Sonderdruck 7675

Jul – Aug 2019 7-8

EURO Heat & Power

KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG ■ NAH-/FERNWÄRME ■ CONTRACTING

Einfluss thermischer Speicher

Betriebsoptimierung der Wärmeerzeugung eines Nahwärmenetzes unter zeitvarianten Randbedingungen

von Vivien Lengyel, Dr.-Ing. Marius Maximini, Sarah Henn, Dr.-Ing. Tanja Osterhage und Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Müller

www.energie.de

Einfluss thermischer Speicher

Betriebsoptimierung der Wärmeerzeugung eines Nahwärmenetzes unter zeitvarianten Randbedingungen

In der vorliegenden Studie wird das urbane Energiesystem des »Energielabors Ruhr« betrachtet. Dabei wird der Betrieb eines Nahwärmenetzes unter zeitvarianten Randbedingungen, wie etwa dem fluktuierenden Anteil an erneuerbaren Energien im Strom- oder Fernwärmenetz, Strom-Börsenpreise, Primärenergie- und CO_2-Faktoren, optimiert. Das systemische Zusammenwirken aller zentralen Wärmeerzeuger wird analysiert. Es zeigt sich ein großer Einfluss von flexiblen Kapazitäten, beispielsweise in Form von thermischen Speichern, auf die erzielbaren Kosten- und CO_2-Einsparungen.

Die Transformation der Energieversorgung hin zur Versorgung durch erneuerbare Energien bewirkt eine aktuell beobachtbare Umstrukturierung von zentralen sowie dezentralen Einrichtungen. So muss zum einen der Betrieb fossil befeuerter Großkraftwerke an die volatile Einspeisung der regenerativen Erzeuger angepasst werden. Zum anderen führt der verstärkte Ausbau der erneuerbaren Energien, die Einführung der Elektromobilität und die Installation von stromgekoppelten Wärmeerzeugern (Kraft-Wärme-Kopplung, Power-to-Heat) zu steilen Leistungsgradienten sowie ausgeprägten Last- und Einspeisespitzen auf der Verteilnetzebene [1]. Aus diesem Grund besteht die Notwendigkeit zur Entlastung des übergeordneten Netzes durch einen netzreaktiven Betrieb von Energiesystemen. Dieser wurde bereits im Bereich der dezentralen Gebäudeenergiesysteme untersucht [2;3].

Demonstrationsobjekt »Neue Zeche Westerholt«

Im Rahmen des interkommunalen Vorhabens »Energielabor Ruhr« der Städte Gelsenkirchen und Herten wurde ein

Vivien Lengyel, M.Sc., Dr.-Ing. ***Marius Maximini***, EEB Enerko Energiewirtschaftliche Beratung GmbH, Aldenhoven, ***Sarah Henn***, M.Sc., Dr.-Ing. ***Tanja Osterhage***, Univ.-Prof. Dr.-Ing. ***Dirk Müller***, Lehrstuhl für Gebäude- und Raumklimatechnik, Eon Energy Research Center, RWTH Aachen University, Aachen

