

# Prozess und Werkzeugkette zur multikriteriell optimierten Auslegung kommunaler Energiesysteme

Andreas Stadler<sup>1</sup>, Dominic Mutzhas<sup>2</sup>, Jan Vollmar<sup>3</sup> und Herbert Palm<sup>4</sup>

- 1) HAW München, ISES, Lothstraße 64, D-80335 München, andreas.stadler@hm.edu
- 2) HAW München, ISES, Lothstraße 64, D-80335 München, dominic.mutzhas@hm.edu
- 3) Siemens, Günther-Scharowsky-Str.1, D-91058 Erlangen, jan.vollmar@siemens.com
- 4) HAW München, ISES, Lothstraße 64, D-80335 München, herbert.palm@hm.edu

**Kurzfassung:** Nachhaltige Energiewende beinhaltet eine Dezentralisierung versorgender Energiesysteme und damit eine Verlagerung der Verantwortung zu Planung, Installation und Betrieb solcher Systeme auf die kommunale Ebene. Kommunale Entscheidungsträger benötigen zur Wahrnehmung dieser Verantwortung einen quantitativ bewerteten Überblick zu der Bedarfssituation, den zum Ausbau der im kommunalen Umfeld verfügbaren Technologien, deren quantitative Bewertung hinsichtlich lokal relevanter Entscheidungsgrößen sowie zur Auswahlmenge multikriteriell optimaler Varianten. Der dazu befähigende Prozess sowie eine zugehörige Werkzeugkette werden am Beispiel einer Referenzgemeinde vorgestellt.

**Keywords:** Systems Engineering, Systementwurf, komplexe Systeme, Energiesysteme, multikriterielle Optimierung, Trade-off Analyse

## 1 Dezentralisierung der Energiesysteme

Die im Pariser Klimaabkommen [1] auf internationaler Ebene vereinbarten Ziele einer klimaneutralen Energieversorgung bedingen einen dreifach disruptiven Wechsel zugrundeliegender Energiesysteme. Neben einer Umstellung fossiler auf nachhaltige Primärenergieträger werden Effizienz- und Ressourcen-getrieben bislang zentrale Formen der Netztopologie mit sektorentkoppelten Anlagen einer dezentral geprägten Netztopologie mit sektorgekoppelten Anlagen weichen. Diese Dezentralisierung verlagert den Schwerpunkt der Verantwortung für Konzeption, Bau und Betrieb von Energiesystemen auf die kommunale Ebene. Um der so wachsenden kommunalen Verantwortung nachkommen zu können, müssen kommunale Entscheidungsträger befähigt werden, die Vielfalt möglicher Ausbaualternativen (über)kommunaler Energiesysteme zu kennen, zu überblicken und im Sinne einer Auswahl *bestmöglicher* Kompromisse („Trade-offs“) zu beherrschen.

Vor diesem Hintergrund wurde im Jahr 2010 der prozessuale Ansatz der „Energienutzungsplanung“ (ENP) [2] als kommunales Planungsinstrument im Bayerischen Energiesektor etabliert. Das ENP Konzept folgt einem 3-stufigen Prozess ausgehend von einer „Bestands- und Potenzialanalyse“ über die „Konzeptentwicklung“ bis zur „Umsetzung“. Trotz vielfacher Anwendungserfolge fehlt für kommunale Entscheidungen großer Tragweite jedoch der *vergleichende* Aspekt der Potenzialanalyse. Eine quantitative Bewertung alternativer Investitionen in Anlagen zur nachhaltigen Bereitstellung von Energie erscheint jedoch zwingend notwendig, um insbesondere bei Bürgerbeteiligungen zur Anlagenfinanzierung eine

gesamtoptimierte Lösung propagieren und umsetzen zu können. Der vorliegende Artikel stellt zu diesem Zweck den methodischen Hintergrund sowie eine darauf basierende Werkzeugkette zur quantitativ vergleichenden Potenzialanalyse im Kontext einer multikriteriellen Energiesystemoptimierung vor.

## 2 Methodik zur multikriteriell optimierten Energienutzungsplanung

Fokus der vorliegenden Arbeit ist die um den Aspekt der Systemoptimierung erweiterte ENP Phase 1 zur „Bestands- und Potenzialanalyse“. Dabei werden der Bedarf ermittelt, die Technologie- und Standort-bezogenen Alternativen eines Ausbaus bzgl. topologischer und parametrischer Varianten erfasst, hinsichtlich deren Zielerreichungsgrad miteinander verglichen und multikriteriell optimierte Systemauslegungen identifiziert. Konkret lassen sich die Ziele dieser Arbeitsphase durch die in Abbildung 1 gezeigten fünf Schritte erreichen.

