie. 27 Ortschaften im Unterallgäu werden mit regenerativem Strom und sauberer Wärme aus Biogas und Solarenergie versorgt
- Bayerisches Landwirtschaftliches Wochenblatt (8. März 2019): Moralische Niederlage vermeiden
- Bayerische Gemeindezeitung (2016): Projekt Energiewende Unterallgäu Nordwest. Deutschlandweites Modell für die Energiewende im ländlichen Raum
- Bayerische Staatszeitung (04. November 2016): Das Unterallgäu als Vorbild für ganz Deutschland. Ein vom Bundeslandwirtschaftsministerium gefördertes Projekt soll zeigen, dass die Energiewende auch im ländlichen Raum funktioniert
- Energie & Management Daily (30.10.2018) (Stefan Sagmeister): Effizienz: Nachtspeicheröfen als flexible Wärmespeicher
- Allgäu Alternativ (2/2018): Start der Solaroffensive. Nieder mit den nackten Dächern

#### Regionale und überregionale Presse:

Die nachfolgende Liste gibt eine Auswahl der wichtigsten Meldungen wieder, die im Projektzeitraum zu den Fortschritten erschienen sind.

- Allgäuer Zeitung (13. Mai 2016) Nordwesten des Unterallgäus wird Modellregion
- Mindelheimer Zeitung (24. August 2017): Was rechnet sich wie und wann? Der kostenlose Sonnenenergie-Rechner für jedes Hausdach ist jetzt online
- Mindelheimer Zeitung (29. August 2017) Biogasanlagen sollen effizienter werden
- Memminger Zeitung (1. Februar 2018): Die eigenen vier Wände auf dem Prüfstand
- Mindelheimer Zeitung (1. April 2018): Kostenlose Energie-Checks für Bürger in der VG Pfaffenhausen
- Illertisser Zeitung (ebenfalls erschienen in Mindelheimer und Memminger Zeitung sowie Memminger Zeitung (16. Mai 2018): Projekt Energiewende: Infoabende starten
- Illertisser Zeitung, Memminger Zeitung, Mindelheimer Zeitung (22. Juni 2018): Die Energiewende – ein hohes Ziel?
- Memminger Zeitung (11. Juli 2018): Benningen will Nahwärmenetz aufbauen
- Memminger Zeitung (20. Juli 2018): Energieeffizienz im Fokus
- Memminger Kurier (26. Juli 2018): Vorbilder in Sachen Energieeffizienz
- Allgäuer Zeitung (17. August 2018): Energiewende – aber wie?
- Der Kreisbote (22. August 2018): Weltweit und im Allgäu
- Allgäuer Zeitung (23. August 2018): Westerheim: Ausbau von Wärmenetz schreitet voran
- Mindelheimer Zeitung (1. September 2018): Strom vom Dach: Gut fürs Klima, gut fürs Konto
- Memminger Zeitung (20. Oktober 2018): Solaroffensive: Viele Bürger informieren sich
- Extra Blatt (24. Oktober 2018): Wohnkomfort steigern, Energiekosten senken
- Illertisser Zeitung (27. Oktober 2018): Winterrieden: Ein kleines Dorf ist im Klimaschutz ganz groß
- Allgäuer Zeitung (02. November 2018) Strom Heizen mit Solarstrom: LEW testet Konzept im Unterallgäu
- Energate Messenger (2. November 2018): Lechwerke testen Power-to-Heat in Haushalten
- Memminger Zeitung (2. November 2018) Heizen mit Solarstrom: LEW testen Konzept
- Mindelheimer Zeitung (ebenfalls erschienen in Memminger Zeitung, Illertisser Zeitung und Memminger Kurier) (7. November 2018): Heizen mit Ökostrom aus der Region
- Illertisser Zeitung, Mindelheimer Zeitung, Memminger Zeitung, Memminger Kurier (13. Dezember 2018): Modellregion: Geht es nach Zuschuss-Stop weiter? Im März läuft die Förderung des Projekts Energiewende Unterallgäu Nordwest aus. Ein Rück- und Ausblick
- Allgäuer Zeitung, Memminger Zeitung, Memminger Kurier, Mindelheimer Zeitung, Illertisser Zeitung (19. Januar 2019): Zukunftsforum Energie mit Minister Hubert Aiwanger

- Illertisser Zeitung, Memminger Zeitung, Mindelheimer Zeitung (31. Januar 2019) (Winterrieden): Von der Biogasanlage zur Heizung. In Winterrieden soll ein Nahwärmenetz entstehen.
- Wirtschaft im Allgäu (18. Juli 2017) Energiewende Unterallgäu
- Illertisser Zeitung, Memminger Zeitung, Mindelheimer Zeitung (08. Februar 2019): Biogasanlagen haben viel Potenzial