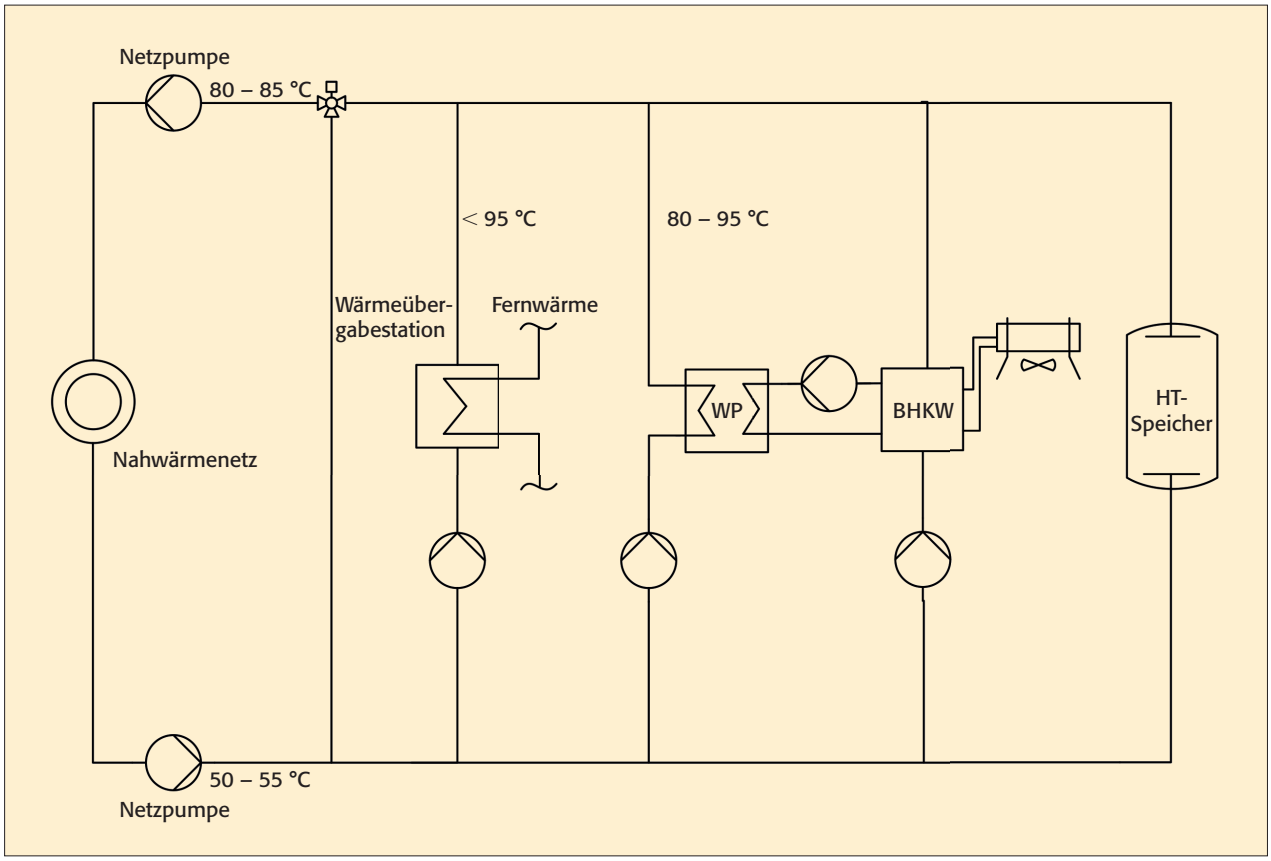

Bild 1. Ausbaustufe 1 der Wärmeerzeugung

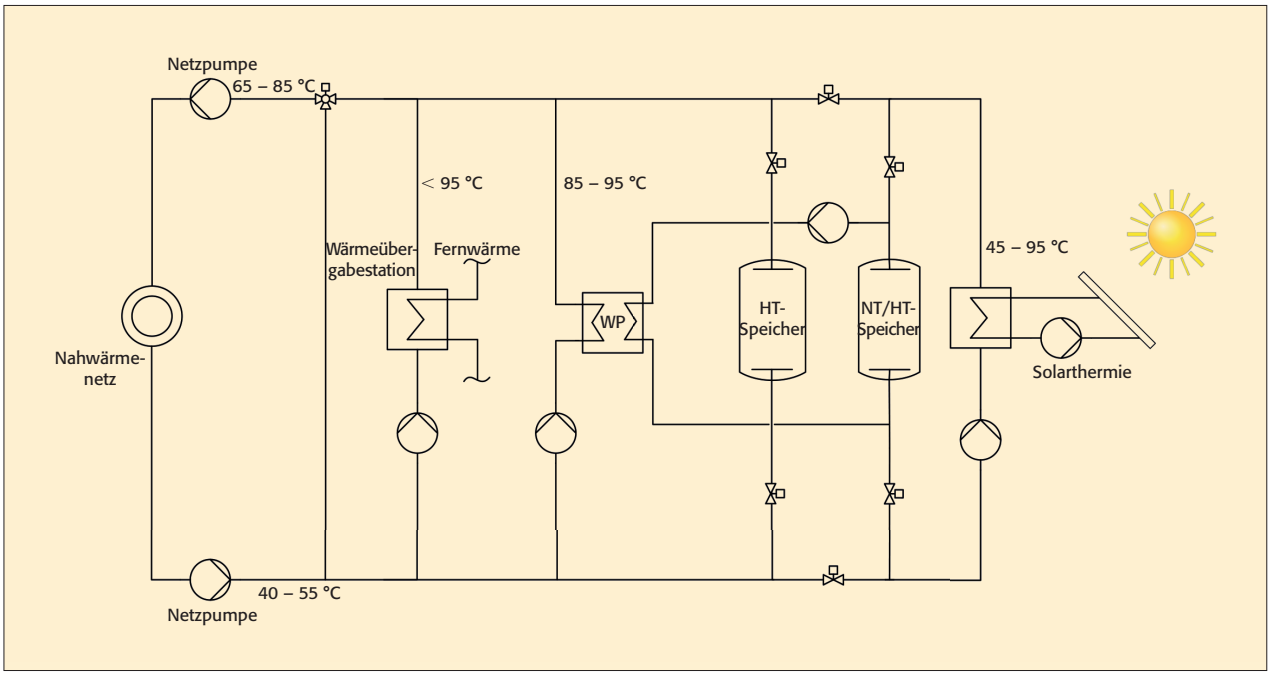

Bild 2. Ausbaustufe 2 der Wärmeerzeugung

zukunftsweisendes Energiekonzept zur Nachnutzung der ehemaligen »Zeche Westerholt« entwickelt. Zukunftsvision ist eine systemische und nachhaltige Wärmeversorgung der umliegenden Quartiere über ein Nahwärmenetz, dessen Energiezentrale auf dem alten Zechengelände errichtet wird. Auf Basis des Energiekonzepts wurden von der EEB Enerko mögliche Ausbaustufen aufgezeigt, deren technische Machbarkeit überprüft und der optimale Betrieb des Energiesystems ermittelt.

Zur Wärmebereitstellung dient die Abwärmenutzung aus bereits bestehenden Grubengas-Blockheizkraftwerken (BHKW). Darüber hinaus sieht das Konzept eine Wärmepumpe (WP), einen thermischen Energiespeicher und eine Wärmeübergabestation (WÜST) aus dem bestehenden Fernwärmenetz vor. Nach dem Versiegen des Grubengases wird in einer weiteren Ausbaustufe eine zentrale Solarthermieanlage in das Energiesystem integriert.

Bild 1 zeigt ein Prinzipschaltbild der ersten Ausbaustufe. Haupterzeuger sind die Grubengas-BHKW. Durch diese wird Wärme auf zwei Temperaturniveaus zur Verfügung gestellt. Die Wärme aus dem Motorkühlkreislauf kann direkt in das Nahwärmenetz ausgekoppelt werden. Die Wärme aus dem Gemischkühlkreis eignet sich als Wärmequelle für eine parallel eingebundene Hochtemperatur-Wärmepumpe. Zur Deckung von Spitzenlasten wird ein Anschluss an das Fernwärmenetz vorgesehen. Über eine Beimischung von Netzrücklaufwasser in den Vorlauf kann eine Absenkung der Netzvorlauftemperatur bewirkt werden.

Ein thermischer Speicher (HT-Speicher) ermöglicht die optimierte Betriebsweise des Systems, da die Wärmeerzeugung und der Wärmeverbrauch zeitlich voneinander entkoppelt werden. Die Wärme wird zu ökonomisch oder ökologisch günstigen Zeitpunkten erzeugt und im HT-Speicher zwischengespeichert, was zur Wirtschaftlichkeit beiträgt oder Emissionen einspart.

In der zweiten Ausbaustufe wird, wie in *Bild 2* dargestellt, zur Integration der zentralen Solarthermieanlage ein weiterer Wärmespeicher eingebunden. Dieser Wärmespeicher (NT/HT-Speicher) kann auf dem Temperaturniveau des bestehenden Speichers (HT-Speicher) betrieben werden. Zusätzlich dient er im entladenen Zustand als neue Wärmequelle für die Wärmepumpe, wodurch eine Tiefenentladung erreicht wird. Die Wärme für den Speicher wird durch die Solarthermieanlage bereitgestellt.

Der große Vorteil des zusätzlichen NT/HT-Speichers ist, dass die Solarthermieanlage je nach Jahreszeit auf dem günstigeren Temperaturniveau betrieben werden kann. Im Sommer beladt die Solarthermieanlage den NT/HT-Speicher mit maximaler Vorlauftemperatur, im Winter mit der Quelltemperatur der Wärmepumpe. Durch diese Betriebsweise werden die Nutzungsstunden und der Solarertrag der Solarthermieanlage gesteigert.

Optimierungsmodell

Für die Betriebsoptimierung wurde ein gemischt ganzzahliges Optimierungsmodell (mixed integer linear program, MILP) entwickelt. Das Programm ermittelt die unter den gegebenen Randbedingungen optimalen Einsatzzeiten der Wärmeerzeuger und Speicher sowie die über ein Jahr bereitgestellten Wärmemengen. Darüber hinaus werden die sich ergebenden minimalen bedarfsgebundenen Kosten, der Primärenergieaufwand sowie die direkten und indirekten CO_2-Emissionen ausgegeben.

Die Modellierung geschieht in den Arbeitsschritten

- Datenerhebung,
- Definition der Rahmenbedingungen,
- Ermittlung der Restriktionen,
- Definition der Zielfunktion.

Der vereinfachte Ablauf der Optimierung ist in *Bild 3* dargestellt. Als Input-Daten werden ortsspezifische, technische, ökonomische und ökologische Randbedingungen angenommen. Darüber hinaus werden aktuelle Rahmenbedingungen, wie beispielsweise CO_2-Faktoren und Preise in die