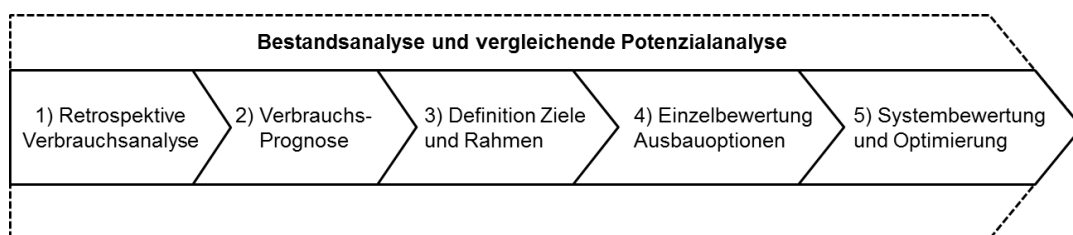


Abbildung 1: Referenzprozess zur Bestandsanalyse und vergleichenden Potenzialanalyse

Die Schritte 1 („retrospektive Verbrauchsanalyse“) und 2 („Verbrauchsprognose“) liefern einen Überblick zum historischen bzw. prognostizierten zukünftigen Bedarf in Verbrauchssektoren Wärme, Verkehr und Elektrizität. In Schritt 3 werden die Indikator-basierten kommunalen Ausbauziele sowie ggf. einzuhaltende Rahmenbedingungen konkretisiert. In Schritt 4 entsteht nach dem Ansatz einer morphologischen Analyse der Raum der möglichen Ausbauoptionen („Design Space“) und damit der Rahmen technologiespezifischer Ausbaualternativen (z.B. Windkraft-, Freiflächen-PV-, BHKW- oder Geothermie-Anlagen). Schritt 5 bewertet die Trade-offs dieser Optionen im Kontext einer multikriteriell optimierten Systemarchitektur und stellt die Ergebnisse in Form der Zielindikator „Trade-offs“ sowie der Sensitivitäten dieser Zielindikatoren als Funktion (der Ausprägung) von Variablen der Anlagenauslegung dar.

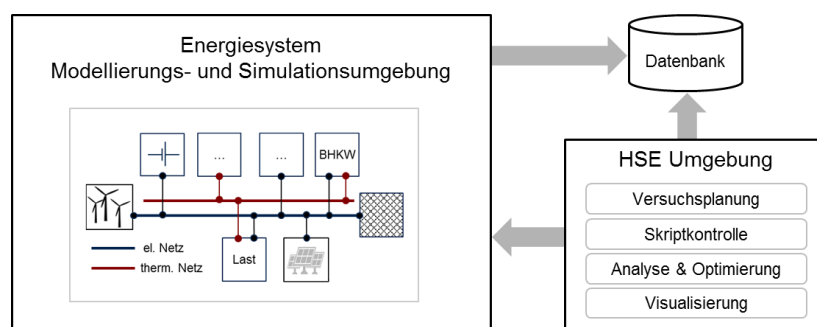


Abbildung 2: Werkzeugkette zur vergleichenden Potenzialanalyse

Die multikriterielle Systemoptimierung folgt methodisch dem Ansatz der Hyper Space Exploration (HSE) [3]. Die HSE konforme Umsetzung des Referenzprozesses nach Abb.1 erfordert eine dedizierte Werkzeugkette gemäß [4]. Im Kern werden dazu neben einer zentralen Datenbank die in Abbildung 2 gezeigte Modellierungs- und Simulationsumgebung

für Energiesysteme sowie die HSE spezifische Umgebung zu Versuchsplanung, Skriptkontrolle, Analyse, Optimierung und Visualisierung eingesetzt.

Der methodische Ansatz sowie die zu dessen Umsetzung notwendigen Werkzeuge der oben genannten fünf Einzelschritte werden im Folgenden anhand eines konkreten Anwendungsbeispiels in Form einer ca. 11.000 Einwohner umfassenden Kommune („Referenzgemeinde“) genauer beschrieben.

## 2.1 Retrospektive Verbrauchsanalyse

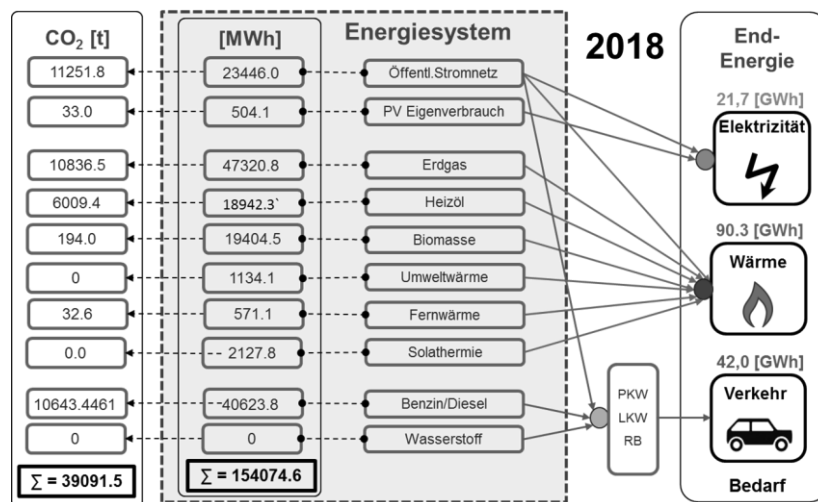


Abbildung 3: Retrospektive Verbrauchsanalyse der Referenzkommune für 2018

Der unmittelbare Einflussbereich kommunaler Energienutzungsplanung ist vorrangig auf die Deckung des regional begründeten Bedarfs im Endenergiesegment der Energiewirtschaft beschränkt. Daher werden im Folgenden nur Beiträge der kommunalen Energiewirtschaft betrachtet während Beiträge zur Deckung eines überregionalen Bedarfs (e.g. in Bezug auf Konsumgüter oder überregionalen Verkehr) ausgeklammert werden.