### Internetmedien

Oftmals wurden Meldungen über Presseverteiler verschickt. Wo in der Folge Berichte zum Projekt Energiewende Unterallgäu erschienen sind, kann nicht vollständig dargestellt werden. Nachfolgende Listung gibt einige Beispiele wieder:

- 50,2 Die Plattform für intelligente Stromnetze (April 2019): Im Test: Power-to-Heat-Konzept im Unterallgäu
- B4B Schwaben (13. Februar 2019): Abschluss eines Pilot-Projekts: Unterallgäu ist Vorreiter bei Energiewende
- EM Power (5. November 2018): Heizen mit regionalem Ökostrom
- News-Facts.eu (18. Juli 2018): Landkreis Unterallgäu: Die Energiewende soll weitergehen
- Public Manager - das Online Portal für Entscheider im öffentlichen Bereich (20. Mai 2016): Modellregion Unterallgäu Nordwest will Strom und Wärme im Jahr 2021 zu 60 % erneuerbar erzeugen
- www.sonnenseite.com (1. November 2018): LEW wollen Nachtspeicheröfen mit regional erzeugtem Solarstrom aufladen

### Radioberichte

Zu den nachfolgend gelisteten Beiträgen sind Podcasts vorhanden. Weitere Radioberichte, die über die regionalen Sender RSA oder RT 1 veröffentlicht wurden, sind aufgrund fehlender Daten nicht einzeln aufgelistet.

- Bayern 1 (16. August 2017) Internetseite hilft bei Entscheidung über Kauf einer Solaranlage
- Antenne Bayern (28. Mai 2018): Solaroffensive Unterallgäu
- Bayern 1 (11. Juli 2018) Bericht zum Besuch der Bundestagsabgeordneten Nüßlein und Stracke in der Modellregion Energiewende Unterallgäu

### Fernsehberichte

- Bayerische Rundschau (06. Februar 2019): Bericht zu Projekt Energiewende Unterallgäu und Zukunftskonferenz Regionale Energiewende
- TV-Allgäu Nachrichten (07. Februar 2019): Bericht zur Zukunftskonferenz Regionale Energiewende