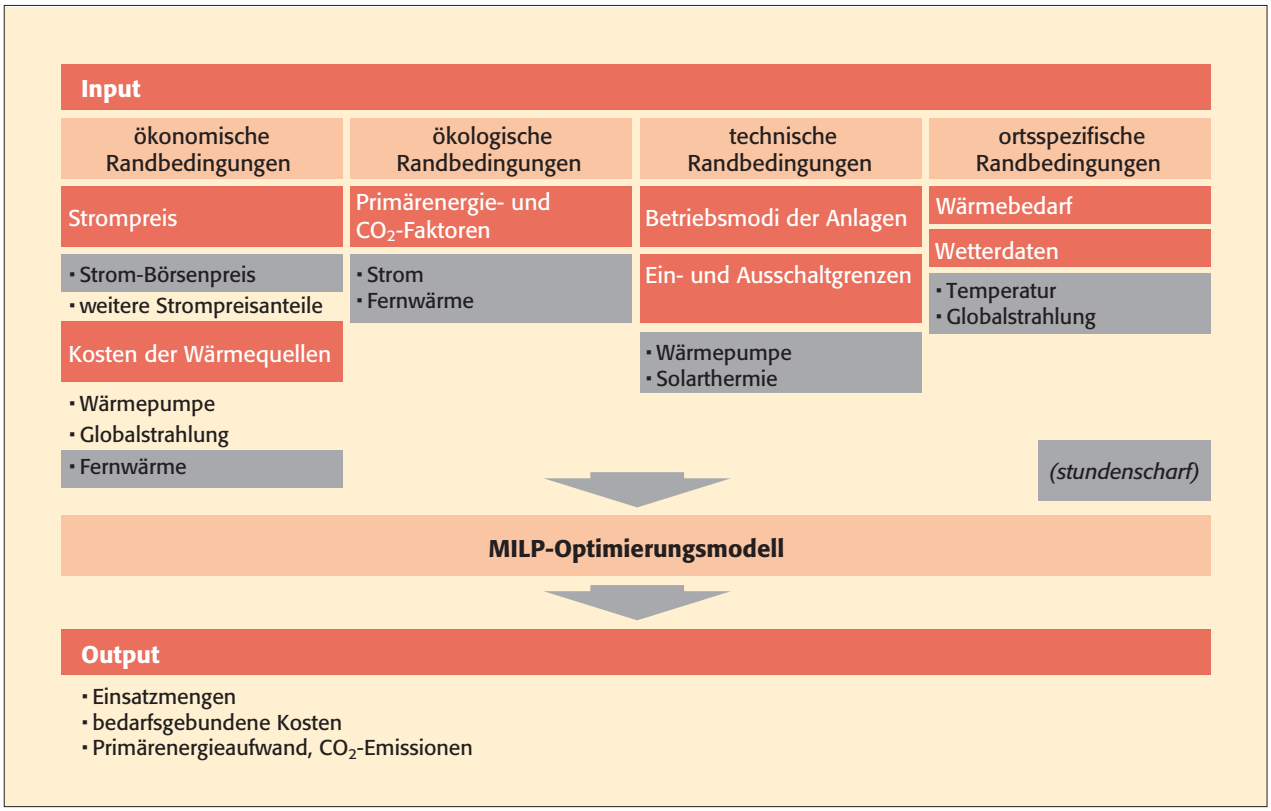

Bild 3. Aufbau des linearen Optimierungsmodells

Optimierung gemäß eines mittleren Erneuerbare-Energien-Ausbau- und Preisszenarios der IEA gewählt [4].

Als Ergebnisse werden die Einsatzmengen der Anlagen, die bedarfsgebundenen Kosten, der Primärenergieaufwand und die verursachten CO_2-Emissionen für den jeweils auf eine Zielgröße optimierten Betrieb ausgegeben. Die Optimierung wird über alle 8 760 Stunden eines Jahres vorgenommen. Zur Berücksichtigung saisonaler Speichereffekte wird als Startzeitpunkt der 01. April um 00:00 Uhr ewählt.

Zeitvariante Randbedingungen

Als Eingangsparameter werden dem Optimierungsmodell die Wärmelastgänge des zu analysierenden Jahres sowie statistische Wetterdaten für ein Jahr gegeben. Darüber hinaus werden als weitere Inputs die technischen, ökonomischen und ökologischen Randbedingungen definiert. Technische Randbedingungen sind beispielsweise die Betriebsmodi sowie Ein- und Ausschaltgrenzen der Anlagen.

Bei den ökonomischen und ökologischen Parametern wird die Zeitvarianz dieser Größen berücksichtigt. So sind die Energiepreise für Strom und Fernwärme durch einen schwankenden Verlauf – verursacht durch die volatile Verfügbarkeit erneuerbarer Energien sowie durch die Höhe und den Verlauf der Nachfrage – gekennzeichnet. Die Entwicklung der Preise in den kommenden Jahren hängt darüber hinaus von zahlreichen weiteren Faktoren ab, z.B. von zukünftigen Energieträgerpreisen oder der Kapazitätsentwicklung erneuerbarer Energien. Die entsprechenden Zeitreihen für den Strompreis sowie den zeitvarianten Primärenergie-(PE-) und CO_2-Faktor werden mit dem Enerko-Strommarktmodell erzeugt (*Bild 4*).

Das Strommarktmodell führt eine Einsatzplanung des deutschen Kraftwerksparks durch und berechnet stundenscharfe Strompreise, Einsatzmengen von Erzeugern, die Auslastung der Kraftwerke sowie das nationale Importsaldo. Dabei werden Marktkopplungen mit den Nachbarländern im Rahmen der verfügbaren Kuppelkapazitäten berücksichtigt. Auf Basis der zeitaufgelösten Einsatzmengen sowie der statischen PE- und CO_2-Faktoren der einzelnen Kraftwerkstypen können zeitaufgelöste PE- und CO_2-Signale für den Strommix generiert werden.

Bild 5 zeigt exemplarisch die sich ergebenden zeitvarianten CO_2-Faktoren (durchgängige Linie) für die Jahre 2019 (blau), 2030 (rot) und 2040 (grün). Vergleichend dargestellt werden eine Winterwoche (*Bild 5a)* und eine Sommerwoche (*Bild 5b*). Des Weiteren sind der Grafik die mittleren jährlichen CO_2-Faktoren zu entnehmen (gestrichelte Linien). Es ist zu erkennen, dass der mittlere CO_2-Faktor zukünftig sinkt, was auf einen vermehrten Ausbau von erneuerbaren Energien zurückzuführen ist. Die Sommerwoche ist durch einen zyklischen Verlauf des zeitvarianten Faktors gekennzeichnet, der sich aus der Verfügbarkeit von Solarstrom ergibt. Tendenziell sind zukünftig höhere Amplituden zu erwarten, da bei gegebener Verfügbarkeit ein höherer Anteil durch erneuerbare Energien abgedeckt werden kann, in Zeitpunkten einer Dunkelflaute jedoch auf konventionelle Kraftwerke zurückgegriffen werden muss. In der Winterwoche sind anschaulich die Effekte einer vermehrten Einspei-