Die Analyse retrospektiven Energiebedarfs (EE Bedarf) benötigt zunächst eine vollständige (alle Bedarfe erfassende) und disjunkte Endenergieklassifikation. Die in Schritt 4 zu identifizierenden Maßnahmen müssen innerhalb der einzelnen Klassen über zugeordnete Lastprofile bewertbar sein. Entsprechend hat sich im EE Bereich eine Einteilung in die Sektoren Elektrizität, Wärme und Verkehr bewährt. Um die in den Schritten 4 und 5 benötigten Lastprofile ableiten zu können, ist es außerdem notwendig, den Bedarf des Wärme- und Stromsektors den zwei, in deren Lastprofilen deutlich voneinander abweichenden Wirtschaftssektoren Haushalte (HH) und Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) zuzuordnen. Neben verfügbaren Messdaten (e.g. Strom- und Erdgasverbrauch) wird diese Zuordnung vor allem durch statistische Kennzahlen aus dem Treibhausgasbericht [5] ermöglicht.

Innerhalb dieser Segmente kann ggf. zusätzlich zwischen privatem, kommunalen und industriellem (unter Umständen weiter differenziert zwischen produzierenden Anteilen und solchen für Gewerbe, Handel, Dienstleistungen GHD) Bedarf unterschieden werden.

Für eine Bewertung der Effekte genutzter Endenergie muss der EE Bedarf auf Primärenergieträger (PE Träger), zumindest auf die zur Deckung des EE Bedarfs eingesetzten Versorgungsquellen, abgebildet werden. Diese Abbildung erst ermöglicht es, wesentliche in

Schritt 3 definierte Ziele zu quantifizieren. Abbildung 3 zeigt in diesem Zusammenhang das Ergebnis einer retrospektiven EE Bedarfsanalyse für das Jahr 2018 der Referenzgemeinde. Als Datenbasis werden Verbrauchsdaten vom Betreiber des elektrischen Verteilnetzes, Daten vom Gasnetzbetreiber, orts aufgelöste (Geoinformationssystem-basierte) Daten zum Gebäudewärmebedarf sowie vom statistischen Landes- bzw. Landratsamt zur Verfügung gestellte weitere Daten verwendet.

Der Strombedarf wird in der Referenzgemeinde vorrangig über das öffentliche Netz (ÖN) sowie über Photovoltaik (PV, hier Anteil Eigenverbrauch) gedeckt. Dies ist konsistent mit dem BSKO Standard [6] und verhindert, erneuerbare Energien bei der Treibhausgasbilanzierung doppelt zu zählen. Daten zum ÖN Stromsektor stammen vom Verteilnetzbetreiber. Der PV Eigenverbrauch wird pauschal als Produkt bekannter lokaler PV Erzeugung mit modellierten durchschnittlichen Eigenverbrauchsanteil berechnet (siehe Kapitel 2.5).

Der Gesamtwärmebedarf wird zunächst über ein dem Wärmekataster zugrundeliegendes Modell zur Raumwärme inklusive des Bedarfs (ca.15%) für Brauchwasserwärme abgeschätzt. Der in der Referenzgemeinde benötigte Bedarf für Prozesswärme liegt bei weniger als einem Prozent des Gesamtwärmebedarfs. Der so ermittelte Gesamtwärmebedarf wird im zweiten Schritt den speisenden (Sektor versorgenden) Energiesystemsegmenten zugeteilt (siehe Abbildung 3). Sofern vorhanden (e.g. Erdgas) werden dazu direkt verfügbare Messdaten, ansonsten (über-)regionale statistische Durchschnittsdaten (e.g. zu Wärmepumpen) verwendet. Die final verbleibende Differenz zwischen der Summe individueller Beiträge zur Deckung des Wärmebedarfs mit dem Gesamtwärmebedarf wird dem Energieträger Heizöl zugeordnet. Alle dem so entstehenden Wärmesektor-Modell zugrundeliegenden Annahmen sind noch zu verifizieren und zu validieren.

Im Verkehrssektors werden der regionale Personenkraftwagen (PKW) basierte individuelle Nahverkehr (i.e. ohne Autobahnanteile im Fernverkehr etc.), der Lastkraftwagen (LKW) basierter Güterverkehr sowie der regionale Bahnverkehr (RB) berücksichtigt. Der EE Bedarf der dadurch definierten Verkehrsverbrauchsclassen wird mittels regionaler statistischer Kennwerte aus dem Treibhausgasbericht [5] bestimmt.

## 2.2 Verbrauchsprognose

Alternative, zukünftig nachhaltig zu konzipierende Versorgungssysteme müssen nicht den Bedarf der Vergangenheit, sondern den zukünftigen Bedarf decken. Daher ist eine Prognose des EE Bedarfs sowohl in Hinsicht auf die den EE Bereich speisende Quellen des Energiesystems als auch eine zeitliche Auflösung (i.e. Lastprofile der Leistung) erforderlich. Die genannten Prognoseergebnisse entstehen in einer klar definierten Reihenfolge:

Zunächst wird eine summarische Prognose des EE Bedarfs in den Sektoren Wärme und Elektrizität getroffen. Dabei zu berücksichtigen sind insbesondere die prognostizierte Entwicklung der Einwohnerzahl, die erwartete Gebäudesanierungsrate, die erwartete gewerbliche Entwicklung sowie weitere Modellannahmen, die – um Vergleichbarkeit mit Szenarien, die bereits auf überregionaler Ebene existieren – aus bereits bestehenden EE Prognosemodellen übernommen werden können. Im Fall der Referenzgemeinde werden konkret Modellannahmen zum EE Bedarf aus dem Szenario „Klimaneutral 2050“ aus dem Bericht „Klimaneutrales Deutschland“ des Think-Tanks Agora Energiewende [7] zugrunde

gelegt. Die relative Aufteilung auf die Sektoren Haushalte und GHD wird gegenüber dem retrospektiven Modell beibehalten.

