

Synergiepotentiale mit kommunalen Infrastrukturen

Schnittstellen zwischen Energie- und sonstigen Infrastrukturen im Kontext von Hybridnetzen

R. Hinterberger

Factsheet

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

23/2015

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter
<http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

Synergiepotentiale mit kommunalen Infrastrukturen

Schnittstellen zwischen Energie- und sonstigen
Infrastrukturen im Kontext von Hybridnetzen

Factsheet

DI Robert Hinterberger
NEW ENERGY Capital Invest GmbH

Wien, September 2014

Vorbemerkung

In der Strategie der österreichischen Bundesregierung für Forschung, Technologie und Innovation ist deutlich verankert, dass Forschung und Technologieentwicklung zur Lösung der großen gesellschaftlichen Herausforderungen beizutragen hat, wobei die Energie-, Klima- und Ressourcenfrage explizit genannt wird. In der vom Rat für Forschung und Technologieentwicklung für Österreich entwickelten Energieforschungsstrategie wird der Anspruch an die Forschung durch das Motto „Making the Zero Carbon Society Possible!“ auf den Punkt gebracht. Um diesem hohen Anspruch gerecht zu werden sind jedoch erhebliche Anstrengungen erforderlich.

Im Bereich der Energieforschung wurden in den letzten Jahren die Forschungsausgaben deutlich gesteigert und mit Unterstützung ambitionierter Forschungs- und Entwicklungsprogramme international beachtete Ergebnisse erzielt. Neben der Finanzierung von innovativen Forschungsprojekten gilt es mit umfassenden Begleitmaßnahmen und geeigneten Rahmenbedingungen eine erfolgreiche Umsetzung der Forschungsergebnisse einzuleiten. Ein wesentlicher Erfolgsfaktor für die Umsetzung ist die weitgehende öffentliche Verfügbarkeit der Resultate. Die große Nachfrage und hohe Verwendungsquoten der zur Verfügung gestellten Ressourcen bestätigen die Sinnhaftigkeit dieser Maßnahme. Gleichzeitig stellen die veröffentlichten Ergebnisse eine gute Basis für weiterführende innovative Forschungsarbeiten dar. In diesem Sinne und entsprechend dem Grundsatz des „Open Access Approach“ steht Ihnen der vorliegende Projektbericht zur Verfügung. Weitere Berichte finden Sie unter www.NachhaltigWirtschaften.at.

DI Michael Paula

Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorbemerkung zur Smart Grids Begleitforschung

In den letzten Jahren setzt das BMVIT aufgrund der Aktualität des Themas einen strategischen Schwerpunkt im Bereich der Weiterentwicklung der Elektrizitätsversorgungsnetze. Dabei stehen insbesondere neue technische, aber auch sozio-technische und sozio-ökonomische Systemaspekte im Vordergrund.

Im Rahmen der „Smart Grids Begleitforschung“ wurden daher Fragestellungen von zentraler Bedeutung für die Weiterentwicklung diesbezüglicher F&E-Strategien identifiziert und dementsprechende Metastudien, Detailanalysen und Aktionspapiere initiiert und - zum Teil gemeinsam mit dem Klima- und Energiefonds - finanziert. Der gegenständliche Bericht dokumentiert eine in diesem Zusammenhang entstandene Arbeit, die nicht zwingend als Endergebnis zur jeweiligen Fragestellung zu verstehen ist, sondern vielmehr als Ausgangspunkt und Grundlage für weiterführende Forschung, Strategieentwicklung und Entscheidungsfindung.

Michael Hübner

Themenmanagement Smart Grids

Abteilung Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

0. Vorwort.....	3
1. Motivation.....	4
2. Beschreibung von Technologieoptionen und Best Practice Beispielen.....	4
3. Potentialabschätzungen.....	12
3.1. Abwasserwärmenutzung.....	13
3.2. Lastverschiebung bei Trink- und Abwasserpumpen	14
3.3. Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen, Erhöhung Eigenstromanteil	15
3.4. Nutzung von Kläranlagen zur Erzeugung von Treibstoffen	18
3.5. Sonstige Synergiepotentiale	20
3.6. Nutzung von IKT zu Optimierung von kommunalen Dienstleistungen	20
4. Chancen und Hindernisse für die Umsetzung, Zusammenfassung und abschließende Empfehlungen	20
5. Literatur.....	22
6. Danksagung.....	23

0. Vorwort

Zielsetzung der BMVIT-Arbeitsgruppe Hybridnetze und der nun vorliegenden Strategiedokumente war es, erste Vorschläge bezüglich der Umsetzung von Hybridnetzen/-systemen zu erarbeiten und Empfehlungen hinsichtlich vielversprechender Entwicklungspfade zu geben.

Ergänzend zu einem zeitgleich erarbeiteten Visions- und Strategiepapier zu Hybridnetzen werden in diesem Fact-Sheet die technischen und wirtschaftlichen Potentiale der Nutzung von Synergiepotentialen zwischen Energie- und sonstigen kommunalen Infrastrukturen diskutiert und deren Umsetzungshindernisse dargestellt.

Es war jedoch nicht Ziel der Arbeitsgruppe bzw. dieses Dokumentes, einzelne Entwicklungspfade detaillierter zu beschreiben und zu analysieren. Dies wäre vielmehr Aufgabe einer auf die nun vorliegenden Arbeiten aufbauenden, detaillierten quantitativen Erhebung und Analyse.

1. Motivation

Kommunen und kommunale Einrichtungen haben einen nicht unwesentlichen Energieverbrauch. Der Anteil für Beheizung und Beleuchtung öffentlicher Gebäude macht allerdings nur einen kleinen Teil davon aus, obwohl sich Energieeffizienzmaßnahmen im kommunalen Bereich vorwiegend auf diesen Bereich konzentrieren. Vielmehr sind in aller Regel die Straßenbeleuchtung sowie die Abwasser- und Trinkwassersysteme (Pumpen, Kläranlageneinrichtungen) die größten kommunalen Energie- bzw. Einzelstromverbraucher.

Obwohl der Energieverbrauch der letztgenannten Einrichtungen ein wesentlicher Kostenfaktor ist, wird dies oft nicht bewusst wahrgenommen. Während etwa die Kosten für Heizung und Beleuchtung kommunaler Gebäude in der Regel bekannt sind, werden die Kosten für den Energieverbrauch von Wasserpumpen oder Kläranlagen nicht direkt im kommunalen Rechnungswesen sichtbar, da diese zumeist von kommunalen Betrieben oder Abwasserverbänden getragen und über die Abwassergebühren direkt auf die Gemeindebürger überwältzt werden.

Trotz teilweise hoher Anfangsinvestitionen können bei diesen Großverbrauchern sowohl klassische Energieeffizienzmaßnahmen wie - im Kontext von Hybridnetzen - der Einsatz neuer Technologien wirtschaftlich attraktiv sein, da diese zu einer langfristigen und dauerhaften Kostenreduktion auf der Ausgabenseite führen.

Durch sonstige Maßnahmen können unter Umständen sogar Zusatzerträge erzielt werden, etwa indem im Zusammenspiel zwischen kommunalen Verbrauchern und Energieinfrastrukturen zusätzliche Flexibilitäten durch hybride Speicherlösungen generiert werden.

Beispielsweise können die in Trink- und Abwassersystemen vorhandenen Pumpenanlagen entsprechend dem Stromangebot gesteuert oder sogar ganze Trinkwassernetze wie Pumpspeicherkraftwerke betrieben werden.