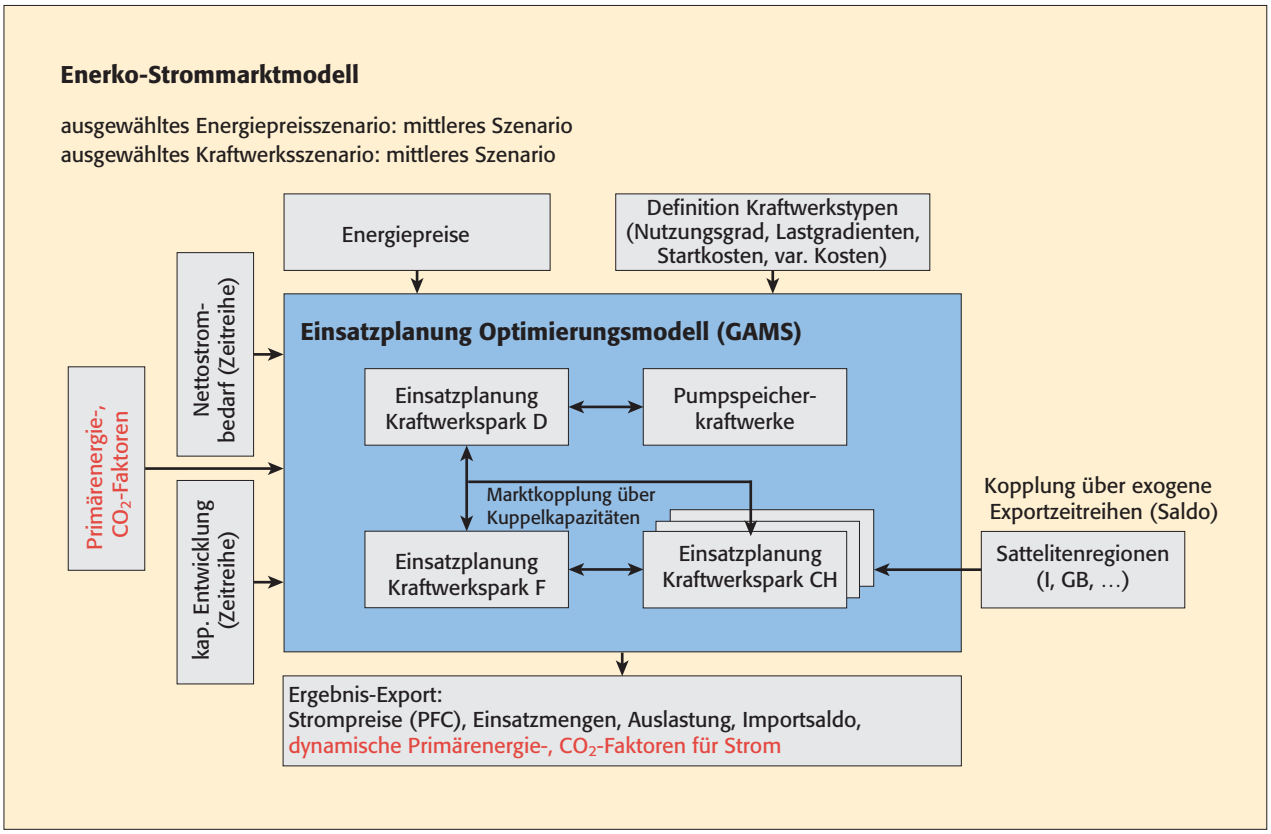

Bild 4. Das Enerko-Strommarktmodell

sung durch Windenergieanlagen zu sehen.

Auch für die Fernwärme wurden die Zeitvarianz der Wärmepreise, des PE- und CO_2-Faktors berücksichtigt. Die Berechnung des lokalen Wärmemixes aus der Abwärme einer Müllverbrennungsanlage, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Heizwerken wird basierend auf den Strompreisdaten aus dem Strommarktmodell mit einer vereinfachten Merit-Order-Berechnung vorgenommen.

Zielfunktionen und Restriktionen

Das Programm ermittelt die unter den gegebenen Randbedingungen optimalen Einsatzzeiten der Wärmeerzeuger und Speicher im Hinblick auf die ausgewählte Zielfunktion. Dies sind die

- Minimierung der bedarfsgebundenen Kosten,
- Minimierung des Primärenergieaufwands oder
- Minimierung der direkten und indirekten CO_2-Emissionen.

Eine von drei möglichen Zielfunktionen des Modells ist die Minimierung der CO_2-Emissionen innerhalb des Bilanzraums »Neue Zeche Westerholt«. Diese ergeben sich aus der Summe aller Energiemengen, die im Betrachtungszeitraum T die Bilanzgrenzen passieren. Da der CO_2-Faktor des vom BHKW bezogenen Grubengases sowie des erzeugten Stroms Null ist, werden diese Energiemengen nicht aufgeführt. Für die Energiezentrale auf der Zeche Westerholt wird folglich nur der von den Anlagen i bezogene Strom W_{Strom} und die bezogene Fernwärme Q_{FW} bilanziert (Gl.1).

Falls eine Lösung des Optimierungsproblems existiert, befindet sich das Optimum in dem zulässigen Bereich, der durch Restriktionen aufgespannt wird. Ein Beispiel dafür ist die Wärmebedarfsdeckung. Die Wärmeerzeugung ($Q_{WP}(t)$, $Q_{Sol}(t)$, $Q_{FW}(t)$) und die Entladung ($Q_{Sp,entl.}(t)$) aus dem Wärmespeicher müssen immer dem Wärmebedarf ($Q_{Bed}(t)$) entsprechen (Gl. 2)

Die linearen Programmierungssprachen behandeln in einem Therm nur lineare Variablen; daher ist die Multiplikation zwei zeitabhängiger Variablen nicht gestattet, es verursacht ein endogenes Problem. Folglich werden diskrete Temperaturen für die Speicherschichten eingeführt, ebenso mehrere Betriebsmodi

Gleichungen

$$\min \sum_{t=1}^{T} \overset{(1)}{f_{CO_2,Strom,t} \cdot W_{Strom,t} + f_{CO_2,FW,t} \cdot Q_{FW,t}} \quad (1)$$