## Abbildungen

Abbildung 1: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Verbrauchergruppen in der Modellregion .....	6
Abbildung 2: Zielerreichungsszenario 2020 .....	7
Abbildung 3: Stromverbrauch der Nutzergruppen in MWh in der Modellregion Energiewende Unterallgäu Nordwest (Datengrundlage: Lechwerke Verteilnetz GmbH) .....	7
Abbildung 4: Stromerzeugung in MWh in der Modellregion Energiewende Unterallgäu Nordwest (Datengrundlage: Lechwerke Verteilnetz GmbH) .....	8
Abbildung 5: Gegenüberstellung von Energieerzeugung und Verbrauch in der Modellregion Energiewende Unterallgäu Nordwest (Datengrundlage: Lechwerke Verteilnetz GmbH).....	8
Abbildung 6: Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien in der Modellregion während des Projektzeitraums (Datengrundlage: Lechwerke Verteilnetz GmbH).....	9
Abbildung 7: Kreisdiagramm zur Strombilanz von 2017 (Datengrundlage: Lechwerke Verteilnetz GmbH).....	9
Abbildung 8: Wärmeerzeugung nach Energieträgern in der Modellregion .....	10
Abbildung 9: Wärmebilanz für die Modellregion .....	10
Abbildung 10: Entwicklung der Strom- und Wärmeerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien in der Modellregion .....	11
Abbildung 11: Gegenüberstellung Erzeugung und Verbrauch von Strom und Wärme in der Modellregion bei Trendfortsetzung der Verbräuche nach 2018.....	12
Abbildung 12: Gegenüberstellung Erzeugung und Verbrauch von Strom und Wärme in der Modellregion bei Stagnation der Verbräuche auf dem Wert von 2018 .....	12
Abbildung 15: 10 kWp PV-Anlage auf dem Dach der Grundschule in Lachen .....	14
Abbildung 16: Bau der 30 kWp PV-Anlage auf der Kläranlage in Winterrieden. Foto: eza! .....	15
Abbildung 17: Möglicher Trassenplan für das geplante Nahwärmenetz im Ortskern der Gemeinde Benningen .....	16
Abbildung 18: Im Bereich der Bahnunterführung wurden im Herbst 2018 bereits vorsorglich Wärmerohre verlegt, um diesen Teil der Straße zu einem späteren Zeitpunkt nicht mehr aufreißen zu müssen. Foto: Gemeinde Westerheim.....	17
Abbildung 19: Auszug aus dem Plan für das Neubaugebiet Hetzlinshofen (Quelle: Gemeinde Lachen) .....	17
Abbildung 20: Heizzentrale des Nahwärmenetzes Boos von außen. Das Holzgebäude fügt sich hervorragend ins Ortsbild. Foto: Knecht Ingenieure .....	18
Abbildung 21: Hackschnitzellager in Boos. Lösung als Bunkeranlage zur größtmöglichen Platzerparnis. Die Befüllung mit dem LKW kann problemlos erfolgen. Foto: Knecht Ingenieure.....	18
Abbildung 22: Schematische Darstellung der Flächen für Photovoltaik (gelb), Solarthermie (blau) sowie der Trasse für Wärme & Strom (rot). Grün dargestellt ist ein möglicher Standpunkt für einen außenliegenden thermischen Pufferspeicher. Quelle Bild: Bayernatlas .....	19
Abbildung 23: Berechnete Leistungserzeugung der PV-Anlage mit Verbrauchslastgang der Naturtherme Bedernau für einen Julitag Quelle: egrid .....	19
Abbildung 24: eza!-Mitarbeiter Rainer Moll bei der Beratung im Heizungskeller.....	24
Abbildung 25: Animation aus der Planung für die Turnhalle. Gut sichtbar ist die große, nach Süden geneigte Dachfläche. Foto: Gemeinde Lachen .....	24
Abbildung 26: Beleuchtungssimulation für die neue Turnhalle Lachen für 30 3-flammige LED-Leuchten mit je 105 W und 300 lx Beleuchtungsstärke (von eza! empfohlen).....	25
Abbildung 27: Gegenüberstellung des Straßenleuchtenbestands der Modellregion in den Jahren 2015 und 2017 (Quelle: LEW) .....	26
Abbildung 28: Karl Geller bei der Moderation des Planspiels Energiespardorf im Schulzentrum Babenhausen. Im Publikum fanden sich zahlreiche Bürgermeister und Gemeinderäte/innen. Foto: Helmut Scharpf .....	27
Abbildung 29: Gut 20 Teilnehmer/innen aus Kirchheim und Eppishausen informierten sich in Wildpoldsried über die Vorgehensweise der Energiewende. Foto: eza! .....	27