Auch das Power-To-Gas Konzept bietet perspektivisch vielfältige Möglichkeiten zur Nutzung von Synergiepotentialen mit kommunalen Infrastrukturen.

2. Beschreibung von Technologieoptionen und Best Practice Beispielen

Unter dem Begriff „Hybridnetze“ wird die Koppelung von unterschiedlichen Netzen und Infrastrukturen verstanden, um Synergie-Potenziale insbesondere im Energiebereich zu nutzen.

Folgend sind die wichtigsten Kopplungsmöglichkeiten und Technologieoptionen im Zusammenhang mit kommunalen Infrastrukturen angeführt.

Nutzung der Abwärme aus Abwasserkanälen

Beispielsweise kann die im Abwasser vorhandene Abwärme mittels spezieller Wärmetauscher und Wärmepumpen auf ein höheres Temperaturniveau gebracht und anschließend zu Heizzwecken oder auch zur Brauchwassererwärmung genützt werden. Umgekehrt können diese Anlagen auch zur Kühlungszwecken verwendet werden, wobei die kombinierte Wärme-/Kältebereitstellung in der Regel deutlich wirtschaftlicher als die reine Wärmebereitstellung ist.

Die Nutzung der Abwärme aus dem Kanalnetz ist in Österreich bereits an einigen Standorten (z.B. Wien, Amstetten) angewandt worden. Des Weiteren wurden bzw. werden einige Forschungsprojekte dazu durchgeführt¹.

In vielen europäischen Ländern gibt es deutlich mehr Umsetzungsprojekte als in Österreich, vor allem in der Schweiz und in Skandinavien. Die Anwendungsfälle dabei sind vielfältig. Diese reichen von Großanlagen mit Wärmeeinspeisung in das Fernwärme- oder Kältenetz bis hin zu kleineren Nahwärmenetzen oder Einzelversorgungslösungen.

Großanlagen mit Einspeisung in das Fernwärmenetz wurden bisher vor allem in Skandinavien errichtet (siehe Abbildung 1). Betreffend kleinerer Anlagen zur Wärmebereitstellung über Nahwärmenetze oder in Einzelgebäuden gibt es die längsten Erfahrungen hingegen in der Schweiz.



Abbildung 1: Verwendung des Kanalnetzes in Oslo zur Fernwärmeerzeugung (Quelle: Friotherm)

Im Kontext von Hybridnetzen würden die technischen Lösungen über die reine Wärme- oder Kältegewinnung hinausgehen und Abwasserwärmeanlagen in ein „smartes“ Wärmenetz einbezogen werden. Dabei könnten - durch die intelligente Kombination unterschiedlicher Elemente – zusätzliche Synergiepotentiale

¹ Beispielsweise die Projekte „Energie aus Abwasser - Abwasserwärme- und -kältenutzung mittels hocheffizienter Großwärmepumpen“ und „Einbindung der abwassertechnischen Infrastruktur in regionale Energieversorgungskonzepte“, die beide vom Klima- und Energiefonds gefördert werden bzw. wurden (Projektleiter: Thomas Ertl, Universität für Bodenkultur, Institut für Siedlungswasserbau, Industrieressourcenmanagement und Gewässerschutz)

erschlossen und Systemeffizienz und Wirtschaftlichkeit erhöht werden². Eine weitere interessante Kombination ist jene von Abwasserwärmenutzung und Solarthermie, um die Wärmeversorgung von Niedrigenergiehäusern sicherzustellen.

Trink- und Abwasserpumpen als flexible Lasten im Stromnetz

Lastverschiebung bei elektrischen Großverbrauchern kann sowohl Strombezugskosten senken wie den CO₂-Fußabdruck reduzieren. Dies bietet sich insbesondere bei Pumpen in kommunalen Trink- und Abwassersystemen an, die zu den größten kommunalen Einzelstromverbrauchern gehören. Entsprechende Maßnahmen können bereits unter den derzeitigen Rahmenbedingungen wirtschaftlich sein.

Die im Systemkontext notwendigen (Wasser)speicher sind üblicherweise ohnehin vorhanden. Entscheidend ist die real-time Steuerung der Pumpensysteme, abhängig von Stromangebot bzw. von sonstigen externen Parameter (z.B. Wetter- und darauf aufbauend Verbrauchsprognosen). Dies kann im Einzelfall sehr komplex sein, da insbesondere bei großen Systemen vielfältige hydraulische wie auch regulatorische Rahmenbedingungen zu beachten sind.

Voraussetzung dafür ist, dass von den Energielieferanten dynamische Stromtarife angeboten werden. In den USA sind geeignete Sondertarife für kommunale Verbraucher und die Verschiebung von Pumpleistung in die Nachtstunden gängige Praxis. Durch das Aufgeben der Tarifspreizung (HT/NT) gibt es in Österreich und Deutschland hingegen derzeit wenig Anreize.

Allerdings kann durch „Pools“ mehrerer Anlagen z.B. auch Regelenergie angeboten werden, mit deutlich geringeren Kosten wie etwa bei Smart Grids Lösungen im Haushaltsbereich. Diesbezüglich bieten sich vor allem die Sekundärregelung und die Minutenreserve an, während die Primärregelung dafür wenig geeignet erscheint.

Betrieb von Trinkwassersystemen im Pumpspeicherbetrieb

Die Möglichkeiten zur Systemintegration von Stromsystem und Wasserinfrastrukturen gehen über die reine (elektrische) Lastverschiebung hinaus. So können etwa die in Trinkwassernetzen verwendeten Kreiselpumpen auch im Umkehrbetrieb zur Stromerzeugung verwendet werden (PaT-Modus; „Pump as Turbine“). Eine entsprechende Steuerung und Anlagenanbindung vorausgesetzt, können diese handelsüblichen Pumpen (Abbildung 2) sowohl im Pump- wie im Stromerzeugungsbetrieb gefahren werden^{3,4}.

² Siehe dazu beispielsweise [Hinterberger 2014]

³ Diese Betriebsweise wird nur von bestimmten Gerätetypen und Herstellern unterstützt.



Abbildung 2: Unterschiedliche Bauweisen und Größenklassen von Kreiselpumpen, die im PaT- Modus betrieben werden (Quelle: KSB)

Auch wenn im PaT-Betrieb einige wenige Einschränkungen zu beachten sind und der Wirkungsgrad (geringfügig) niedriger als bei klassischen Turbinen ist, sind die Investitionskosten – aufgrund der hohen Stückzahlen (Kreiselpumpen werden weltweit in großer Zahl in praktisch jedem Trinkwassernetz eingesetzt) – um vieles geringer und die Wirtschaftlichkeit dadurch meist erheblich höher.

Letztendlich können Trinkwassersysteme damit ähnlich wie „große“ Pumpwasserkraftwerke betrieben werden. Während die günstigen Off-Peak-Zeiten für den Betrieb der Pumpen genutzt werden, kann zu Peak-Zeiten teurer Spitzenstrom in das Netz geliefert werden. Für die notwendige Steuerung sind jedoch kostengünstige IKT-Lösungen (Mess-, Steuer- und Regeleinrichtungen) notwendig. In Österreich ist bisher noch keine solche Anwendung bekannt, obwohl es keine grundsätzlichen technischen Einschränkungen gibt. Trinkwassersysteme, die im PaT-Modus betrieben werden, konnten z.B. in Asien/Pazifik (Australien) und in Deutschland identifiziert werden.