$$Q_{Bed}(t) = Q_{WP}(t) + Q_{ST}(t) + Q_{FW}(t) + Q_{Sp,entl.}(t) \quad (2)$$

$$Q_{WP}(t) = Q_{WP,1}(t) + Q_{WP,2}(t) + \ldots + Q_{WP,i}(t) \quad (3)$$

$$Q_{WP,1}(t) = Akt_{WP,Bed,1}(t) * Q_{WP,1,MAX} \quad (4)$$

$$Akt_{WP,Bed,MIN} < Akt_{WP,Bed,1}(t) < Akt_{WP,Bed,MAX} \quad (5)$$

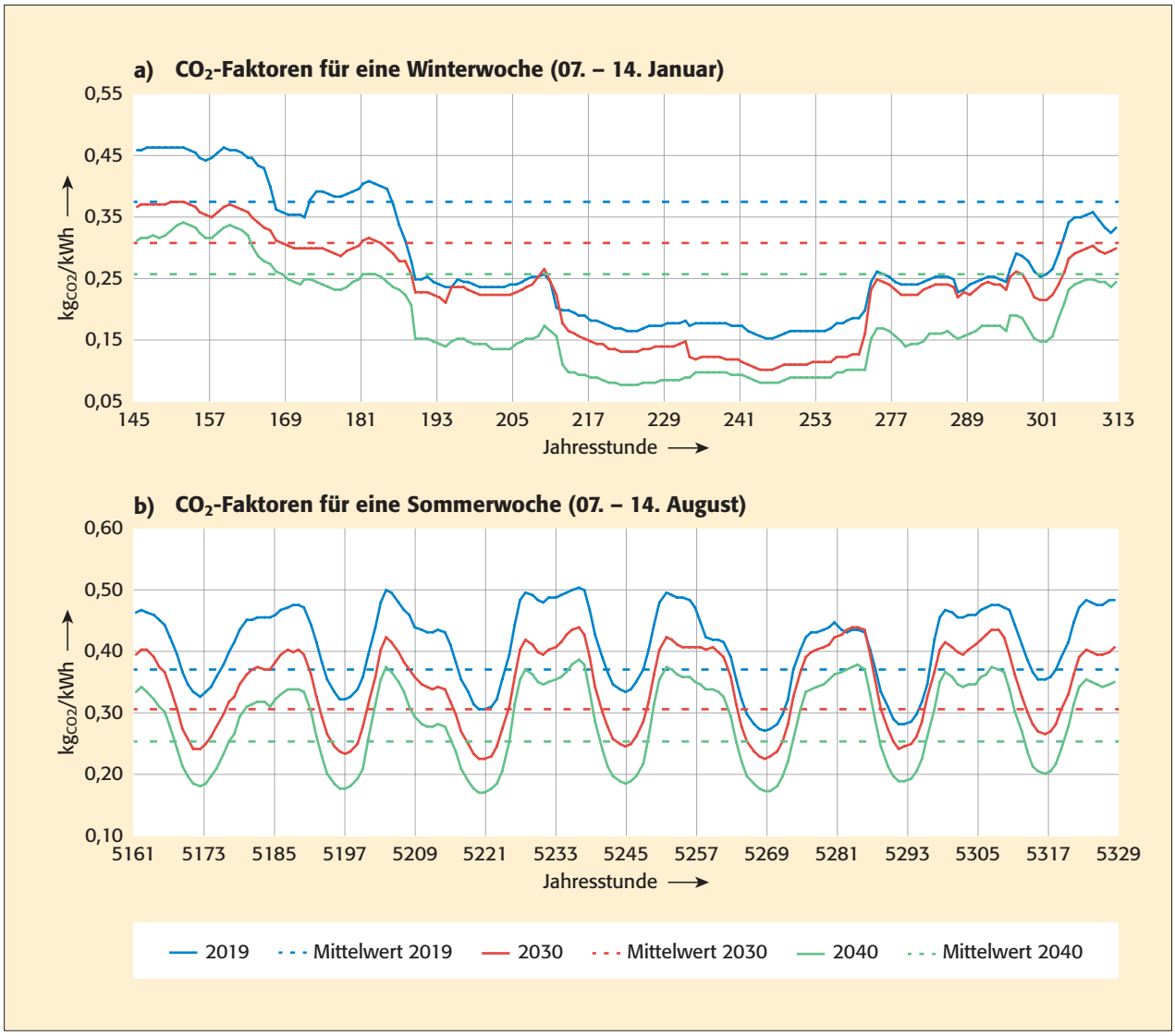

Bild 5. Zeitvariante CO_2-Faktoren für a) eine Winter- und b) eine Sommerwoche

($Q_{WP,1}(t)$, $Q_{WP,2}(t)$) eingeführt, z. B. im Fall der Wärmepumpe (Gl. 3).

Die aktuelle Wärmeleistung der Anlage ($Q_{WP,1}(t)$) wird mit einer zeitabhängigen Variable, der Aktivität $Akt_{WP}(t)$ und der Nennleistung ($Q_{WP,MAX}$) ausgedrückt (Gl. 4). Die Aktivität nimmt einen Wert zwischen dem minimalen Teillastverhalten und der maximal erlaubten Leistung der Anlage an (Gl. 5).

Für jede Stunde darf nur ein Betriebsmodus ausgewählt werden, der eine binäre Variable (BIN_{WP}) sicherstellt:

$$Akt_{WP,1} \leq Akt_{WP,1,MAX} * BIN_{WP} \quad (6)$$

$$Akt_{WP,2} \leq Akt_{WP,2,MAX} * (1 - BIN_{WP}) \quad (7)$$

wobei $BIN_{WP} = [0,1]$.

Bei mehr als drei Betriebsmodi ändert sich die Restriktion folgendermaßen, beispielweise im Fall der Solarthermieanlage:

$$BIN_{Sol,1} + BIN_{Sol,2} + BIN_{Sol,3} = 1 \quad (8).$$

Modellierung des Wärmespeichers

Die Höhe der Kostenreduktion, Primärenergie- oder CO_2-Einparung, die sich aus einem optimalen Betrieb ergibt, hängt maßgeblich von der Kapazität sowie den Verlusten der Wärmespeicher ab. Aus diesem Grund wurde der Fokus auf eine möglichst genaue Modellierung des Wärmespeichers gelegt.

In diesem detaillierten Modell wurden mehrere Schichten mit diskreten Temperaturen definiert. Die Wärmeerzeuger speisen in den unterschiedlichen Betriebsmodi mit unterschiedlichen Temperaturen in den thermischen Speicher ein. Wie in *Bild 6a* dargestellt sind zur Modellierung der ersten Ausbaustufe mindestens drei Schichten erforderlich. Die oberen zwei Schichten stehen in Verbindung zum Vorlauf, die untere Schicht zum Rücklauf des Wärmenetzes. Die Wärme aus der Wärmepumpe wird je nach Betriebsmodus mit 95 oder 80 °C eingespeichert, die BHKW-Wärme auf 80 °C. Während der Be- und Entladeprozesse bleibt das Wasservolumen im Speicher stets konstant.

Für die zweite Ausbaustufe (*Bild 6b*) wird das Speichermodell um eine Niedertemperaturschicht erweitert. Damit werden beide Speicher kombiniert modelliert. Im Winterbetrieb entnimmt die Solarthermieanlage das Wärmespeichermedium bei 20 °C

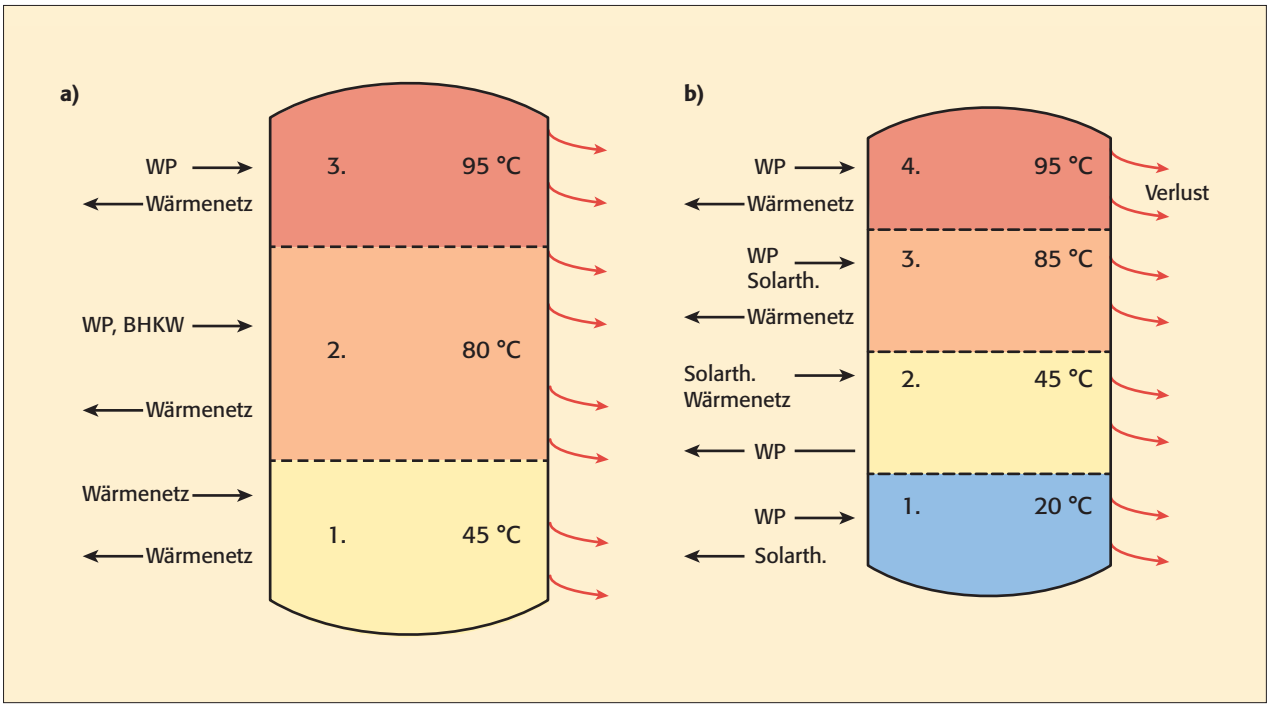

Bild 6. Speichermodellierung für a) Ausbaustufe 1 und b) Ausbaustufe 2

und heizt es auf 45 °C auf. Die Wärmepumpe nutzt diese Wärme als Wärmequelle. Im Sommerbetrieb wird 45 °C warmes Wasser solarthermisch auf 85 °C oder – abhängig vom Betriebsmodus – 95 °C erwärmt.