Die Zuordnung des EE Bedarfs auf die Energiesystemspeisung ist abhängig vom Ausbauszenario, dessen Alternativen im Rahmen der Energienutzungsplanung bewertet werden sollen. Entsprechend gibt es an dieser Stelle eine Rückkopplung zwischen Bedarf und Ausbauoption (e.g. PV Eigenverbrauch). Die Prozessschritte 2, 4 und 5 sind dann iterativ zu wiederholen. Als Beispiel sei der Aufbau eines kommunalen Fernwärmenetzes genannt, dessen Prozessgröße im Gegensatz zu einer Nutzung der Potenziale für Wärmepumpen e.g. durch Wärme einer lokalen Heizanlage und nicht durch Strom gedeckt wird.

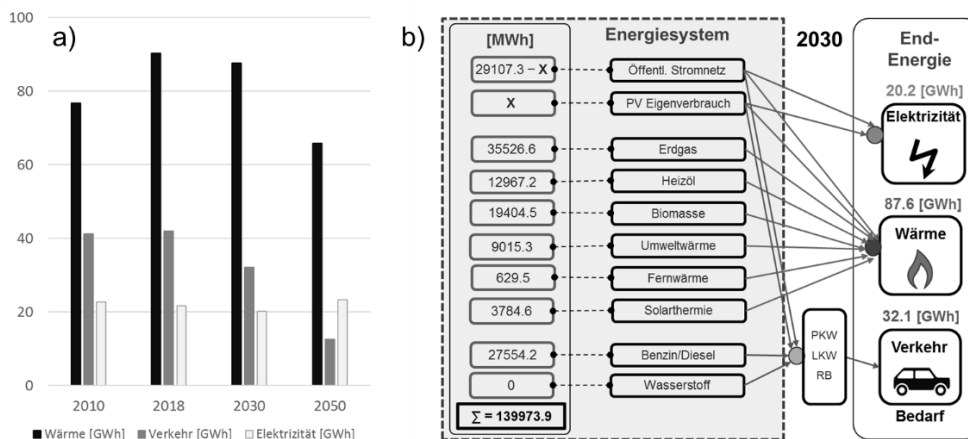


Abbildung 4: Verbrauchsanalyse und -prognose der Referenzkommune a) bis 2050 b) im Detail für 2030

Abbildung 4 zeigt für die Referenzgemeinde a) retrospektiv und prognostisch den EE Bedarf für die Jahre 2010, 2018, 2030 und 2050 sowie b) die für 2030 zu erwartende EE Sektor aufgelöste Versorgung durch das Energiesystem konkret im Szenario eines nur moderaten Ausbaus des kommunalen Fernwärmenetzes.

Der EE Bedarf des Verkehrssektors unterliegt ebenso wie die EE Bedarfe der Elektrizitäts- und Wärmesektoren einigen Modellannahmen. Sie können im Wesentlichen (e.g. bezüglich LKW-Tonnenkilometer, PKW-Personenkilometer und Modalaufteilung sowie Aufteilung des Fahrzeugbestands auf Energieträger) bestehenden Quellen wie [8] entnommen werden. Zu anderen Teilen müssen sie jedoch ergänzt werden, e.g. in Form der Annahme eines linear bis zu einer Verdoppelung gegenüber 2018 steigenden Takt- und Endenergiebedarfs der lokal verkehrenden S-Bahn bis 2050 im Fall der Referenzgemeinde.

Im letzten Schritt der Verbrauchsprognose werden die summarischen EE Bedarfe zeitlich in Form von (Leistungs-) Lastprofilen aufgelöst.

Tabelle 1 Übersicht zu berücksichtigender Teil-Lastprofile zur Erstellung des Lastprofils im Sektor Elektrizität.

Nr.	Klasse	Profil	Referenz	EE [MWh]
1	Haushaltsstrom	Lastprofil Wohngebäude	H0 VDI 4655	11178.7
2	GHD Messdaten	Reale Lastgangmessung (RLM)	Bayernwerk	4512.3
3	GHD Rest	Gewerbe allgemein	G0	4497.6
4	Strom Verkehr	Standardladeprofil Elektromobilität	[9]	4590.5
5	Heizstrom	5: Wärmepumpen (SWM)	[10]	4328.1

Im Elektrizitätssektor sind aufgrund signifikant unterschiedlicher Jahresverläufe fünf unterschiedliche Teil-Lastprofile zu verwenden. Tabelle 1 listet diese jeweils im 15-Minuten-Takt aufgelöst vorliegenden Teil-Lastprofile inklusive deren Referenz sowie der damit erfassten jährlichen auf 2030 bezogenen kumulierten EE Stromlast auf.

Für die in den Schritten 4 und 5 folgenden Bewertungen nachhaltiger Versorgungsoptionen werden zeitaufgelöste Gesamt-Lastprofile für die Sektoren Elektrizität und Wärme benötigt. Der Gesamtlastgang im Sektor Elektrizität ergibt sich dabei aus den entsprechend deren EE Werten gewichteten und in Tabelle 1 erkennbaren Teillastgängen.

