

Modellbasierte Optimierung der KWK-Betriebsführung in elektrischen Verteilnetzen

Christian Sauer¹, Bernhard Wille-Hausmann, Christof Wittwer

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Heidenhofstr.2, 79110 Freiburg,
+49 761 4588 5338, christian.sauer@ise.fraunhofer.de, www.ise.fraunhofer.de

Kurzfassung:

Um die erhöhten Anteile dezentraler und fluktuierender Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer und effizienter Energienutzung zukünftig in elektrische Verteilnetze integrieren zu können, wird eine optimierte Anlagenbetriebsführung wichtiger werden. In diesem Paper werden Betriebsführungsoptionen für KWK-Anlagen untersucht, um die Integration dezentraler Stromerzeugung in das Verteilnetz zu verbessern. Derzeit werden KWK-Anlagen durch die geltenden fixen Einspeisetarife (z.B. das deutsche KWKG) überwiegend wärmegeführt betrieben. Zur Schaffung von Anreizen für einen netzoptimalen Betrieb wird der Einfluss flexibler Einspeisevergütungen auf die Anlagenbetriebsführung untersucht. Das Ergebnis der Untersuchung zeigt, dass durch anreizbasierte optimierte Betriebsführung das lokale Verteilnetz entlastet werden kann sowie Kosten- und primärenergetische Vorteile erschlossen werden können.

Keywords: cogeneration, district heating, optimised operation

1 Einleitung

Insbesondere auf der Niederspannungsebene hat sich der Anteil dezentraler und fluktuierender Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer und effizienter Energienutzung unlängst stark erhöht. Dies ist in Deutschland primär auf die Schaffung geeigneter legislativer Rahmenbedingungen zurückzuführen, und dabei insbesondere auf das Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG), dessen Novellierung zum 1. Januar 2009 in Kraft getreten ist, sowie auf das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, KWKG), das ebenfalls zum 1. Januar 2009 novelliert wurde. Wurde im Jahr 2008 ein Anteil erneuerbarer Energien bzw. Kraft-Wärme-Kopplung an der gesamten deutschen Stromerzeugung von 15,3 % bzw. 12 % erreicht [1], zielen das EEG und KWKG auf Anteile an der gesamten deutschen Stromerzeugung von 30 % bzw. 25 % im Jahr 2020. Diese ehrgeizigen Ausbauziele sowie die damit zu erwartende weitere Zunahme dezentraler Energieerzeugung stellen die Netzintegration und –betriebsführung auf Verteilnetzebene vor neue Herausforderungen. Zu deren Darstellung sind insbesondere modellbasierte Methoden geeignet.

¹ Jungautor

Richtet man den Blick auf kleine KWK-Anlagen, so verhindert deren üblicherweise wärmegeführter Betrieb eine Deckung von elektrischen Spitzenlasten im Verteilnetz, da Strom- und Wärmebedarf in Energiesystemen in der Regel nicht zeitgleich auftreten. Nutzt man jedoch für den Betrieb von KWK-Anlagen geeignete monetäre Anreizsignale in Form flexibler Einspeisevergütungen unter Einsatz von thermischen Pufferspeichern, so führt eine anreizbasierte intelligente Bewirtschaftung dieser Speicher zu einer zeitweisen Entkopplung elektrischer und thermischer Energiebereitstellung. Verschiedene Betriebsführungsoptionen für dezentrale KWK in Verbindung mit fluktuierender Einspeisung aus Photovoltaik werden im Folgenden diskutiert. Der Fokus liegt dabei auf primärenergetischen Einsparpotentialen.

2 Methodik

Die unterschiedlichen Betriebsführungsoptionen werden mit einem Optimierungsalgorithmus für KWK untersucht, der variable Einspeisetarife berücksichtigt und einen strom-wärmegeführten Betrieb berechnet. Es fließen zwei variable Einspeisetarife für KWK (global und lokal) in die Optimierung ein [2]. Zum Vergleich wird der konstante Einspeisetarif nach KWKG herangezogen. Die Stromerzeugung aus Photovoltaik wird mit Hilfe von historischen Messdaten in das Modell integriert.