Der Energieinhalt des Speichers Q_{Sp} ergibt sich aus der Summe der Wärme der einzelnen Schichten l

$$Q_{Sp} = \sum_{l=1}^{L} V_l \cdot \rho \cdot c_p \cdot (T_l - T_{l=1}) \qquad (9)$$

wobei V das Volumen der Schicht l, ρ die Dichte des Speichermediums, c_p die Wärmekapazität und $T_{Sp,l}$ die Temperatur der Schicht darstellt. Als Medium für den Speicher wird Wasser eingesetzt.

Der Wärmeverlust $\dot{Q}_{v,l,t}$ über die Speicherwand wird für jede Schicht l und jeden Zeitpunkt t abhängig vom Wärmedurchgangskoeffizienten k der mehrschichtigen Speicherwand und von der Außentemperatur T_u bestimmt (Gl. 10).

Der Wärmedurchgangskoeffizient k wird mit dem Wärmeübergangskoeffizienten (α) der Wärmeleitfähigkeit (λ) für jede Schicht der Speicherwand berechnet. Nach dem AGFW-Arbeitsblatt FW 313 [5] wurde eine Wandkonstruktion aus Stahlblech, Mineralwolle und Alu-Blech angenommen (*Bild 7*).

Die Gleichung für den Wärmeübergangskoeffizienten k einer Speicherwand aus mehreren Schichten kann vereinfacht werden, da der Wärmeübergang durch Konvektion zu Luft und Wasser deutlich größer ist als über Wärmeleitung durch die Behälterwand (Gl. 11, Gl. 12).

Am Ende wird mit den Temperaturdifferenzen zwischen den Schichten und dem Wärmeverlust $\dot{Q}_{v,l,t}$ einer Schicht ein Verlustvolumenstrom $\dot{V}_{l,t}$ berechnet. Dieser Volumenstrom strömt aus jeder Schicht in die nächst untere Schicht. Der formale Zusammenhang von Wärme- und Volumenverlust einer Schicht ist gegeben durch Gl. 13.

Gleichungen 11, 12 und 13

$$\frac{1}{k} = \frac{1}{\alpha_{Wasser} * r_1} + \sum_{i=1}^{3} \left(\frac{1}{\lambda_i} * \ln\frac{r_{i+1}}{r_i}\right) + \frac{1}{\alpha_{Luft} * r_4} \qquad (11)$$

mit $\alpha_{Wasser}, \alpha_{Luft} \gg \lambda_i$

$$\frac{1}{k} \approx \sum_{i=1}^{3} \left(\frac{1}{\lambda_i} * \ln\frac{r_{i+1}}{r_i}\right) \qquad (12)$$

$$\dot{Q}_{v,l,t} = \Delta\dot{V}_{l,t} \cdot \rho \cdot c_p \cdot (T_l - T_{l-1}) \qquad (13)$$

Ergebnisse

Ausbaustufe 1

Das Konzept der ersten Ausbaustufe wurde mit einem Wärmespeicher von 12 MWh untersucht. Dieser ist auf dem Markt als Standardbehälter verfügbar. *Bild 8a* den Wärmeerzeugereinsatz in einer Winterwoche. Es ist erkennbar, dass für eine kostenoptimale Betriebsweise in der Betriebs-

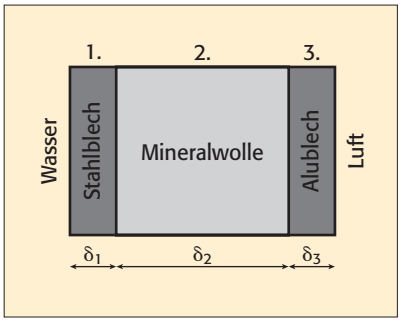

Bild 7. Wandaufbau des Wärmespeichers

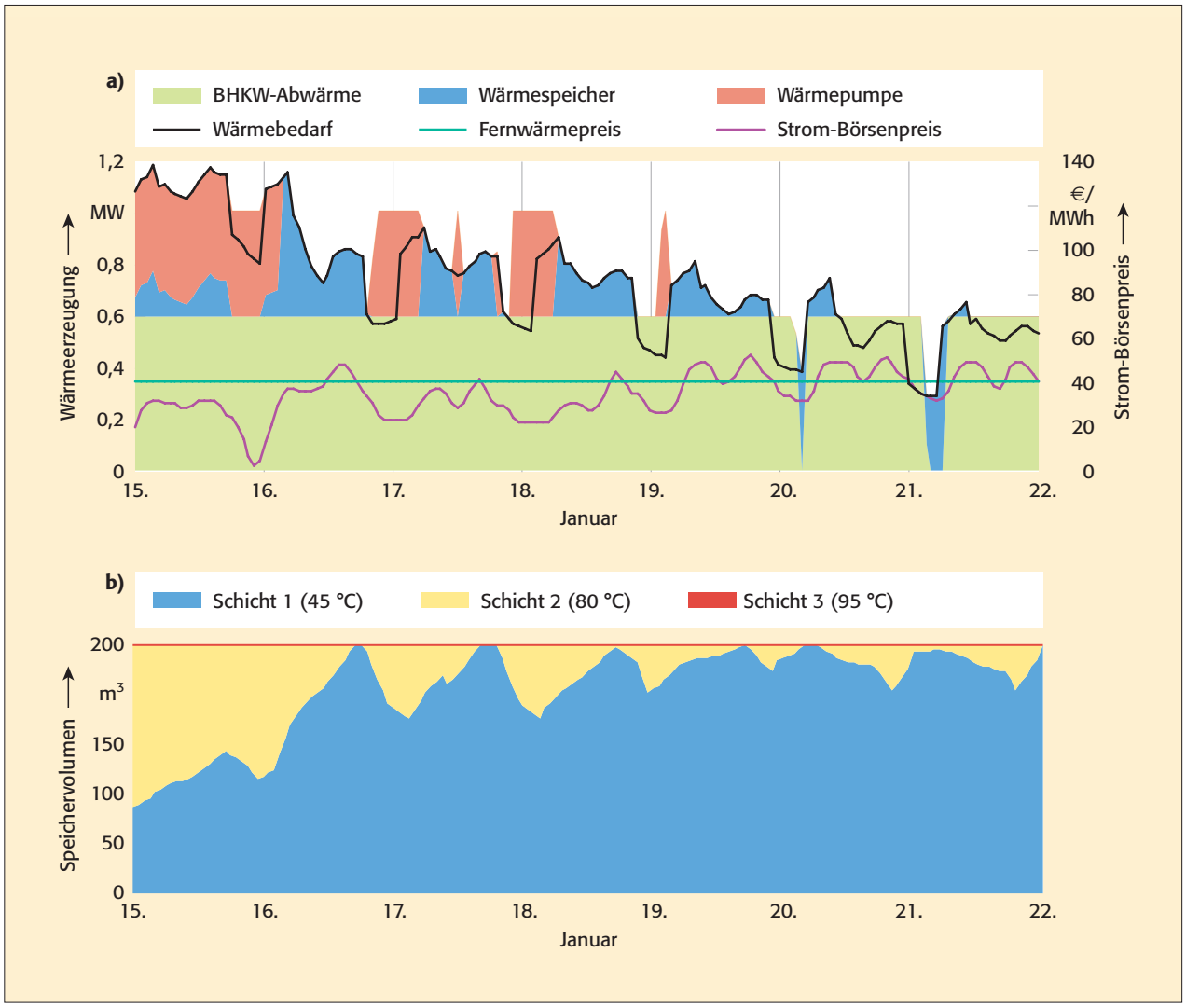

Bild 8. Erzeugereinsatz (a) und Speicherbeladediagramm (b) für Ausbaustufe 1 unter Minimierung der bedarfsgebundenen Kosten

optimierung zunächst Abwärme der BHWK-Anlagen zur Grundlastdeckung herangezogen wird. Die BHKW-Abwärme ist sowohl ökonomisch als auch ökologisch vorteilhaft. Abhängig vom Strombörsenpreis wird dann entweder die Wärmepumpe eingesetzt oder der Wärmespeicher entladen.