Elektrische Lastverschiebung bei Kläranlagen

Die großen Stromverbraucher in Kläranlagen, vorwiegend Pumpen und Gebläse, können ähnlich wie die Pumpen in Wasser- und Abwassernetzen, flexibel angesteuert und z.B. zur Bereitstellung von Regelenergie genutzt werden.

Allerdings gibt es bei Kläranlagen weitere Möglichkeiten, da diese nicht nur große Energieverbraucher sind, sondern bei größeren Anlagen auch über eine Eigenstromerzeugung verfügen.

⁴ Diese Pumpenbetriebsweise darf nicht mit (klassischen) Trinkwasserturbinen verwechselt werden. Diese sind Stand der Technik und werden in Österreich beispielsweise von den Wiener Wasserwerken oder in kleineren Kommunen wie z.B. St. Johann oder Bludenz zur Stromerzeugung eingesetzt. Aufgrund der geringen Stückzahlen sind die Investitionskosten aber relativ hoch, was deren wirtschaftlichen Einsatz erschwert.

Grund dafür ist, dass bei der Abwasserreinigung Klärschlamm anfällt, aus dem durch Fermentation sogenanntes Klärgas erzeugt werden kann. Dieses auch Faulgas genannte Gas besteht im wesentlichen aus Methan und CO_2 und hat eine ähnliche Zusammensetzung wie Biogas.

Die überwiegende Anzahl der größeren Kläranlagen in Österreich haben eine solche Fermentationsstufe, wobei das erzeugte Klärgas in Gasmotoren zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung verwendet wird. Außerdem ist als Pufferspeicher zumeist ein kleiner Gasspeicher vorhanden.

Der erzeugte Strom wird zum Betrieb der am Standort vorhandenen Pumpen und Gebläse verwendet oder in das Stromnetz eingespeist, die anfallende Wärme zur Beheizung der Klärbecken verwendet.

Das Prinzipschema einer Kläranlage ist in Abbildung 3 dargestellt. In kleinen Kläranlagen wird hingegen oft auf die Stromerzeugung verzichtet. Das entstehende Klär- oder Faulgas wird dann entweder thermisch verwertet oder lediglich abgefackelt.

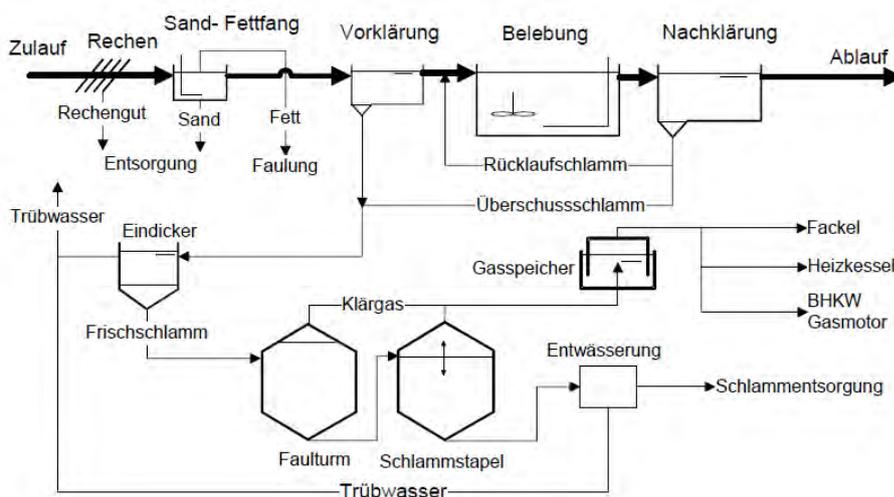


Abbildung 3: Prinzipschema einer kommunalen Kläranlage (Quelle: [BMLF 2002])

Je nach Effizienz der Kläranlage und Anlagenauslegung kann diese, über das Jahr gerechnet, sowohl ein Netto-Stromproduzent oder –verbraucher sein.

Da ohne zusätzliche Steuerung die produzierten bzw. verbrauchten Strommengen zu unterschiedlichen Zeiten anfallen, wird laufend entweder zusätzlicher Strom aus dem Stromnetz bezogen oder überschüssiger Strom eingespeist, selbst wenn die Anlage - bilanziell über das Jahr betrachtet - „energieautark“ ist. Das typische Profil des Nettoverbrauches einer solchen Kläranlage mit (hoher) Eigenstromproduktion sieht damit so aus, wie in Abbildung 4 schematisch dargestellt.

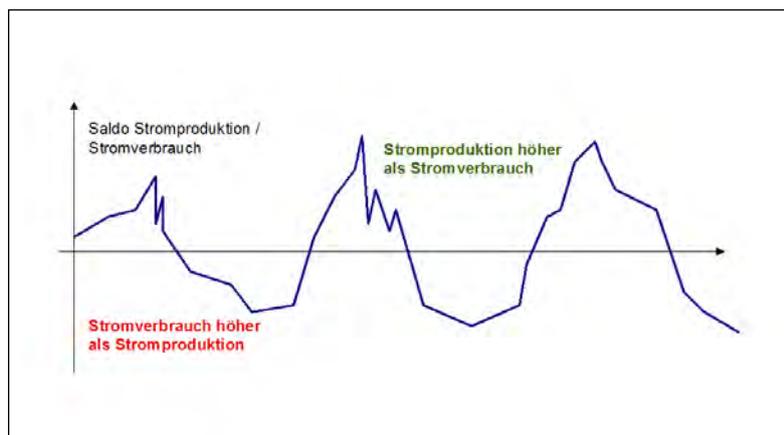


Abbildung 4: Typisches Profil des Nettoverbrauches einer Kläranlage mit (hoher) Eigenstromproduktion (Quelle: New Energy)

Ursache für den stark schwankenden Nettoverbrauch ist, dass die großen Stromverbraucher wie Gebläse und Pumpen automatisiert ein- und ausgeschaltet werden. Dieses Ein- und Ausschalten erfolgt etwa in Abhängigkeit von Sauerstoffgehalt bzw. Füllständen in den Klärbecken, ist jedoch nicht dahingehend optimiert, die Lastgangkurven an das Stromerzeugungsprofil anzupassen.

Das Verschieben der elektrischen Lasten wäre jedoch – wenn auch mit Einschränkungen, die mit dem Betrieb der Biologie und der Dimensionierung der Behälter zusammenhängen -, grundsätzlich leicht und unkritisch möglich. Zusätzlich kann aber auch die Eigenerzeugung, entweder durch die vorhandenen oder durch zusätzlich ausgebaute Gasspeicherkapazitäten, zeitlich verschoben werden.

So können die Betriebskosten alleine schon dadurch deutlich gesenkt werden, wenn die Lastgangkurven der elektrischen Großverbraucher (Pumpen, Gebläse) auf das Stromerzeugungsprofil abgestimmt wird, um den Nettoverbrauch aus dem Stromnetz so gering als möglich zu halten.

Eine solche Glättung des Nettoprofiles hat eine deutliche Kostenersparnis zur Folge, da erfahrungsgemäß die Stromkosten, inklusive Netzgebühren und Arbeitspreisen, rd. das Dreifache der Erlöse für den eingespeisten Strom ausmachen. Aus diesem Grund sind die Nettostrombezugskosten selbst bei Kläranlagen, die über das Jahr betrachtet „energieautark“ sind, durchaus erheblich⁵.