Abbildung 30: Verbrauchskennwerte aus dem Energiemanagementbericht für das Schulzentrum Babenhausen (Quelle: eza!)	28
Abbildung 31: Gebäudeskizze aus den Planungen für das neue Dorfgemeinschaftshaus Oberschöneck (Quelle: Gemeinde Oberschöneck)	28
Abbildung 32: Kartographische Skizzierung der möglichen Erweiterungsvarianten (gestrichelte Linien)	29
Abbildung 33: Benedikt Harzenetter in der Heizzentrale des Wärmenetzes in Günz. Foto: eza!	30
Abbildung 34: Geplante Auslegung des Wärmenetzes in Winterrieden	31
Abbildung 35: Auszug aus der Planung für die Wärmenetzerweiterung des Nahwärmenetzes Pleß (Quelle: Knecht Ingenieure)	32
Abbildung 36: KSK Käßmeyer Geschäftsführer Gerhard Weiß mit den "Premiumhackschnitzeln" die durch die Biogasabwärme getrocknet wurden	33
Abbildung 37: Luftbild der Firma KSK Käßmeyer mit den Biogasanlagen am unteren Rand des Betriebsgeländes. Die gelb gestrichelte Linie stellt die bestehende Erdgasleitung dar, die direkt am Betriebsgelände entlangläuft. (Quelle: Bayerische Vermessungsverwaltung)	34
Abbildung 38: Mit rund 80 Teilnehmern war die Auftaktveranstaltung Biogas, die im Feststadel Laupheimer in Günz stattfand, sehr gut besucht. Foto: eza!	34
Abbildung 39: Blick in den Kuhstall der Familie Diebolder. Milchwirtschaft und Energieerzeugung werden hier bereits seit knapp 20 Jahren kombiniert.	35
Abbildung 40: Verfahrensfließbild der Biogasanlage Einsiedler vor dem Projektstart (Quelle: renergie allgäu e.V.)	37
Abbildung 41: Darstellung des herausgearbeiteten Vorschlags für den BHKW-Fahrplan der flexibilisierten Anlage. Die Optimierung der Wärmenutzung erfordert eine spezielle Anpassung der Erzeugungsleistung an das Bedarfsprofil der angeschlossenen Wohngebäude.	38
Abbildung 42: Kumulierter Cash Flow der Anlagenflexibilisierung der Biogasanlage im Betrachtungszeitraum 2019-2031	40
Abbildung 43: Biogasanlage der Familie Gollmitzer im Unterallgäu. Aktuell wird die 2005er Biogasanlage im Grundlastbetrieb betrieben und versorgt bisher nur den Wärmebedarf der Vergärungsanlage und der Container-Holztrocknung.	42
Abbildung 44: Blick auf die Biogasanlagen des Viehweidhofs. Foto: www.viehweidhof.com	44
Abbildung 45: Anlagenschema Biogasanlage Viehweidhof 2017	44
Abbildung 46: Eigenwärmebedarf in kW der Biogasanlage im Jahresverlauf bei bestehendem Betrieb	45
Abbildung 47: Jahreslastgang Gasverbrauch Gärtnerei. Ordinate: Stundengasverbrauch in kWh	45
Abbildung 48: Wärmeversorgung der Biogasanlage in einem Jahr (Einheit: MWh pro Monat)	46
Abbildung 49: Vorgeschlagene Laufzeiten der BHKW pro Monat bezogen auf 720 Stunden	46
Abbildung 50: Simulation Eigenverbrauchsoptimierung Biogasanlage für den 15. August 2019	51
Abbildung 51: Simulation Erzeugung und Verbrauch für den 15. August 2019	52
Abbildung 52: Bauarbeiten an den Stallanlagen, die mit Biogas-Abwärme beheizt werden sollen	52
Abbildung 53: Strombilanz auf das Jahr 2017 gesehen	54
Abbildung 54: Jahresverbrauchslastgang in der Modellregion. RLM steht dabei für „registrierende Leistungsmessung“ und bedeutet, dass dieser Verbrauch Industriebetrieben mit mehr als 100.000 kWh Jahresverbrauch zugeordnet werden kann. (Quelle: LEW)	55
Abbildung 55: Die Erzeugung in der Modellregion 2015 setzte sich im Wesentlichen aus PV-Strom und Biogas-Strom zusammen (Quelle: LEW)	55
Abbildung 56: Differenzlastgang für die Modellregion 2015. Die negativen Zahlen stellen Überschüsse dar, die ins überregionale Netz rückgespeist werden müssen. (Quelle: LEW)	55
Abbildung 57: Jahresdauerlinie Verbrauch und Erzeugung Modellregion 2015 (Quelle: LEW)	56
Abbildung 58: Anteil der Stunden, in dem eine Eigenbedarfsdeckung durch die installierten Erzeugungsanlagen möglich ist, beträgt 2015 ca. 26 % (Autarkiegrad). (Quelle: LEW)	57
Abbildung 59: Durch eine reine Steuerung der Anlagen in Abstimmung mit der PV-Erzeugung kann der Autarkiegrad auf ca. 34 % gesteigert werden. (Quelle: LEW)	57