Zur Berechnung des Wärmeprofiles werden zunächst die kumulierten Jahresbedarfe privater Haushalte, in Raum- und Brauchwasserwärme (anteilig 15%) aufgeteilt. Der Lastgang für Warmwasser wird über das Jahr als konstant angenommen, wohingegen für die Raumwärme ein temperaturabhängiger Ansatz ähnlich der Gradtagzahl nach VDI2067 zugrunde gelegt wird. Dabei wird der Heizbedarf für alle nicht-Heiztage auf Null gesetzt, wohingegen für Heiztage unterhalb einer Bezugstemperatur von 15°C ein linear ansteigender Heizbedarf angenommen wird. Dabei werden die Daten von 2015 des Deutschen Wetterdienstes für die Referenzgemeinde als Temperaturzeitreihe verwendet.

Der Lastgang gewerblicher (GHD) sowie kommunaler Verbraucher wird anhand registrierender Leistungsmessung (RLM), hier speziell durch Abfrage bei Gaszulieferanden, ermittelt. Der Gesamtlastgang im Sektor Wärme ergibt sich dabei aus den entsprechend deren EE Werten gewichteten Teillastgängen.

Abbildung 5 zeigt für die Referenzgemeinde die zeitlich aufgelösten, normierten Jahres-Lastgänge der Sektoren a) Elektrizität b) Wärme.

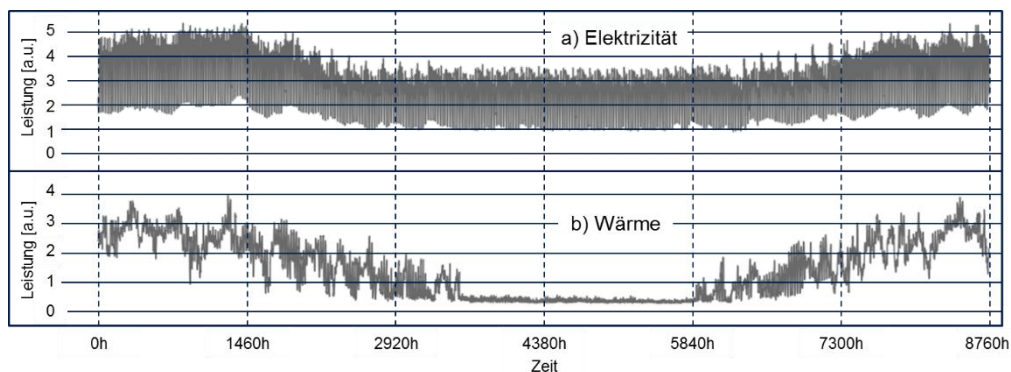


Abbildung 5: Zeitlich aufgelöste, normierte Jahres-Lastgänge in den Sektoren a) Elektrizität b) Wärme

### 2.3 Definition Ziele und Rahmen

Die Auslegung eines Energiesystems ist nur so gut wie sie die an das Energiesystem geknüpften Ziele trifft. Diese Ziele werden von den Auftraggebern bzw. den Entscheidern bestimmt. Im kommunalen Bereich sind das in der Regel Gremien wie der Gemeinderat bzw. von solchen Gremien bestimmte kommunale Organisationseinheiten.

Im Beispiel der Referenzgemeinde wurden zum Zweck der Umsetzung von Schritt 3 „Definition Ziele und Rahmen“ zunächst Vertreter aus allen im Gemeinderat beteiligten Fraktionen gewählt. Gemeinsam mit diesen Vertretern wurden dann die von dieser Gruppe an Entscheidern als relevant eingestuften thematischen Zielfelder festgelegt. Jedem dieser

Zielfelder wurden schließlich messbare Zielindikatoren („Key Performance Indicators“, KPIs) zugeordnet, die es erlauben, das Maß der durch eine bestimmte Option des Ausbaus der kommunalen Energieversorgung erreichten Zielerreichung zu quantifizieren.

Tabelle 2: Definierte Zielfelder und KPIs

Klasse	KPIs	Kurzbezeichnung
Beitrag zum Klimaschutz	erneuerbarer Energieanteil genutzter Energie in %	RS
	CO <sub>2</sub> Energieeffizienz in kg CO <sub>2</sub> / kWh	EE
	CO <sub>2</sub> pro-Kopf Energieverbrauch in kg/a	CO <sub>2</sub>
	bilanzieller erneuerbarer Beitrag vs. Nutzung in %	OA
Wirtschaftlichkeit	nivellierte Energiegestehungskosten in ct/kWh	LCOE
	benötigtes Investitionskapital in €	CAPEX
	Nettoarwert der Investition in €	NPV
	durchschnittliche Kapitalverzinsung in % p.a.	IRR
Netzstabilität	erneuerbarer Energie-Eigenverbrauchsanteil in %	OC
Eingriff in Natur und Landschaftsbild	benötigte Fläche in ha	FB
	Eingriffsbewertung auf dimensionsloser Skala	EI

Tabelle 2 zeigt die mit den Vertretern des Gemeinderats für die Referenzgemeinde als relevant eingestuften thematischen Zielfelder sowie die jeder dieser Zielfelder zugeordneten KPIs.

## 2.4 Einzelbewertung Ausbauoptionen

In Schritt 4 des in Abbildung 1 gezeigten Referenzprozesses werden die lokal verfügbaren Potenziale auf Basis individueller Technologien analysiert. Im Fall der Referenzgemeinde werden die in Tabelle 3 aufgeführten Technologiegruppen bzw. Anlagenkonzepte als grundsätzlich geeignet bewertet.