Im Folgenden wird zunächst das zu untersuchende Energiesystem betrachtet und in seiner derzeitigen Nutzung, seinen Anlagenkomponenten sowie der verfügbaren Datenbasis erläutert. Darauf wird das verwendete Optimierungsmodell mit Algorithmus und Zielfunktion erläutert. Anschließend werden die in der Optimierung eingesetzten variablen Einspeisevergütungen dargestellt. Zuletzt wird die verwendete Methodik zum primärenergetischen Vergleich mit einem konventionellen Energieversorgungssystem erläutert.

2.1 Betrachtetes Energiesystem

Das in diesem Paper betrachtete System liegt südlich von Freiburg im Breisgau und besteht aus mehreren Mehrfamilienhäusern, die über ein Nahwärmenetz aus einer zentralen Heizungsanlage mit Heizwärme und Warmwasser versorgt werden, und einem gewerblichen Verbraucher aus der Gastronomie. Gleichzeitig sind die Gebäude an ein kleines elektrisches Verteilnetz angeschlossen, das über eine Umspannstation direkt mit dem Mittelspannungsnetz verbunden ist. Aufgrund seiner Abgeschlossenheit eignet sich dieses Energiesystem besonders für Untersuchungen zu optimierter Betriebsführung. In der Heizzentrale finden sich zwei Heizkessel mit je 225 kW thermischer Leistung, zwei Blockheizkraftwerke (BHKW) mit einer elektrischen Leistung von je 5,5 kW (thermische Leistung je 12,5 kW) sowie zwei thermische Pufferspeicher mit je 1 m³ Volumen. Die BHKW werden derzeit wärmegeführt betrieben und erreichen aufgrund der derzeit üblichen Dimensionierung eine Anzahl von mehr als 6000 Volllaststunden. Daraus wird ersichtlich, dass bei derzeitiger Dimensionierung geringe Freiheitsgrade für eine Entkopplung von thermischer und elektrischer Energieerzeugung verbleiben. Gleichzeitig zeigte eine Untersuchung von Lastgangdaten der BHKW und der elektrischen Bezugslast aus dem vorgelagerten Mittelspannungsnetz, dass zum Zeitpunkt der Bezugsspitze des Jahres 2007 die BHKW außer Betrieb waren. Abbildung 1 zeigt, dass durch gezielten Einsatz der BHKW eine Reduktion der elektrischen Bezugsspitze um 11 kW möglich gewesen wäre.