Wenn durch die Optimierung die Wärmeerzeugung den Wärmebedarf übersteigt, wird die Überschusswärme gespeichert. Erkennbar ist dies in *Bild 8b*, das den Beladezustand des Speichers zeigt. Das Volumen der heißen Schicht nimmt beim Beladeprozess zu, während das kältere Wärmespeichermedium in den Rücklauf verdrängt wird. Beim Entladen bewegen sich die Volumina in entgegengesetzter Richtung.

Eine Variation der Speichergröße zeigt, dass durch die Dimensionierung des Speichers Einsparungen an bedarfsgebundenen Kosten auftreten. Diese sind unterschiedlich ausgeprägt je nach Zielfunktion. Die höchsten Einsparungen werden bei einer Speichergröße von 125 MWh erreicht; ab diesem Wert bleiben sie in der Kostenoptimierung konstant. Dieser Effekt ist so zu erklären, dass die Wärmeerzeugung ab dieser Speichergröße ausschließlich durch die BHKW-Abwärme geleistet wird.

Die Optimierung des Primärenergieeinsatzes und der CO_2-Emissionen führt zu geringeren Kosteneinsparungen, da hier nicht der ökonomischste Erzeuger gewählt wird. Mit der Speichergröße von 125 MWh ist das Optimum der Kosteneinsparung erreicht. Eine weitere Vergrößerung des Speichers erhöht die Hilfsenergieaufnahme und die Kosteneinsparungen sinken wieder. Der Verlauf der Minimierung des Primärenergieeinsatzes und der CO_2-Emissionen sind nahezu identisch. Dies ist auf das sehr geringe Niveau der Primärenergie- und CO_2-Faktoren zurückzuführen, die aufgrund des Brennstoffs Grubengas angesetzt werden. Deutlichere Unterschiede ergeben sich für andere Brennstoffe.

Ausbaustufe 2

Die Betriebsoptimierung wurde in gleicher Weise für das zukünftige Erzeugungssystem der Ausbaustufe 2 durchgeführt. *Bild 9a* zeigt den kostenoptimierten Erzeugereinsatz am Beispiel einer Frühlingswoche. Gut erkennbar ist, dass die Solarwärme immer genutzt wird, wenn sie verfügbar ist. Überschüsse aus der Solarthermie werden im Wärmespeicher gespei-

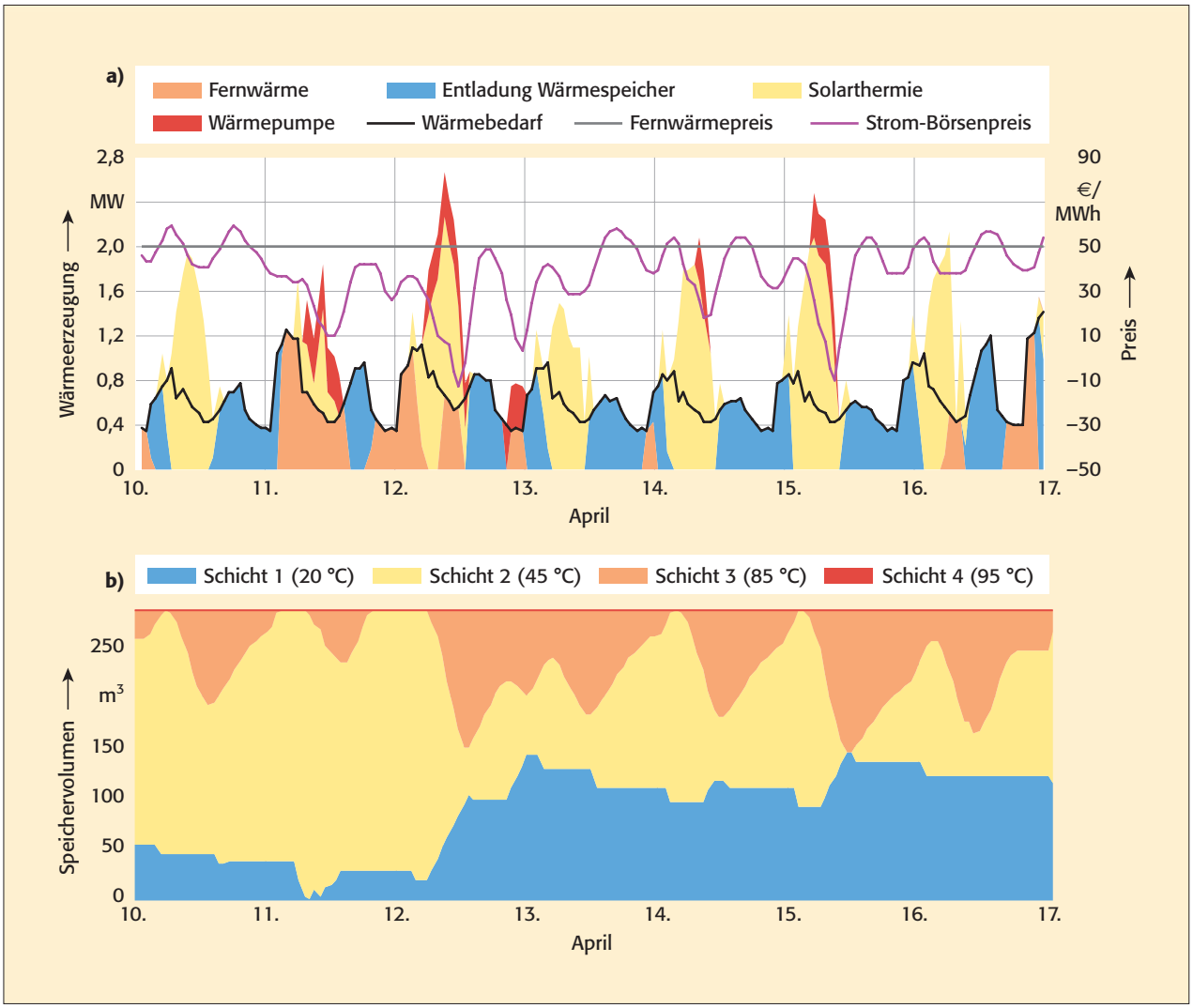

Bild 9. Kostenoptimierter Erzeugereinsatz (a) und Speicherbeladediagramm (b) für Ausbaustufe 2

chert. Dieser wird dann über viele zusammenhängende Betriebsstunden zur Versorgung des ganzen Nahwärmenetzes eingesetzt. Die Schwankungen des Strombörsenpreises (zum Teil negative Preise) ermöglichen den kosteneffizienten Betrieb der Wärmepumpe. Sobald die Wärmeerzeugungskosten der Wärmepumpe niedriger sind als die Kosten der Fernwärme, wird diese als Wärmeerzeuger eingesetzt.