Tabelle 3: Individuelle Bewertung lokal verfügbarer Technologiepotenziale (OA: Sektor-Bezug Verbrauch 2030)

Technologiegruppe	Variante	Potenzial [GWh]	Δ OA	LCOE [ct/kWh]	Design Space Parameter	Betrachteter Maximalwert
Freiflächen-Photovoltaik (PV-FFA)	EEG PV-FFA	52.1 (el.)	258%	4.0	verfügbare EEG FF	41 MWp
	non-EEG PV-FFA	127 (el.)	628%	4.0	verfügbare non-EEG FF	100 MWp
	Agri-PV	85.6 (el.)	424%	4.0	verfügbare Agri-PV FF	58 MWp
Dachflächen-Photovoltaik (PV-DFA)	gut geeignet	6.4 (el.)	32%	8.3	Ausbaugrad „guter“ DF	6.0 MWp
	geeignet	8.0 (el.)	40%	10,5	Ausbaugrad „geeigneter“ DF	9.3 MWp
	bedingt geeignet	0.9 (el.)	4%	13,2	Ausbaugrad „b. geeign.“ DF	1.3 MWp
Windkraft (WKA)	Anzahl und Typ WKA Anlagen	27.1 (el.)	134%	6.7	installierte WKA Anzahl und max. Leistung / WKA	3 5700 kWp
Tiefen-Geothermie (T-GT)	Bis drei (Bohr-) Dubletten in verfügbarem Claim	>450 (th.)	>500%	2.1...2.6	maximal pro T-GT Anlage mögliche Anzahl an Bohr-Dubletten	3
Wärmepumpe	T <sub>Vorlauf</sub> > 50°C	33,6 (th.)	38,4%	17...19	Anzahl / Nummern versorgter Gebäude	2762
	T <sub>Vorlauf</sub> ≤ 50°C	27.5 (th.)	31.4%	13...15		
Heizwerk (HW)	Versorgung qua kommunalem Wärmenetz	51 (th.)	58%	9.9...12.1	Anzahl / Nummern versorgter Gebäude	2762

Für jede der verfügbaren Technologien ist der Raum möglicher Auslegungen (der Design Space) zu bestimmen. Als untere Schranke eines Ausbaus wird dabei bewusst Null und nicht der bereits genutzte Ausbaugrad festgelegt. Dadurch kann im Sinne einer langfristigen Planung ggf. auch der (aus Sicht einer multikriteriell optimierten Gesamtauslegung) Rückbau als Option bewertet werden. Die obere Schranke der Dimensionierung einer Technologiegruppe ergibt sich aus individuellen Abschätzungen, e.g. im Sinne verfügbarer Dachflächen, Freiflächen oder Tiefen-geothermaler Vorkommen.

## 2.5 Systembewertung und Optimierung

Für Schritt 5 des in Abbildung 1 gezeigten Referenzprozesses dient als Grundlage das in [4] beschriebene energietechnisch-betriebswirtschaftliche Systemmodell mit dessen zugehöriger Werkzeugkette. Das Modell bildet den Gemeindebereich hinsichtlich seiner zeitaufgelösten Bedarfe sowie seiner technologischen Ausbauoptionen ab. Die verwendete Werkzeugkette erlaubt dabei auch die Kopplung der Technologiegruppen gemäß Tabelle 3. Die Betrachtung auf Systemebene erlaubt, das Modell granular auf Ebene der ebenfalls in Tabelle 3 gelisteten Designparameter zu halten. Einzelne Erzeugungstechnologien werden als Leistungsquellen, der Gemeindebereich als Sektor-individueller Verbraucher implementiert. Aus der Verbrauchsprognose gemäß Kapitel 2.2 wird der für den Gemeindebereich realistische Lastgang für das betrachtete Jahr angenommen. Zeitreihen der Erzeugung (vor allem für Windkraft und Solarenergie) werden anhand gemessener oder berechneter Wetterdaten am jeweiligen Standort generiert. Der in [3] beschriebene methodische HSE Ansatz erlaubt mit dem so umgesetzten Vorgehen die Gesamtbewertung beliebiger, auch kombinierbarer Ausbauoptionen hinsichtlich betriebswirtschaftlicher sowie technischer Kenngrößen entsprechend der in Tabelle 2 genannten KPIs. Da es in den meisten Fällen nicht möglich ist ein System so auszulegen, dass alle Ziele gleichzeitig individuell optimal erfüllt werden, erlaubt der in [3] beschriebene HSE Ansatz qua Einsatz „intelligenter“ Algorithmen die effektive und effiziente Suche nach multikriteriell optimalen Systemauslegungen. Die Menge der dadurch identifizierten multikriteriell optimalen Auslegungen bildet die sogenannte „Pareto-Front“. Dadurch charakterisierte Energiesysteme haben die Eigenschaft, hinsichtlich einer beliebigen Zielgröße nur dann verbessert werden zu können, wenn im Gegenzug eine Verschlechterung mindestens einer weiteren Zielgröße (i.e. ein „Trade-off“) in Kauf genommen wird.