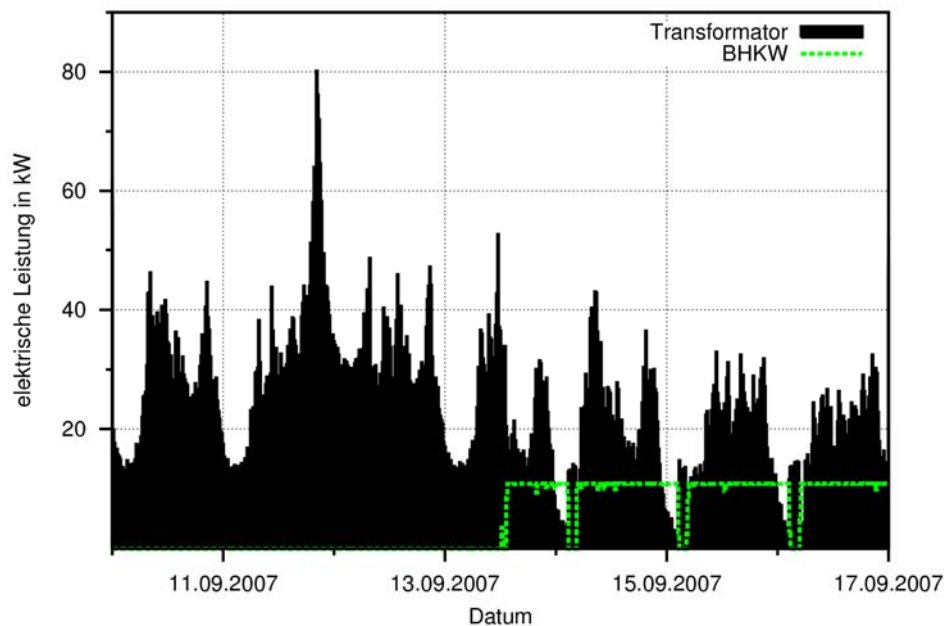


Abbildung 1: Elektrische Bezugsspitze des Jahres 2007 und BHKW

Das betrachtete Energiesystem wurde zunächst in der Simulationsumgebung ColSim abgebildet. ColSim wurde im Rahmen einer Dissertation zur Untersuchung und Optimierung von Regelungskonzepten solarthermischer Anlagen entwickelt [3]. ColSim verwendet finite Differenzentechnik und ist daher geeignet, die Dynamik z.B. thermischer Systeme zeitlich hoch aufgelöst abzubilden. Insbesondere diente ColSim der Abbildung des thermischen Verhaltens eines Solarkollektors im thermischen System, der zur Unterstützung der Wärmezeugung als verringerte Heizlast in das Optimierungsmodell einfließt.

Als Eingangsgrößen für das Optimierungsmodell stehen Zeitreihen aus dem Jahr 2007 für die thermische Gesamtlast des Nahwärmesystems, die elektrische Bezugsleistung an der Umspannstation sowie Daten der solaren Einstrahlung zur Simulation der Stromerzeugung einer (fiktiven) Photovoltaikanlage bzw. solarthermischen Kollektors zur Unterstützung der Wärmezeugung zur Verfügung. Analog zu den beschriebenen Komponenten des betrachteten Energiesystems sind im Optimierungsmodell eine KWK-Anlage, ein Heizkessel sowie ein thermischer Speicher zur Deckung einer thermischen Last abgebildet, die entsprechend der Vorgaben aus dem betrachteten Energiesystem parametrisiert wurden. Die elektrische Leistung der KWK-Anlage wurde dabei bewusst größer (50 kW elektrisch, 100 kW thermisch) gewählt, um mehr Freiheitsgrade zur Entkopplung von thermischem und elektrischem Bedarf zu bekommen. Zusätzlich wurden ein thermischer Kollektor (500 m² Kollektorfläche) sowie eine Photovoltaikanlage (60 kW_p) in das Optimierungsmodell aufgenommen, um den Einfluss erneuerbarer Energieerzeugung abbilden zu können.

2.2 Optimierungsmodell und Gütekriterium

Die Optimierung der KWK-Betriebsführung unterliegt dem Gütekriterium minimaler Betriebskosten, das in Form einer Zielfunktion in die Optimierung eingeht. Die variablen Elemente der Zielfunktion unterliegen gewissen Nebenbedingungen, die in der Optimierung erfüllt sein müssen. Dazu gehören die Deckung der thermischen Last zu jeder Zeit,

Definitionen für Anzahl Starts und Verhältnis von elektrischem und thermischem Wirkungsgrad der KWK und Kriterien zur Speicherbewirtschaftung. In der Optimierung wird diejenige Betriebsweise bestimmt, die die Anforderungen des thermischen Systems erfüllt und die Betriebskosten der KWK-Anlage minimiert. In vereinfachter Form kann die Zielfunktion folgendermaßen dargestellt werden:

$$\int_t c(t) = \int_t \frac{\dot{Q}_{CHP}}{\eta_{th}} [c_{fuel} - \eta_{el} c_{el}(t)] = \min$$

Dabei ergeben sich die Betriebskosten $c(t)$ aus dem Primärenergiebedarf der KWK-Anlage minus der Vergütung für die erzeugte elektrische Energie $c_{el}(t)$. Der Primärenergiebedarf geht wiederum aus der thermischen Leistung \dot{Q}_{CHP} sowie dem thermischen Wirkungsgrad η_{th} hervor.