Durch diese Flexibilität sowohl in Erzeugung und Verbrauch können auch Systemdienstleistungen für das Stromnetz wie etwa Regelenergie angeboten werden. Diesbezüglich bieten sich vor allem die Sekundärregelung und die Minutenreserve an⁶, während die Primärregelung dafür wenig geeignet erscheint.

⁵ Sieh dazu die Ergebnisse aus dem F&E-Projekt „Biogas als Treibstoff“ [Hinterberger 2011]

⁶ Aufgrund der Mindestgebotsgröße an den Regelmärkten wird fast immer das „Poolen“ mehrerer Kläranlagen oder sonstiger Verbraucher/Eigenerzeuger notwendig sein.

Obwohl dies naheliegend wäre, gibt es bis dato kaum systematische Untersuchungen betreffend der Möglichkeiten und Grenzen der Steuerbarkeit von Kläranlagen (d.h. dem maximalen Ausmaß von Lastverschiebungen, ohne dass die Reinigungsleistung der Kläranlage beeinträchtigt wird). Diesbezüglich wird konkreter Forschungsbedarf gesehen.

Verwendung von kommunalen Infrastrukturen zur Erzeugung von Biomethan und Verwendung in kommunalen Busflotten oder sonstigen Fahrzeugen

Das auf kommunalen Kläranlagen entstehende Klärgas muss nicht zwingend zur Strom- und Wärmeproduktion, sondern kann z.B. auch im Transportsektor als Treibstoff verwendet werden. So kann dieses gereinigt und auf Erdgasqualität aufbereitet werden, um dann in eigenen Insellösungen oder nach Einspeisung in das Erdgasnetz mittels Erdgastankstellen in Erdgasfahrzeugen verwendet zu werden.

Die Verwendung von Biogas als Treibstoff in kommunalen Busflotten ist etwa in Schweden weit verbreitet. Viele schwedische Städte betreiben bereits einen Großteil ihrer kommunalen Busse oder sonstigen Fahrzeuge mit auf Kläranlagen produziertem, gasförmigen Treibstoff. In Abbildung 5 sind beispielhaft einige Anlagen der kommunalen Biomethanerzeugung der Stadt Eskilstuna dargestellt.



Abbildung 5: Verwendung kommunaler Infrastrukturen zur Erzeugung von Biomethan und Verwendung in der kommunalen Busflotte in Eskilstuna/Schweden (Quelle: New Energy)

Diese Systeme sind zumeist deshalb wirtschaftlich, weil vielfach auf vorhandene Infrastrukturen zurückgegriffen werden kann. So wurden auch in Schweden – in Erwartung eines deutlich größeren Bevölkerungswachstums – die Faulbehälter und sonstigen Anlagen oft um vieles überdimensioniert. Diese freien Kapazitäten können dann z.B. zur Co-Fermentation von biogenen Abfällen verwendet werden.

Selbst große Städte wie Stockholm, Göteborg, Västerås oder Uppsala haben bereits einen großen Teil ihrer kommunalen Busflotte auf Biogas umgestellt. Im Jahr 2006 hat der Absatz von Biogas als Treibstoff bereits jenen von Erdgas übertroffen. Auf Grund einer lückenhaften Erdgasnetzinfrastruktur erfolgt – im Unterschied zu Deutschland oder Österreich – die Distribution des Biomethans in Schweden jedoch

vorwiegend über lokale Biogasnetze oder mittels Containertransporte [Hinterberger 2011].

Die Rahmenbedingungen, technischen Grenzen und die Wirtschaftlichkeit der Verwendung von Biomethan im Transportsektor, insbesondere bei Einbindung in bestehende kommunale Infrastrukturen, wurden auch für Österreich bereits detailliert untersucht [Hinterberger 2011]. Dabei wurden auch unterschiedliche Distributionsvarianten (Einspeisung ins Erdgasnetz, lokale Biomethanpipelines/-netze, Insellösungen, etc.) betrachtet.

Die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen ist sehr stark standortabhängig. Es konnte jedoch anhand der Erfahrungen aus Schweden schlüssig gezeigt werden, dass die Verwendung von Biomethan im Transportsektor, insbesondere bei Einbindung in bestehende kommunale Infrastrukturen, auch in Österreich wirtschaftlich sein kann.

Kläranlagen als kommunale Energiezentralen – weitere Synergiepotentiale am Beispiel Power-To-Gas

Durch die Vielfalt an Energie- und Stoffströmen haben Kläranlagen das Potential, sich in Richtung kommunaler Energiezentralen weiterzuentwickeln. Die Möglichkeiten hierzu sind vielfältig. So würde sich perspektivisch etwa die Ansiedlung von zukünftigen Power-To-Gas Anlagen an Kläranlagenstandorten anbieten.

Aufgrund der Ein- und Ausgangsstoffe bei diesen Anlagen würden sich vielfältige Synergien erschließen lassen. So wird etwa bei der Umwandlung von Strom in gasförmige Energieträger zunächst Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten, wobei für letzteren im Regelfall keine Verwendung zu finden ist. In einer weiteren Stufe wird der produzierte Wasserstoff unter Nutzung des Sabatier Prozesses in Methan umgewandelt, wobei zusätzlich CO₂ notwendig ist⁷.

Bei Ein- bzw. Anbindung von Methanisierungsanlagen an kommunale Kläranlagen können dabei unter anderem folgende Synergiepotentiale geschöpft werden:

- Einblasen des bei der Elektrolyse anfallenden Sauerstoffs in die Klärbecken (anstelle von Luft); alleine dadurch kann der Stromverbrauch der Gebläse auf ein Fünftel reduziert werden⁸.
- Die Elektrolysestufe ist teillastfähig und eignet sich daher für die Bereitstellung von Ausgleichs- bzw. Regelenergie. Zugleich kann diese gemeinsam mit den großen Stromverbrauchern der Kläranlage (Gebläse, Pumpen) in ein gemeinsames Lastmanagementsystem einbezogen werden. Die Strombezugskosten können dadurch merkbar reduziert werden.

⁷ Eine detailliertere Verfahrensbeschreibung findet sich u.a. in [Hinterberger 2014]

⁸ Dies liegt an der Reduktion des Volumenstroms auf ein Fünftel, da Sauerstoff anstatt Luft in die Klärbecken eingeblasen wird.

- Insbesondere bei Aufbereitung des Klärgases auf Erdgasqualität, z. B. bei Netzeinspeisung oder lokalen Biomethantransportlösungen wie in Schweden, kann das bei der Methanaufbereitung anfallende CO₂ direkt für die Methanisierungsstufe verwendet und dadurch erhebliche Zusatzkosten (z.B. bei Abtrennung von CO₂ aus der Luft durch das Membranverfahren) vermieden werden.
- Der Sabatier-Prozess ist exotherm; d.h. es wird Wärme frei. Die Abwärme kann zur Beheizung der Klärbecken verwendet und der Gesamtwirkungsgrad weiter gesteigert werden.

Durch diese Möglichkeiten zur Integration unterschiedlicher Energieträger, Stoffströme und Zwischenprodukte (H₂, O₂, Rohgas) ist der Gesamtwirkungsgrad zweier solchen Anlagen (Kläranlage, P2G) am selben Standort deutlich höher, als bei räumlich getrennten Anlagen. Durch die Möglichkeit zur Verwertung aller Nebenprodukte (z.B. O₂, CO₂) sowohl bei Methanisierungs- wie auch Kläranlage (in allen Prozessschritten) können die Gesamtkosten erheblich reduziert und die Wertschöpfung erhöht werden.