## 3 Anwendungsszenario und Diskussion der Ergebnisse

Das Prinzip multikriterieller Optimierung soll im Folgenden anhand einer kurzen Fallstudie für die Auslegung von PV-DFA Anlagen in Verbindung mit Batteriespeichern demonstriert werden. Die potentiellen PV-DFA Anlagen sind an die Ausrichtung, Dachneigung und Verschattung zugehöriger Gebäude gebunden. Somit stellt sich für jede individuelle PV-Anlage eine andere Volllaststundenzahl und somit ein anderer jährlicher Ertrag ein. Anhand der Volllaststunden wurden (siehe Tabelle 3) die PV-DFA in drei Kategorien „*gut geeignet*“, „*geeignet*“ und „*bedingt geeignet*“ eingeteilt, wofür jeweils eine Sub-Fallstudie erstellt wurde. Das maximale Ausbaupotential für die jeweilige Gruppe von PV-Dachanlagen kann Tabelle 3 entnommen werden. Die Fallstudie betrachtet die Ausbausituation aus Sicht der Referenzgemeinde. Entsprechend wurden Investitionskosten (CAPEX) von 1300 €/kWp für die PV-DFA Anlage und 500 €/kWh für Batterien sowie laufenden Kosten (OPEX) von 1% p.a. der gesamten



Investitionskosten angenommen. Als Eingangsvariablen dienen die netzseitige Ausgangsleistung der Wechselrichter in kWp und die Kapazität der Batterie in kWh. Zur Vereinfachung wurde bei der Batterie ein Verhältnis von Energieinhalt zu Leistung von 1h verwendet. Als zu minimierende Zielgrößen wurden KPI basiert „1-lokale Autarkie“ (1-LA) sowie die Stromgestehungskosten (LCOE) definiert. CO<sub>2</sub>-Emissionen sind in diesem Fall proportional zum Zielwert 1-LA. Damit wird ein Szenario geschaffen, in dessen Rahmen gleichzeitig der Eigenverbrauch im Gemeindebereich maximiert sowie die damit einhergehenden Energiegestehungskosten und die mit dem Leistungsbezug verbundenen CO<sub>2</sub> Emissionen minimiert werden sollen. Es wird also nach den bestmöglichen „Kosten-Nutzen-Trade-offs“ in Bezug auf eine Beanspruchung des öffentlichen Netzes, lokaler Autarkie und CO<sub>2</sub> Emissionen gegenüber Energiekosten gesucht.

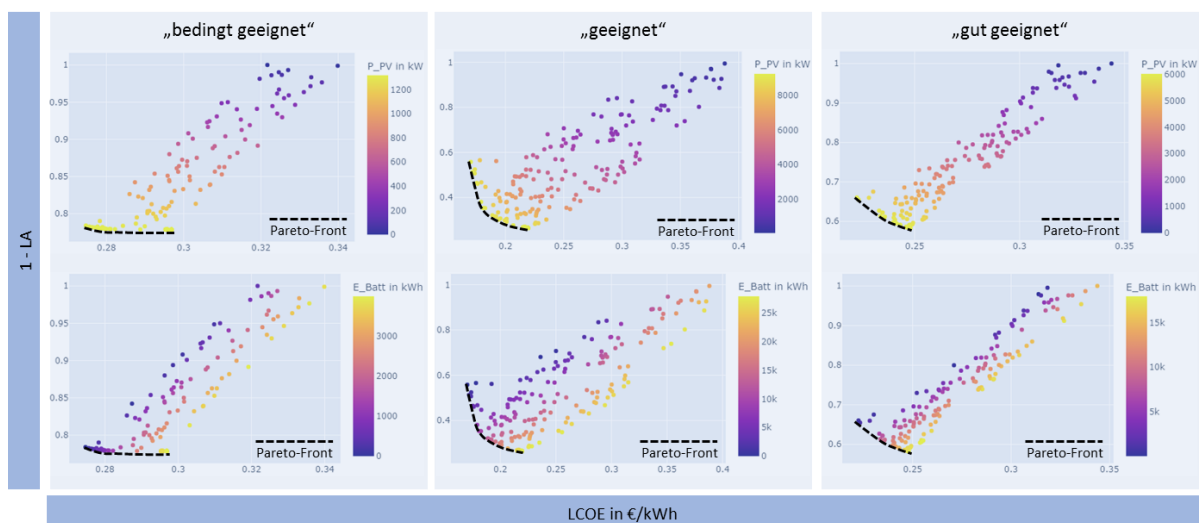


Abbildung 6: (1-LA) - LCOE Trade-Offs der PV-DFA Kategorien „gut geeignet“, „geeignet“, und „bedingt geeignet“

Abbildung 6 zeigt die (1-LA)(LCOE) Abhängigkeiten aller drei definierter PV-DFA Kategorien. Jeder Punkt in der Grafik steht für eine individuell mögliche Auslegung des Energiesystems, wobei farblich die Höhe der jeweiligen Eingangsgröße dargestellt ist. In allen drei Kategorien korrespondieren die niedrigsten Energiegestehungskosten LCOE mit einem maximalen Zubau der PV-DFA (Peak) Leistung (siehe obere Reihe) bei gleichzeitig minimalem Ausbau der Kapazität des Batterie-Speichers (siehe untere Reihe).