Da nichtlineare Beziehungen wie KWK-Betrieb, variabler Tarif und thermische Last analytisch komplex zu lösen sind, wird das Problem in ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem überführt [4]. In der Optimierung wurde das eigenständige Programm `glsol` verwendet, das als freie Software dem GNU Linear Programming Kit (GLPK) entstammt, einer in C geschriebenen dynamischen Programmbibliothek zur Lösung von Problemen der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung.

2.3 Flexible Einspeisevergütungen

Um in elektrischen Verteilnetzen eine Veränderung in der Betriebsführung elektrischer Energieerzeuger zu erreichen können Anreize durch flexible Vergütung des eingespeisten Stroms geschaffen werden. Derzeit gilt für KWK-Anlagen im kleinen Leistungsbereich die (konstante) Vergütung nach dem KWKG, die sich aus dem Durchschnittspreis für am Spotmarkt der EEX (European Energy Exchange) gehandelten baseload-Strom des jeweils vergangenen Quartals plus einem KWK-Bonus von derzeit 5,11 ct/kWh zusammensetzt. Diese sich lediglich vierteljährlich ändernde Einspeisevergütung stellt in der Untersuchung die Referenzvariante (KWKG) dar, in der der Betrieb der KWK-Anlage wärmegeführt optimiert wird.

In [5] stellt der VDE ein globales Tarifmodell vor, dem die sich stündlich ändernden Spotmarktpreise für Strom an der EEX zugrunde gelegt sind. Der nach KWKG zusätzlich gewährte Bonus wird dabei jedoch in der Nachtzeit (von 01.00 Uhr bis 06.00 Uhr), in der sich die elektrische Netzlast i.d.R. stark verringert, ausgesetzt. Dieser Anteil wird auf die anderen Tagesstunden gleichmäßig verteilt. Diese Variante wird weiterhin VDE genannt.

Weiterhin wurde ein Tarifmodell entwickelt, das im betrachteten Verteilnetz den Bezug elektrischer Energie aus dem vorgelagerten Netz stärker berücksichtigt. Diesem Modell liegt wiederum der Spotmarktpreis für Strom an der EEX zugrunde. Dem EEX-Strompreis wird eine lokale Komponente in Abhängigkeit der lokalen Netzlast zugeschlagen, die in ihrer Höhe im Jahresmittel dem nach KWKG gewährten Bonus entspricht, im Tagesverlauf jedoch ein Vielfaches bzw. im Minimum den Wert Null annimmt. Dieses Tarifmodell ist geeignet, insbesondere die lokale Einspeisung elektrischer Energie aus (fluktuierenden) erneuerbaren Energiequellen stärker zu berücksichtigen, die den Strombezug aus vorgelagerten Netzebenen senken bzw. die eine Rückspeisung elektrischer Energie in vorgelagerte

Netzebenen bewirken können. Zur Bildung dieses Tarifmodells wurde die lokale Einspeisung einer Photovoltaikanlage mit 60 kW simuliert, die zu einer Absenkung der lokalen Netzlast führt. Diese Variante wird weiterhin LOKAL genannt.

2.4 Primärenergetische Betrachtung

Um die diskutierten Varianten mit unterschiedlichen Tarifierenzen primärenergetisch vergleichen zu können, muss zunächst ein Referenzsystem definiert werden. Darin wird von einer getrennten Deckung des elektrischen und thermischen Bedarfs des betrachteten Energiesystems ausgegangen. Der gesamte Jahresbedarf an Heizwärme und Warmwasser der an das Nahwärmesystem angeschlossenen Verbraucher beträgt 650 MWh, von denen 137 MWh durch den solarthermischen Kollektor gedeckt werden. Somit verbleibt ein Wärmebedarf von 513 MWh. Legt man einen primärenergetischen Wirkungsgrad eines Heizkessels von 80 % zugrunde, lässt sich ein primärenergetischer Bedarf von 640 MWh bestimmen. Der Jahresbezug elektrischer Energie aus dem vorgelagerten Mittelspannungsnetz beläuft sich auf 160 MWh. Unter Zugrundelegung eines primärenergetischen Wirkungsgrades des deutschen Strommixes von 37 % ergibt sich ein primärenergetischer Bedarf von 432 MWh. In Summe beträgt der primärenergetische Bedarf des betrachteten Energiesystems also 1072 MWh.