Gemeinsame Nutzung von IKT-Infrastrukturen

Die gemeinsame Nutzung von IKT-Infrastrukturen durch mehrere kommunale Einrichtungen bietet vielerlei Potentiale, sowohl hinsichtlich reiner Betriebskostenreduktion wie auch zur Realisierung von neuen Smart Grids Dienstleistungen. Anlagensteuerungen von Straßenbeleuchtung oder Ampelanlagen, aber auch zukünftige Smart Meter Infrastrukturen können auf solche gemeinsame IKT-Infrastrukturen zurückgreifen. Ein internationales Best Practice Beispiel diesbezüglich sind die Systemlösungen der dänischen Firma Amplex (z.B. systemtechnische Integration von Straßenbeleuchtung, Wasserinfrastruktur und Smart Grids Lösungen).

3. Potentialabschätzungen

In den folgenden Unterabschnitten wurden Abschätzungen für die technischen Potentiale unterschiedlicher Optionen zur Nutzung von Synergieeffekten zwischen Energie- und kommunalen Infrastrukturen getroffen. Diese Potentialabschätzungen erfolgten dabei auf zwei unterschiedliche Arten.

Insofern Studien betreffend die Situation in Österreich vorliegen oder die Potentiale aufgrund von zugänglichem Datenmaterial abgeschätzt werden konnten, wurden diese angegeben bzw. auf diese Weise bestimmt.

Bezüglich einiger Aspekte liegen jedoch in Deutschland und Schweiz deutlich genauere Zahlen vor. Insoweit keine Informationen oder Studien bezüglich der Potentiale in Österreich verfügbar waren, wurden daher die Potentiale auf Basis der Zahlen für Deutschland oder der Schweiz bzw. des Verhältnisses zwischen den

Gesamtenergieverbräuchen der jeweiligen Anwendungen oder sonstiger relevanter Kenngrößen abgeschätzt bzw. hochgerechnet.

Eine solche Vorgangsweise liefert - zumindest der Größenordnung nach - geeignete Ergebnisse, da die Struktur der Ver- und Entsorgung in den drei D-A-CH Ländern verhältnismäßig ähnlich ist.

3.1. Abwasserwärmenutzung

In ersten groben Abschätzungen der realisierbaren Potentiale geht man in Deutschland bzw. der Schweiz davon aus, dass der Wärmebedarf von etwa 5 % (Deutschland; [Becker 2010]) bzw. 5-10 % (Schweiz; [Kobel 2013]) aller Gebäude bzw. angeschlossenen Einwohner durch Abwasserwärme abgedeckt werden könnte⁹.

Es ist grundsätzlich anzunehmen, dass das Potential in Österreich in ähnlicher Größenordnung liegt. Eine genauere Bestimmung ist jedoch nicht einfach.

Einerseits ist zwischen theoretischen, technischen und wirtschaftlichen Potentialen zu unterscheiden. Zum anderen hängen die wirtschaftlichen Potentiale nicht nur von den konkreten Voraussetzungen vor Ort ab (z.B. Entfernung zwischen Abwasserkanal und Wärmekunden), sondern insbesondere auch von den Kosten alternativer Wärmeversorgung wie z.B. durch Erdgas oder Erdöl bzw. der jeweiligen steuerlichen Belastung oder eventueller Förderungen.

Detaillierte Studien liegen bezüglich der Situation in der Schweiz vor [Gutzwiller 2008]. Dabei wurden sowohl theoretische als auch - auf Basis einer GIS-Auswertung - nutzbare Potentiale ermittelt. Diese werden mit 15.842 bzw. 10.886 GWh/Jahr angegeben und durch die limitierende Wärmenachfrage im Umkreis von Kläranlagen bzw. Hauptsammler begrenzt.

Das daraus resultierende wirtschaftliche Potenzial (max. 5.868 GWh/Jahr) wurde – in Abhängigkeit von unterschiedlichen Szenarien - als Funktion der Kosten von alternativen Brennstoffen dargestellt. Die solcherart ermittelten Potentiale liegen zwischen 680 und 3.707 GWh/Jahr [Gutzwiller 2008].

Ein ähnliche Abschätzung der Potentiale für Abwasserwärmenutzung in Österreich wird derzeit im Rahmen der vom Klima- und Energiefonds geförderten Projekte „Energie aus Abwasser - Abwasserwärme- und –kältenutzung mittels hocheffizienter Großwärmepumpen“ und „Einbindung der abwassertechnischen Infrastruktur in regionale Energieversorgungskonzepte“ durchgeführt, die beide federführend von der Universität für Bodenkultur, Institut für Siedlungswasserbau, Industriewasserwirtschaft und Gewässerschutz bearbeitet wurden bzw. werden.

⁹ Ein weiteres sehr hohes Potential liegt in der Nutzung von in Flüssen und Seen gespeicherter Wärme durch Wärmepumpen. Die technischen Herausforderungen sind dabei nicht unähnlich, insbesondere bei der Integration in Nah- oder Fernwärmenetze.

3.2. Lastverschiebung bei Trink- und Abwasserpumpen

Es konnten keine detaillierten Zahlen bezüglich des kumulierten Stromverbrauches der Wasserversorgungsanlagen in Österreich identifiziert werden. Es liegen lediglich die Zahlen für den Energieverbrauch einzelner Wasserversorgungsanlagen vor.

So wurden etwa im Rahmen einer vom Lebensministerium finanzierten Studie die Energieverbräuche von 13 Wasserversorgern detailliert untersucht [Mayr 2012]. Diese Untersuchung zeigt eine hohe Spannweite der spezifischen Stromverbräuche, die von 0,12 kWh/m³ bis 1,05 kWh/m³ Systemeinspeisung reicht.

Diese hohe Schwankungsbreite macht eine Abschätzung des Gesamtstromverbrauches aller Wasserversorgungsanlagen sehr schwierig. Zudem ist ein hoher spezifischer Stromverbrauch noch kein Indiz für eine ineffiziente Anlage, ebenso wenig wie man aufgrund eines niedrigen spezifischen Stromverbrauches von einer effizienten Anlage ausgehen kann.

Vielmehr ist der Stromverbrauch sehr stark von den topographischen Rahmenbedingungen vor Ort abhängig (Gefälle, Lage der Quellen und Wasserspeicher, Notwendigkeit für Druckerhöhung, etc.), da dieser zum überwiegenden Teil (> 90 %) durch den Pumpbetrieb (Brunnen, Pumpwerke, Drucksteigerungsanlagen) verursacht wird. Die sonstigen Anlagen wie z.B. für Aufbereitung und Desinfektion machen nur einen verschwindenden Anteil aus [Mayr 2012].

Die Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit von Maßnahmen sind daher je nach Anlage extrem unterschiedlich und hängen stark von den spezifischen Stromverbräuchen sowie den sonstigen Rahmenbedingungen (insb. Auslegung von Speichern, Pumpen und Leitungen) ab.

Im Unterschied zu Österreich erfolgte in der Schweiz eine detaillierte Untersuchung bezüglich der Potenziale für elektrische Lastverschiebung bei kommunalen Infrastrukturen. Auch liegen detaillierte Zahlen über die Anzahl der Anlagen und deren Stromverbräuche vor. Die wichtigsten Kenndaten zum Stromverbrauch von Wasserversorgungsanlagen in der Schweiz sind in Tabelle 1 dargestellt.