Abbildung 60: Steigerung der eingebauten Leistungen der bestehenden Biogasanlagen auf 30 MW kann Erhöhung der Autarkiequote auf rund 48 % bedeuten. (Quelle: LEW) .....	57
Abbildung 61: Übersicht zum FLAIR-Konzept (links) und das Vorgehen zur Ermittlung individueller Freigabezeiten (Quelle: LEW AG) .....	60
Abbildung 62: Exemplarischer Verlauf der tatsächlichen Netzspannung (links) und Bezugsleistung der Speicherheizung (rechts) in einem Testhaushalt am 19.02.2019 .....	60
Abbildung 63: Bei zahlreichen Netzwerktreffen konnten sich Unternehmen aus der Modellregion untereinander austauschen (Foto entstand beim Netzwerktreffen bei der Firma Wanzl in Kirchheim) .....	61
Abbildung 64: Pufferspeicher an der Heizzentrale auf dem Firmengelände der Green Factory 2.0 .....	62
Abbildung 65: Firmenchef Andreas Müller erläutert das Prinzip der CO <sub>2</sub> neutralen Fabrik (von rechts: Frau Christa Bail, Bürgermeisterin der Gemeinde Westerheim, Dr. Thorsten Gottschau (FNR), Landrat Hans-Joachim Weirather und Andreas Müller) .....	62
Abbildung 66: Ziegelwerk Klosterbeuren mit den bereits verpackten Ziegeln .....	63
Abbildung 67: Kamin mit Rauchgasreinigung und Wärmerückgewinnung .....	63
Abbildung 68: Lageplan des Gewerbegebiets mit den Flächen 1 bis 6 (Quelle: econ AG in Machbarkeitsstudie) .....	66
Abbildung 69: Kartographische Darstellung der Dimensionierung der Wärmeleitungen im Planungsgebiet ..	67
Abbildung 70: Auszug aus der Auswertung der Fragebögen (Quelle: MIT - Mittelstandsinstitut der Hochschule Kempten) .....	71
Abbildung 71: Ergebnis des Fragebogens: Wurden im Nachgang an die Beratungen Maßnahmen durchgeführt? (Quelle: MIT - Mittelstandsinstitut der Hochschule Kempten) .....	72
Abbildung 72: Ergebnisse aus dem Fragebogen II: Welche Maßnahmen wurden durchgeführt (Teil 1)? (Quelle: MIT - Mittelstandsinstitut der Hochschule Kempten) .....	72
Abbildung 73: Ergebnisse aus dem Fragebogen III: Welche Maßnahmen wurden durchgeführt (Teil 2)? (Quelle: MIT - Mittelstandsinstitut der Hochschule Kempten) .....	73
Abbildung 74: Ergebnisse aus dem Fragebogen IV: Gründe für die Nicht-Durchführung empfohlener Maßnahmen (Quelle: MIT - Mittelstandsinstitut der Hochschule Kempten) .....	73
Abbildung 75: Ergebnisse aus dem Fragebogen V: Nutzen der Beratung (Quelle: MIT - Mittelstandsinstitut der Hochschule Kempten) .....	74
Abbildung 76: eza!-Referent Robert Immler beim Solarinfoabend in der Gemeinde Lachen .....	75
Abbildung 77: Installierte Leistung an PV-Anlagen während des Projektzeitraums .....	75
Abbildung 78: von links: Herman Fischer (Biogasanlagenbetreiber Spöckmühle), Martin Sambale (eza!) Landrat Hans-Joachim Weirather und Norbert Schürmann (LEW) vor der Biogasanlage am 31. Oktober 2016 (Foto: LEW) .....	76
Abbildung 79: Zahlreiche Besucher erschienen am 6. Februar 2019 im Feststadel Günz .....	77
Abbildung 80: An den Thementischen wurden alle Themen rund um die regionale Energiewende behandelt .....	77
Abbildung 81: Hochkarätig besetzte Podiumsdiskussion (von links: Daniel Hölder von BayWa re, Prof. Dr. Michael Sterner von der Universität Regensburg, der Bayerische Staatsminister für Wirtschaft und Energie Hubert Aiwanger, Martin Sambale von eza!, Norbert Schürmann von LEW und Wendelin Einsiedler, Windkraftbetreiber aus Wildpoldsried) .....	77
Abbildung 82: Norbert Schürmann bei der Präsentation zum Projekt FLAIR .....	78
Abbildung 83: von links: Martin Sambale (eza!), Landrat Hans-Joachim Weirather, Stephan Stracke (MdB), Dr. Georg Nüßlein (MdB), Norbert Schürmann (LEW) und Andreas Müller (Geschäftsführer Alois Müller Gruppe) .....	78
Abbildung 84: Am Messestand Energiewende Unterallgäu wurden Bürger/innen beraten und über das Projekt Energiewende Unterallgäu informiert .....	79
Abbildung 85: Saal bei der Infoveranstaltung in Boos mit Messestand Energiewende Unterallgäu .....	80
Abbildung 86: von links: Sebastian Hartmann (eza!), Michael und Benedikt Harzenetter (Biogasanlagenbetreiber) erläutern Michael Kerler von der Augsburger Allgemeinen die Funktionsweisen und Herausforderungen der Biogaserzeugung. ....	80

Abbildung 87: An den Ortseingängen wie hier in Bebenhausen (Ortsteil von Kettershhausen) prangten die Tafeln, die auf das Projekt Energiewende Unterallgäu hinweisen .....	81
Abbildung 88: 2017 erstelltes Zielerreichungsszenario .....	82
Abbildung 89: Hochrechnungen des Energieverbrauchs Strom und Wärme von 2015 bis 2021 .....	83
Abbildung 90: Diagramm zur notwendigen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für die Erreichung des 60%-Ziels. Quelle: eza! im Dezember 2017 bei der Erstellung der Zielerreichungsszenarien .....	83
Abbildung 91: Diagramm zur notwendigen Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien für die Erreichung des 60%-Ziels. Quelle: eza! im Dezember 2017 bei der Erstellung der Zielerreichungsszenarien .....	84