Um die in der Optimierung betrachteten Varianten mit unterschiedlichen Einspeisetarifen mit dem erläuterten Referenzsystem vergleichbar zu machen, ist folgendes Vorgehen sinnvoll: Aus dem Einsatz von KWK-Anlage und Heizkessel lässt sich der primärenergetische Bedarf der Varianten bestimmen. Dann wird ermittelt, welche Menge elektrischer Energie in das vorgelagerte Netz zurückgespeist wurde und damit zur Verdrängung des Strommixes beigetragen hat. Dabei ist zwischen Strom aus der Photovoltaikanlage und der KWK-Anlage zu unterscheiden, da für den primärenergetischen Aufwand von photovoltaisch erzeugtem Strom der Wert Null angenommen wurde. Aus der zurückgespeisten Menge elektrischer Energie (multipliziert mit einem Faktor 1,7 für die KWK-Anlage) lässt sich eine Emissionsgutschrift bestimmen, die vom zuvor ermittelten primärenergetischen Bedarf der jeweiligen Variante abzuziehen ist. Dieser Wert wird nun mit dem primärenergetischen Bedarf des Referenzsystems verglichen und liefert so eine Aussage zu primärenergetischen Einsparungen.

3 Ergebnisse der Optimierung

Als beispielhaftes Ergebnis der Optimierung wurde ein Tageslastgang aus dem Monat April 2007 ausgewählt und in Abbildung 2 als thermische und elektrische Bilanz dargestellt. In der thermischen Bilanz werden der thermische Bedarf (vermindert durch den Beitrag des Solakollektors), die thermische Leistung von KWK-Anlage und Heizkessel und Ladezustand des thermischen Speichers abgebildet. Der elektrischen Bilanz in der Abbildung können die elektrische Last am Trafo, elektrische Leistung von KWK-Anlage und Photovoltaikanlage sowie die zugehörige flexible Einspeisevergütung entnommen werden.

Auffällig an diesem sonnenreichen Tag ist die reduzierte thermische Last in der Tagesmitte durch die Unterstützung aus dem Solarkollektor. In der Referenzvariante KWKG verteilt sich daher der Einsatz der KWK-Anlage gleichmäßig über die Morgen- und Abendstunden, in

denen die thermische Last nicht durch den Kollektor vermindert wird. Der thermische Speicher kommt dabei nur unwesentlich zum Einsatz.

In der Variante VDE wird die thermische Last in den Nachtstunden mit verringertem Tarif erwartungsgemäß durch den Einsatz des Heizkessels gedeckt. Die KWK-Anlage kommt durch einen erhöhten Tarif in den Mittags- sowie Abendstunden zum Einsatz. Der thermische Speicher wird dabei gefüllt, um in Zeiten geringerer Einspeisevergütung (nachmittags und nachts) wieder entleert zu werden.

In der Variante LOKAL sorgt die Einspeisung der Photovoltaikanlage zur Mittagszeit für eine Rückspeisung in die vorgelagerte Netzebene. Durch den dementsprechend geringen Einspeisetarif verlagert sich der Einsatz der KWK-Anlage in die Morgen- und Abendstunden mit größerem Tarifanreiz, ebenfalls unter Nutzung des thermischen Speichers. Durch diese Betriebsweise kann ein größerer Anteil der von der KWK-Anlage erzeugten elektrischen Energie lokal verbraucht werden, was zu einer Entlastung des Netzes führt.