<i>Anzahl der Anlagen</i>	<i>Stromverbrauch (in GWh/Jahr)</i>	<i>Stromproduktion (in GWh/Jahr)</i>	<i>Installierte Leistung Stromverbrauch (MW)</i>	<i>Installierte Leistung Stromproduktion (MW)</i>
3000	370	107	100-150 MW	20 MW

Tabelle 1: Stromverbrauch von Wasserversorgungsanlagen in der Schweiz (Quelle: [Müller 2013])

Ähnlich wie bei den Untersuchungen in Österreich ist 90 % des gesamten Stromverbrauches auf Pumpen zurückzuführen (3 % Aufbereitung, 7 % diverser)

[Müller 2013]. Auffällig ist der relativ hohe Anteil an Eigenstromerzeugung durch Trinkwasserturbinen, der immerhin 28,9% des Stromverbrauches ausmacht.

Auf Basis der Untersuchung von Fallbeispielen wurde in [Müller 2013] ein Potential von 68 MW sowohl für positive wie negative Regelleistung (Bereitstellungsdauer: 1 Stunde) durch elektrische Lastverschiebung bei Wasserversorgungsanlagen in der Schweiz ermittelt.

So kann positive Regelleistung durch das (kurzzeitige) Abschalten von Pumpen bereitgestellt werden, während negative Regelleistung durch das Laufenlassen aller Pumpen im Vollbetrieb möglich ist. Beide Maßnahmen haben jedoch systembedingte Grenzen (Sicherstellung der Trinkwasserversorgung bei positiver, Fassungsvermögen der Wasserspeicher bei negativer Regelenergie). Eine weitere Einschränkung ergibt sich insbesondere aus der Häufigkeit der Abrufe¹⁰. Trinkwasserkraftwerke werden in dieser Studie hingegen als nicht regelbar angesehen und leisten daher auch keine Beiträge zu dem angegebenen Potential.

Aufgrund der ähnlichen Struktur wie in der Schweiz ist in Österreich ein Potential für elektrische Lastverschiebung in Wasserversorgungssystemen in ähnlicher Größenordnung (+ 68 MW / - 68 MW) zu erwarten¹¹.

Es konnte jedoch weder in [Müller 2013] noch in anderen Publikationen Hinweise darauf gefunden werden, inwieweit in der Schweiz bereits einzelne Pumpenanlagen ähnlich wie Pumpspeicherkraftwerke (siehe Technologieoptionen in Abschnitt 2) betrieben werden.

3.3. Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen, Erhöhung Eigenstromanteil

Auch bezüglich der Potentiale für Lastverschiebung bei Kläranlagen liegen für Österreich keine fundierten Untersuchungen vor. Daher wurden auch hier die Potentiale für Österreich auf Basis der Abschätzungen und Studien aus Deutschland und der Schweiz hochgerechnet.

So macht laut [dena 2010] die Abwasserbehandlung rd. 20% des kommunalen Stromverbrauchs in Deutschland aus. Rund 10.000 Kläranlagen verbrauchen 4,4 TWh Strom, wobei mit 1,7 TWh die Belüftungssysteme die größten Stromverbraucher sind.

Gemäß der Abschätzung von [dena 2010] wären zwischen 48% und 51% der Last für Demand Side Management grundsätzlich verfügbar. Dies würde einer maximalen Lastverschiebung von 131 MW für ganz Deutschland bei Kläranlagen entsprechen.

¹⁰ Details zum maximalen Häufigkeit der Abrufe in [Müller 2013]

¹¹ Diese Annahme ist u.a. deswegen gerechtfertigt, da die Einwohnerzahl der Schweiz mit 8,1 Mio. nur geringfügig geringer als in Österreich (8,5 Mio.) ist. Auch ist die Topographie zwischen Österreich und der Schweiz in vielen Landesteilen sehr ähnlich.

In der Schweiz wurden die Möglichkeiten für elektrische Lastverschiebung bzw. die Bereitstellung von Regelleistung noch deutlicher genauer untersucht wie in dieser einfachen Abschätzung der Dena¹² für Deutschland. In Tabelle 2 sind sowohl der jährliche Stromverbrauch bzw. die Stromproduktion und die jeweils installierte Leistung der Kläranlagen in der Schweiz dargestellt.

<i>Anzahl der Anlagen</i>	<i>Stromverbrauch (in GWh/Jahr)</i>	<i>Stromproduktion (in GWh/Jahr)</i>	<i>Installierte Leistung Stromverbrauch (MW)</i>	<i>Installierte Leistung Stromproduktion (MW)</i>
850	490	114	100-150 MW	30 MW

Tabelle 2: Stromverbrauch von Kläranlagen in der Schweiz (Quelle: [Müller 2013])

Als größte Stromverbraucher werden die Biologie (67%), als zweitgrößte Hebewerke (20%) angegeben. Die Faulung schlägt mit 6% des Gesamtenergieverbrauches zu Buche, die restlichen (diversen) Stromverbraucher machen 7% aus.

Auf Basis der Untersuchung von Fallbeispielen wurde in [Müller 2013] das Potential für die Zurverfügungstellung von Regelenergie durch elektrische Lastverschiebung ermittelt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3 dargestellt.

<i>Positive Regelenergie (während einer Stunde)</i>	<i>Negative Regelenergie (während einer Stunde)</i>
30 MW (18 MW*) * Potential an Regentagen ist um 12 MW geringer	17 MW

Tabelle 3: Elektrische Lastverschiebung (positive bzw. negative Regelenergie) von Kläranlagen in der Schweiz (Quelle: [Müller 2013])

So kann positive Regelleistung durch das Abschalten von Aggregaten wie z.B. Pumpen und Gebläsen bereitgestellt werden. Weiters können die bestehenden KWK-Anlagen auf voller Leistung betrieben werden. Um die Reinigungsleistung sicherzustellen, ist das Abschalten an Regentagen jedoch nur in erheblich geringerem Ausmaß möglich. An diesen Tagen reduziert sich daher die mögliche positive Regelenergie um 12 MW.

Negative Regelleistung kann hingegen durch das Abschalten der Eigenstromerzeugung bereitgestellt werden. Dies kann nur solange erfolgen, als Gasspeicherkapazität vorhanden ist. Gegebenenfalls muss Klärgas ungenutzt

¹² Deutsche Energie-Agentur (<http://www.dena.at>)

abgefackelt werden, was jedoch zu vermeiden wäre. Gleiches gilt für ein vermehrtes Einblasen in die Klärbecken, da durch eine höhere Belüftung kein Zusatznutzen verbunden ist¹³.

Auch wenn in Österreich bisher noch keine fundierte Abschätzung der Potentiale für Kläranlagen erfolgte, so liegen zumindest detaillierte Zahlen bezüglich der Energieverbräuche aus dem Kläranlagen-Benchmarking vor.

So beträgt der Gesamtverbrauch aller Kläranlagen in Österreich ca. 550 GWh/Jahr. Davon können rd. 130 GWh/Jahr durch Eigenstromerzeugung aufgebracht werden [Lindtner 2011]. Die Eigenstromabdeckung beträgt damit ca. 24 % und ist identisch wie in der Schweiz (23,2 %).

Da keine österreichweiten Potentialstudien bzw. Abschätzungen für Österreich vorliegen, wurden die für Deutschland und die Schweiz ermittelten Werte entsprechend dem Verhältnis der landesweiten Gesamtenergieverbräuche aller Kläranlagen hochgerechnet und in Tabelle 4 dargestellt.