Im Winter wird die Solarthermieanlage nach der Optimierung hauptsächlich auf dem niedrigeren Temperaturniveau betrieben, im Sommer ist eine Versorgung des Nahwärmenetzes mit Solarthermie über mehrere Tage realisierbar.

In *Bild 10* ist die Speicherbewirtschaftung über ein ganzes Jahr für zwei Speichergrößen dargestellt. *Bild 10a* einen Kurzzeitspeicher mit 25 MWh Speicherkapazität. Mehrere Vollzyklen (komplette Be- und Entladeprozesse) werden in einem Jahr durchgeführt. Im Gegensatz dazu zeigt *Bild 10b* einen Saisonalspeicher mit 1 800 MWh. Die Wärme wird über mehrere Monate eingespeichert und über die gesamte Heizperiode entladen.

Die Optimierung der bedarfsgebundenen Kosten zeigt – ähnlich zur Ausbaustufe 1 – dass die erreichbaren Einsparungen ein Optimum erreichen und danach mit steigender Speichergröße wieder sinken oder stagnieren.

Fazit

Die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien führt zu ausgeprägten Schwankungen in der Stromerzeugung. Aufgrund der hohen Volatilität der Erzeuger steigt die Notwendigkeit zur Interaktion zwischen den Erzeugern und Verbrauchern sowie zur Sektorenkopplung Strom und Wärme. Die hier gezeigte Betriebsoptimierung eines Nahwärmenetzes unterstützt die Koordination der unterschiedlichen Systeme und optimiert den Erzeugereinsatz unter dynamischen, stündlich aufgelösten Randbedingungen.

Der dargestellte Optimierungsansatz ermöglicht die Bewertung von Erzeugungskonzepten im Hinblick auf Versorgungssicherheit sowie auf ökonomisch und ökologisch optimale Betriebsstrategien. Zudem können Wechselwirkungen mit den übergeordneten Netzen, z. B. dem deutschen Strommarkt oder anderen naheliegenden Wärmenetzen, sowie innovativen Anlagen wie Power-to-Heat-Anlagen (bzw. Wärmepumpen) auf ihre Systemdienlichkeit untersucht werden. Der flächendeckende Einsatz von Wärmepumpen, die in Zei-

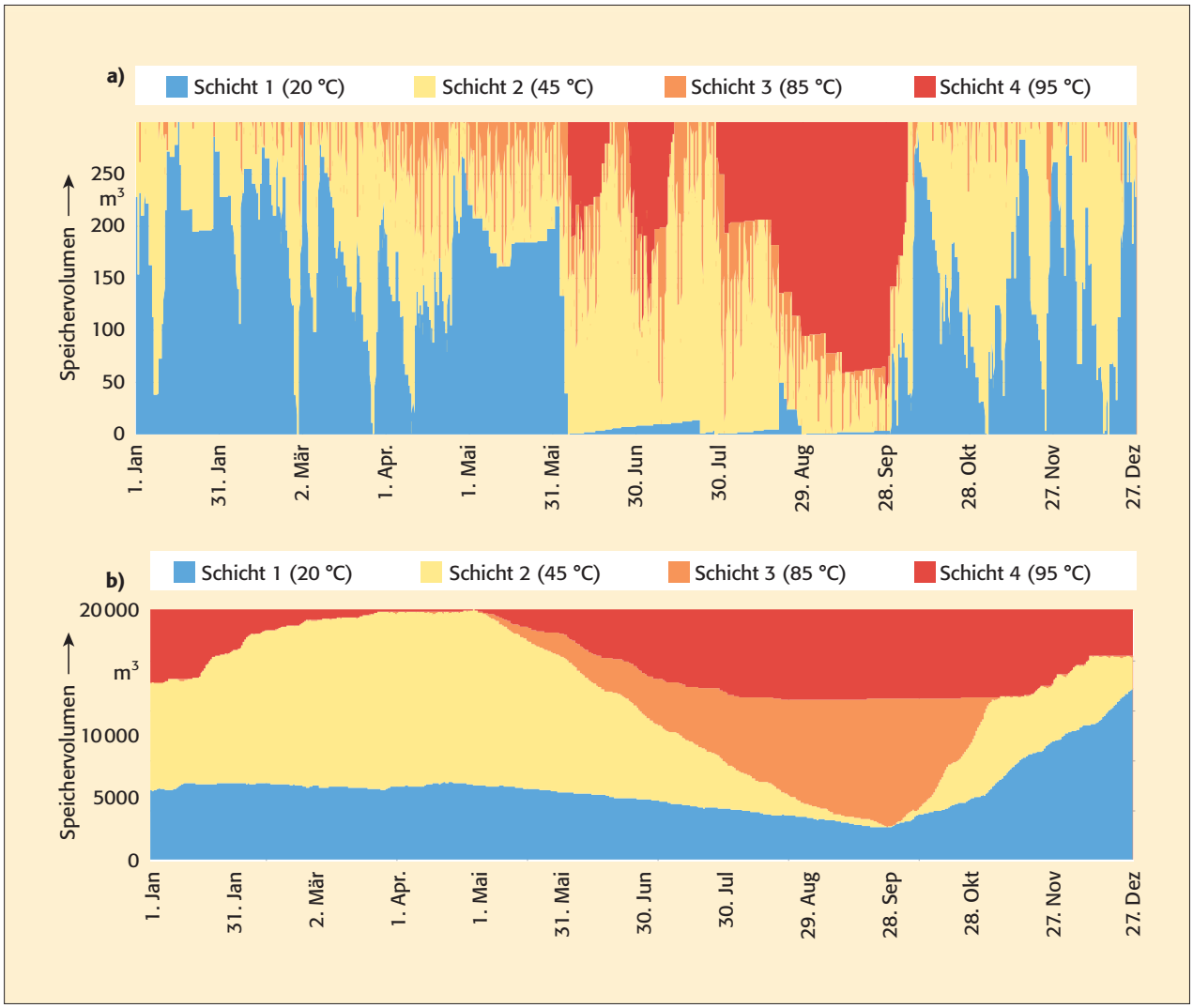

Bild 10. Speicherdiagram eines a) Kurzeit- und eines b) Langzeitspeichers

ten fehlenden erneuerbaren Stroms zu zusätzlichen Einsatzzeiten fossiler Erzeuger führen, wird durch diese Systembetrachtung vermieden.

Literatur

[1] Ying, S.: Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze bei hoher Penetration von innerstädtischen Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen. Dissertation. Universitätsbibliothek der BTU Cottbus, 2011.

[2] Klein, K.; Langner, R.; Kalz, D.; Herkel, S. und Henning,H.-M.: Grid support coefficients for electricity-based heating and cooling and field data analysis of present-day installations in Germany. Applied Energy, 162 Jg., pp. 853-867, 2016.

[3] Stinner, S.: Primary energy evaluation of heat pumps considering dynamic boundary conditions in the energy system. Energy, pp. 60-78, 2017.

[4] International Energy Agency: World Energy Outlook, 2016.

[5] AGFW: Arbeitsblatt AGFW FW 313 – Berechnung der thermischen Verluste von thermischen Energiespeichern, 2015.

marius.maximini@enerko.de

www.enerko.de

www.rwth-aachen.de