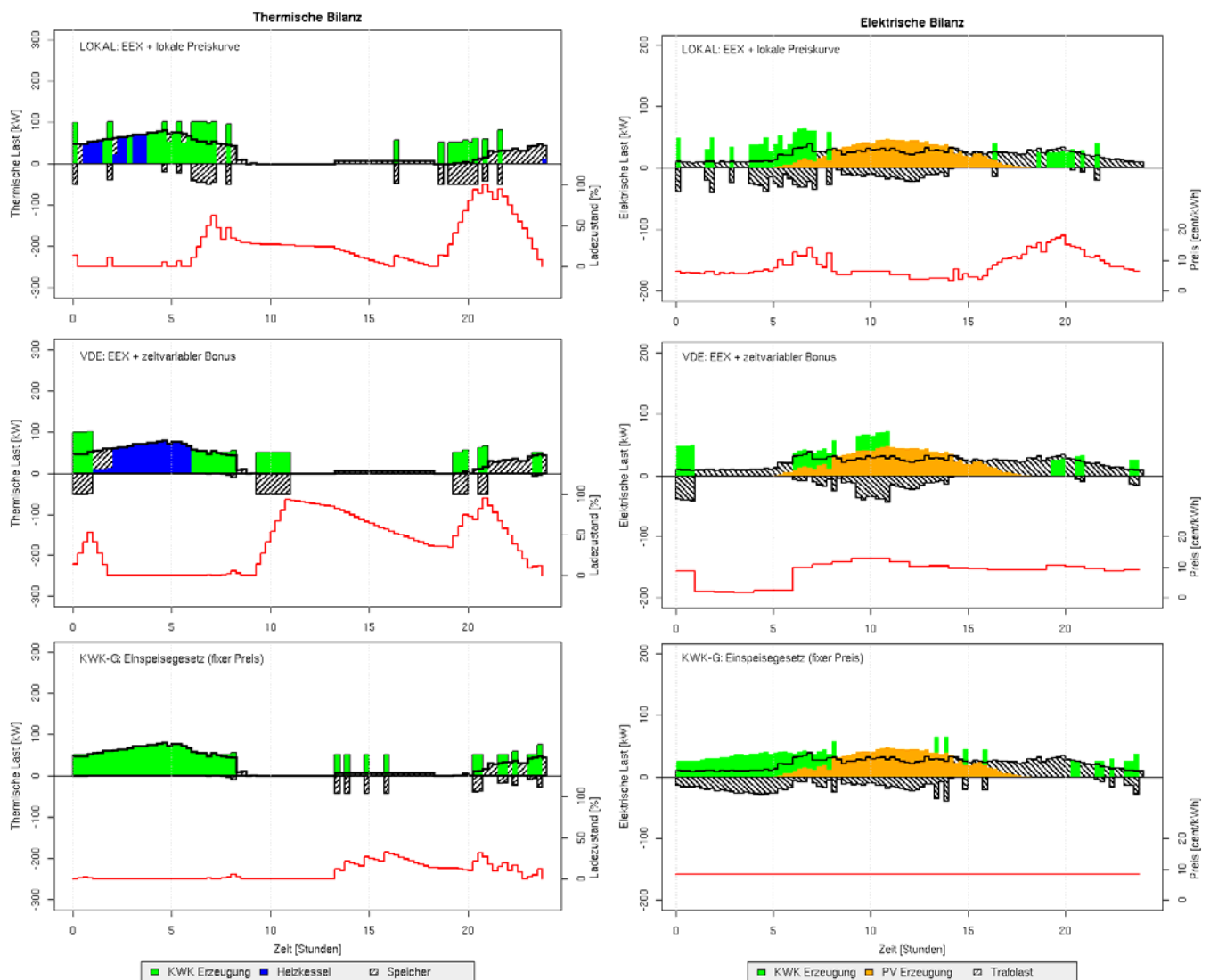


Abbildung 2: Thermische und elektrische Bilanz eines Apriltags in 2007

Die Ergebnisse der optimierten Betriebsführung zeigen deutlich, dass sich der KWK-Betrieb unter Zugrundelegung flexibler Einspeisetarife durch die Optimierung in Zeiten erhöhter tariflicher Vergütung verlagert. Gleichzeitig wird der thermische Speicher gefüllt und in Zeiten geringerer Vergütung wieder entleert, während die KWK-Anlage außer Betrieb geht.