	<i>Hochrechnung auf Basis Deutschland</i>	<i>Hochrechnung auf Basis Schweiz</i>
<i>Positive Regelenergie von Kläranlagen in Österreich</i>	16,4 MW	33,7 MW (20 MW*) * bei Regenwetter
<i>Negative Regelenergie von Kläranlagen in Österreich</i>	16,4 MW	19 MW

Tabelle 4: Elektrische Lastverschiebung (positive bzw. negative Regelenergie) von Kläranlagen in Österreich – abgeschätzt bzw. hochgerechnet auf Basis der schweizerischen bzw. deutschen Untersuchungen (Quelle: New Energy; auf Basis der Daten in [dena 2010], [Müller 2013] und [Lindtner 2011])

Die Hochrechnung auf Basis der Abschätzungen in Deutschland und Österreich ergeben sehr ähnliche Werte. Dies unterstützt die Annahme, dass eine solche Abschätzung der Größenordnung durchaus gerechtfertigt ist. Auslegung bzw. bauliche Ausführungen der Kläranlagen unterscheiden sich in den drei D-A-CH Ländern nur unwesentlich. Die geringfügig unterschiedlichen Ergebnisse dieser Abschätzungen sind eher der jeweiligen Berechnungsmethodik als der unterschiedlichen Struktur bzw. Gegebenheiten in den drei Ländern geschuldet.

So kann das Potential für positive Regelenergie von Kläranlagen in Österreich in erster Näherung zwischen 15 und 33 MW (in Abhängigkeit vom Regenwetter), für negative Regelleistung mit 15 bis 20 MW angegeben werden.

¹³ Wenn man das Abfackeln bzw. den fehlenden Nutzen in Kauf nimmt, wäre die Bereitstellung höherer Regelenergieleistungen bzw. über eine höhere Zeitdauer möglich.

Saisonale Lastverschiebung:

In [Müller 2013] wurden auch die Möglichkeiten für saisonale Speicherung diskutiert, da in der Schweiz im Winter im Regelfall Strommangel, im Sommer hingegen Stromüberschuss herrscht.

Diesbezüglich wurde von den Studienautoren vorgeschlagen, die vorhandenen Klärgasmengen im Winter vollständig zur Stromproduktion zu nutzen. Im Sommer sollte das Klärgas hingegen nicht verstromt, sondern auf Erdgasqualität aufbereitet, in das bestehende Erdgasnetz eingespeist und beispielsweise als Treibstoff genutzt werden.

Die auch im Sommer notwendige Wärmeversorgung für Faultürme und Klärbecken könnte dann z.B. durch Abwasserwärmenutzung sichergestellt werden.

Das Potential für saisonale Lastverschiebung wurde dabei (für Jahr 2012) mit 25-50 GWh/Jahr abgeschätzt [Müller 2013]. Für Österreich ist aufgrund der oben genannten Gründe mit einem ähnlich hohen Potential zu rechnen.

3.4. Nutzung von Kläranlagen zur Erzeugung von Treibstoffen

Ähnlich wie in Schweden - oder wie in der Schweiz für saisonale Lastverschiebung angedacht - können auch in Österreich bereits vorhandene Kläranlageninfrastrukturen zur Erdgas- bzw. Treibstoffproduktion verwendet werden.

Die Treibstoffproduktion wird dabei u. a. durch die anfallenden Gasmengen beschränkt. Entweder muss auf die Strom- und Wärmeproduktion (teilweise) verzichtet oder es müssen zusätzliche Mengen an Faulgas produziert werden.

Grundsätzlich gibt unterschiedliche Möglichkeiten, die Faul- bzw. Klärgasproduktion teilweise erheblich zu erhöhen [Hinterberger 2011]. Das an vielen Kläranlagen hohe Potentiale zur Erhöhung der Klärgasproduktion bestehen, lässt sich unschwer auch aus Abbildung 6 erkennen.

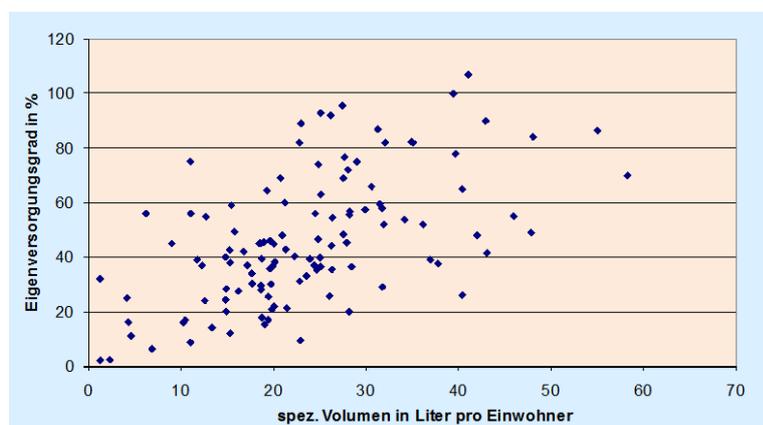


Abbildung 6: Gegenüberstellung von spezifischem Faulgasanfall und Eigenstromversorgungsgrad bei österreichischen Kläranlagen (Quelle: k2W)

Zum einen schwanken die spezifischen Klärgasmengen sehr stark und reichen von teilweise unter 10 bis hin zu 60 Liter pro Einwohner. Zum anderen ist selbst bei Kläranlagen mit gleichen spezifischen Volumen eine hohe Bandbreite an Eigenversorgungsgrad zu beobachten. Dieser kann - bei gleichem spezifischen Faulgasanfall - zwischen unter 20 % und bis zu 100% liegen.

Entsprechend einer Abschätzung nach [Lindtner 2011] wäre bei Umsetzung von Effizienzmaßnahmen auf Kläranlagen eine Verbrauchsreduktion auf 400 GWh/a (entspricht Reduktion um ca. 27 %), eine Steigerung der Stromproduktion auf 180 GWh/a (Erhöhung um 38 %) möglich.

Für eine erste Abschätzung der Potentiale für Treibstoffherzeugung auf Kläranlagen wird angenommen, dass bei Durchführung von Effizienzmaßnahmen auf eine erhöhte Stromproduktion verzichtet und die zusätzlich erzeugte Faulgasmenge statt dessen zur Treibstoffproduktion verwendet wird. Unter Zugrundelegung von typischen BHKW-Wirkungsgraden (Stromwirkungsgrad 33%) würde das 150 GWh/Jahr an Biomethan entsprechen.

Würde man entsprechend der möglichen Verbrauchsreduktion auch die Stromproduktion entsprechend absenken, d.h. den Eigendeckungsgrad konstant lassen, würde man insgesamt 455 GWh/Jahr an Treibstoff produzieren können.

Die Erzeugung von Biomethan könnte noch deutlich mehr gesteigert werden, z.B. durch den Einsatz von Aufschlussverfahren oder die Co-Fermentation von biogenen Abfällen [Hinterberger 2011]).

Als (geschätzte) obere Grenze sei folgend angenommen, dass durch Effizienzmaßnahmen und Erweiterungen der österreichischen Kläranlagen diese in ihrer Gesamtheit soweit ertüchtigt würden, dass sie bilanziell energieautark sein könnten, die zusätzlich erzeugte Faulgasmenge jedoch vollständig zur Treibstoffherzeugung verwendet werden würde. In diesem Fall könnten 1.272 GWh/Jahr an Biomethan erzeugt werden. Dies entspricht dem jährlichen Treibstoffverbrauch von rd. 75.000 PKWs.