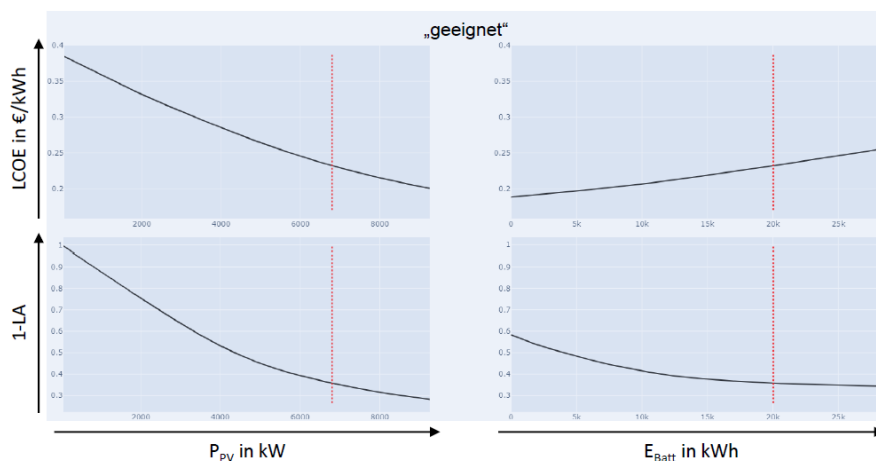


Abbildung 7: Sensitivitätsanalyse für 1-LA und LCOE vs.  $P_{PV}$  und  $E_{Batt}$  in der PV-DFA Kategorie "geeignet"

Ein Optimum mit *gleichzeitig* minimal erreichbarem LCOE Wert bei maximal möglicher lokaler Autarkie existiert jedoch nicht. Die am besten (i.e. multikriteriell, Pareto-optimalen) erzielbaren Trade-offs zwischen lokaler Autarkie und Energiegestehungskosten werden *ausschließlich* in Form der Auslegungsvarianten entlang der in Abbildung 6 gezeigten Pareto-Fronten erreicht. Die Sensitivitätsanalyse in Abbildung 7 quantifiziert solche Abhängigkeiten. Erst auf dieser Basis kann eine individuelle Entscheidung in Abwägung bestmöglicher Trade-offs getroffen werden. Erst auf dieser Basis werden Entscheider befähigt, anstatt erstbesten (i.e. in jeglicher Zieldimension noch verbesserbarer) nur multikriteriell optimale Auslegungen zu wählen.

## 4 Ausblick

Die im vorliegenden Beitrag beschriebene Methodik befindet sich noch im frühen Stadium deren Anwendung. Erste Erfahrungen damit sowie bislang erhaltene Rückmeldungen lassen jedoch bereits deren Mehrwert im Rahmen kommunaler Energie(ausbau)planung deutlich erkennen. Der in Abbildung 1 vorgestellte Referenzprozess ergänzt den in [2] beschriebenen Prozess der Energienutzungsplanung um eine modellbasierte, quantitative Informationsbasis in Form multikriteriell optimierter und damit priorisierter Optionen des Ausbaus kommunaler Energiesysteme. Die Bewertungskriterien sind individuell durch die Entscheidungsträger bestimmbar. Dezentralisierung wird auf diese Weise massiv unterstützt. *Umfassende* kommunale Verantwortlichkeit, i.e. zum Klimaschutz beizutragen, aber gleichzeitig Aspekte wie Wirtschaftlichkeit, Netzstabilität, Eingriff in Umwelt und andere mehr im Auge zu behalten wird ermöglicht. Der kommende Fokus wird darauf gerichtet, a) die Praxistauglichkeit des neuen Referenzprozesses zu erproben bzw. zu verbessern sowie b) den Referenzprozess mit geeigneten Maßnahmen im Umfeld „Kommunikation“ zu unterstützen.

## 5 Referenzen

- [1] United Nations Framework Convention on Climate Change, “Paris agreement,” (2015).
- [2] Energienutzungsplanung, Bayerische Staatsregierung, <https://www.energieatlas.bayern.de/kommunen/energienutzungsplan.html> (26.10. 2021).
- [3] Herbert Palm, Jörg Holzmann: “Hyper Space Exploration – A Multicriterial Quantitative Trade-Off Analysis for System Design in Complex Environment”, IEEE ISSE (2018)
- [4] Fabian Rang, Herbert Palm, Jan Vollmar: “Designing Complex Decentralized Energy Systems Based on the Hyper Space Exploration Approach”, IEEE ISSE (2019)
- [5] Landratsamt München: “ Klimaschutz im Landkreis München – Treibhausgasbericht und Projekte”, Landkreis München (2020)
- [6] Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg, „Weiterentwicklung des kommunalen Bilanzierungsstandards für THG-Emissionen“, Umweltbundesamt (2020)
- [7] Agora Energiewende: „Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann“, Stiftung Klimaneutralität (2021)
- [8] Kraftfahrt-Bundesamt: „Bestand an Fahrzeugen nach Umweltmerkmalen“, Datenlizenz [www.govdata.de/dl-de/by-2-0](http://www.govdata.de/dl-de/by-2-0) (2021)
- [9] Heinz, D.: „Erstellung und Auswertung repräsentativer Mobilitäts- und Ladeprofile für Elektrofahrzeuge in Deutschland“, Working Paper Series in „Production and Energy“ (2018)
- [10] Bernhard Castellazzi, Stephan Hausl und Markus Biberacher: „Webtool zur Abschätzung des Nutzungspotenzials erneuerbarer Energien in Gebäuden“, Strobl, J., Blaschke, T., Griesebner, G. & Zagel, B. (Hrsg.) (2014): Angewandte Geoinformatik 2014.