Betrachtet man nun die Erlöse für den Betrieb der KWK-Anlage in den unterschiedlichen Betriebsführungsvarianten, so sind die Erlöse des nach KWKG optimierten Betriebs am größten. Dies ist auf die höhere Auslastung der KWK-Anlage zurückzuführen, die durch den Anreiz nach KWKG den Wärmebedarf vollständig, ohne zusätzlichen Heizkessel, deckt. Vergleicht man allerdings die relativen Erlöse pro erzeugte Kilowattstunde, so liegen die Erlöse der Variante VDE um 7 % sowie bei LOKAL um 17 % höher. Die Betrachtung eines ausgewählten Tages ist dabei jedoch problematisch, ein Vergleich der Jahreswerte liefert verlässlichere Aussagen.

Betrachtet man nun den primärenergetischen Bedarf der Varianten im Vergleich zu der unter 2.4 erläuterten Referenzvariante eines getrennten Bezugs von Strom und Wärme, so ergeben sich aus den drei vorgestellten Varianten unterschiedliche primärenergetische Einsparungen. Die Ergebnisse des Vergleichs sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Variante	Primärenergie [kWh]		Rückspeisung elektr. [kWh _{el}]	Emissionsgutschrift [kWh]	Primärenerget. Einsparung [%]
	KWK	Heizkessel			
Referenz	2000		-	-	-
KWKG	873	5	110	187	65
VDE	490	290	-3	-8	61
LOKAL	545	250	13	22	61

Tabelle 1: Primärenergetischer Vergleich für einen Beispieltag im April 2007

Durch die Rückspeisung des in der KWK-Anlage und von der Photovoltaikanlage erzeugten Stroms wird der Strommix im Netz verdrängt. Dies führt durch den höheren primärenergetischen Wirkungsgrad der KWK-Anlage bzw. CO₂-Emissionsneutralität bei photovoltaisch erzeugtem Strom zu erheblichen primärenergetischen Einsparungen. Die Höhe der Einsparungen ist dabei primär auf die CO₂-emissionsneutrale Photovoltaikanlage zurückzuführen. Durch den stärkeren Einsatz des Heizkessels mit geringerem Wirkungsgrad fallen die primärenergetischen Einsparungen in den Varianten LOKAL und VDE geringer aus.

4 Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse der Optimierung zeigen, dass sich die Bereitstellung von elektrischer und thermischer Energie im KWK-Betrieb zeitweise entkoppeln lassen. Die Erweiterung des bestehenden Systems der fixen Einspeisevergütung um variable Einspeisetarife ermöglicht eine optimierte Teilnahme dezentraler Stromerzeuger am Energiemarkt. Gleichzeitig wird durch die Orientierung des KWK-Betriebs an der Netzauslastung eine energietechnisch und –wirtschaftlich sinnvolle Integration in das Verteilnetz möglich.

5 Literaturverzeichnis

- [1] BEE. Erneuerbare Energie im Jahr 2008. Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE), Berlin. Link: http://www.bee-ev.de/uploads/090107_BEE_Jahreszahlen_2008.pdf
- [2] Wille-Hausmann, B., Erge, T., Link, J., Wittwer, C. (2008). Model based optimisation of distributed generation with respect to electric grid restrictions. In EUROSUN - International Conference on Solar Heating, Cooling and Buildings, 2008.
- [3] Wittwer, C. (1999). ColSim - Simulation von Regelungssystemen in aktiven solarthermischen Anlagen. Dissertation, Fakultät für Architektur der Universität Karlsruhe. Link: http://www.colsim.de/papers/diss_chriwi.pdf
- [4] Wille-Hausmann, B., Erge, T., Wittwer, C. (2007). Decentralised Optimisation of Cogeneration in Virtual Power Plants, CISBAT 2007 - Renewables in a changing climate Innovation in the built environment, Lausanne, Switzerland, 4.-5.9.2007.
- [5] VDE (2008). Smart Distribution 2020: Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Frankfurt/M., 2008.