Auch diese Menge könnte gegebenenfalls noch erhöht werden, beispielsweise durch zusätzliche Fermenter an den Kläranlagenstandorten. Letztendlich ist die maximale Treibstoffherzeugung nur durch die verfügbare Menge an Co-Fermenten beschränkt.

Bei der Angabe der Potentiale ist jedoch immer zu berücksichtigen, dass das produzierte Methan immer nur entweder als Treibstoff oder zur kombinierten Strom-/Wärmenutzung verwendet werden kann. In vielen Fällen wäre eine Kombination von beiden Nutzungen (Polygeneration) sowohl energetisch wie wirtschaftlich zu bevorzugen. Das optionale Verhältnis hängt dabei insbesondere von der verwendeten Anlagentechnik zur Methananreicherung ab [Hinterberger 2011].

3.5. Sonstige Synergiepotentiale

Als sonstige Synergiepotentiale sind insbesondere integrierte Bau- und Sanierungsstrategien aber auch die Mitnutzung des Kanalprofils (kabelgebundene Versorgung) zu nennen.

Durch die gemeinsame Planung und aufeinander abgestimmte Baumaßnahmen bei Infrastrukturen ließen sich erhebliche Kosten einsparen und ein volkswirtschaftlicher Nutzen erschließen.

3.6. Nutzung von IKT zu Optimierung von kommunalen Dienstleistungen

Weitere Kostenvorteile wären durch die gemeinsame Nutzung von IKT-Infrastruktur durch mehrere Infrastrukturbetreiber zu erschließen. Dies würde u.a. folgende Einrichtungen betreffen:

- Kommunale Straßenbeleuchtung
- Verkehrssteuereinrichtungen
- Wasser- und Trinkwasserinfrastruktur (Pumpensteuerung, Leckagenüberwachung,..)
- Smart Grids- bzw. Smart Metering Infrastruktur

4. Chancen und Hindernisse für die Umsetzung, Zusammenfassung und abschließende Empfehlungen

Aus den durchgeführten Potentialanalysen lassen sich folgende wesentliche Kernaussagen ableiten:

- Abwasserwärmenutzung ist zwar nur für bestimmte Standorte geeignet. Insbesondere bei gleichzeitigem Kältebedarf kann diese Technologieoption aber wirtschaftlich sein. Grundsätzlich scheint es auch in Österreich möglich, 5 bis max. 10 % des kompletten Gebäudebestandes mit Abwasserwärme zu versorgen.
- Trinkwasserinfrastrukturen können Flexibilitäten für das Stromnetz in substantieller Höhe liefern (geschätzt: +68 MW / -68 MW Regelleistung in Österreich). Durch die Integration von Abwasserpumpen würde sich dieses Potential noch etwas erhöhen. Zusätzliche Flexibilitäten könnten durch den Einsatz von Pumpen im Umkehrbetrieb und den Betrieb der Trinkwassersysteme im Pumpspeicherbetrieb erschlossen werden.
- Auch Kläranlagen können substantiell zur weiteren Flexibilisierung des Stromsystems beitragen (geschätzt: 15 - 33 MW positive Regelleistung, 15 – 20 MW negative Regelleistung). Allerdings ist dieses Potential von äußeren Faktoren abhängig und reduziert sich insbesondere bei Regenfällen.

- Auf Kläranlagen können eine Fülle von weiteren Synergiepotentialen erschlossen werden. Beispiel ist die Erzeugung von gasförmigen Treibstoffen, wie dies in Schweden weit verbreitet ist. Auch die bloße Glättung des Netto-Strombezugs kann – vor allem bei bereits sehr effizienten Kläranlagen - wirtschaftlich sehr attraktiv sein.
- Perspektivisch können zusätzliche Synergieeffekte etwa mit Power-To-Gas Anlagen erschlossen werden. Diesbezügliche Forschungsprojekte werden angeregt. Eine Markteinführung bzw. ein Bedarf für diese Technologie wird jedoch nicht vor 2030 erwartet.
- Weitere Synergiepotentiale lassen sich durch integrierte Bau- und Sanierungsstrategien, die Mitnutzung des Kanalprofils (kabelgebundene Versorgung) sowie die gemeinsame Nutzung von IKT – Infrastrukturen erschließen.

5. Literatur

[Becker 2010] Becker, M.; et al: Abwasserwärmenutzung – Potenziale und Wege zur Umsetzung. Vortrag auf der IFAT ENTSORGA 2010. München 2010.

[BMLF 2002] Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft (Hrsg.): Energieoptimierung von Kläranlagen. Detailuntersuchung von 21 Anlagen. Wien 2002.

[dena 2010] Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.): dena Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die Stromversorgung im Zeitraum von 2015-2020 mit Ausblick auf 2025. Berlin 2010.

[Gutzwiller 2008] Gutzwiller, S.; et al.: Abwasserwärmenutzung. Potenzial, Wirtschaftlichkeit und Förderung. Projektbericht zu Projekt Nr. 101722. Bundesamt für Energie. Bern 2008.

[Hinterberger 2010] Hinterberger, R.; Kleimaier, M.: Die Intelligenten Gasnetze der Zukunft: Herausforderung und Chance für die Gaswirtschaft. In: Energie/Wasser Praxis Ausgabe Nr. 6/2010. Verbandsorgan des DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches). Bonn 2010.

[Hinterberger 2011] Hinterberger, R.; et al: Biogas als Treibstoff. Wirtschaftliche Grundlagen und Machbarkeit. Endbericht. Berichte aus Energie- und Umweltforschung Nr. 12/2011. Wien 2011.

[Hinterberger 2014] Hinterberger, R.: Hybridnetze in urbanen Modellquartieren der D-A-CH-Region. In: bbr - das Fachmagazin für Leitungsbau, Brunnenbau und Geothermie. Ausgabe 1/2014. WVGW Verlag. Bonn 2014.

[Kobel 2013] Kobel, B.: Ermittlung Potentiale ausserhalb ARA. Abwasserwärmenutzung, Pumpen im Kanal etc. In: Verbandsberichte des Verbandes Schweizer Abwasser- und Gewässerschutzfachleute. 617: Energiekennwerte – Instrumente zur Optimierung; Verleihung der Médaille d'eau. Bern 2013.

[Lindtner 2011] Lindtner, S.: Kläranlagenleistungsvergleich. Bereich Energie. Vortrag am KAN-Sprechertag 2011. Wien 2011.

[Mayr 2012] Mayr, E.; et al: Erstellung eines Leitfadens zur Optimierung der Energienutzung bei Wasserversorgungslagen. Endbericht. Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft. Wien 2012.

[Müller 2013] Müller, E.; et al: Potential der Schweizer Infrastrukturanlagen zur Lastverschiebung. Schlussbericht. Bern 2013.

6. Danksagung

Die Arbeiten zu diesem Fact Sheet erfolgten im Rahmen der BMVIT-Arbeitsgruppe „Hybridnetze und Synergiepotentiale mit kommunalen Infrastrukturen“.

Die redaktionellen Arbeiten sowie die inhaltliche und organisatorische Vorbereitung und Unterstützung der Arbeitsgruppe wurden durch eine Beauftragung der NEW ENERGY durch das BMVIT und die FFG ermöglicht.