

VORAUSSCHAUENDE STEUERUNGEN FÜR SOLARE BRAUCHWARMWASSERANLAGEN

Walter Grünenfelder
Fachgruppe für Automatik
ETH-Zentrum, 8092 Zürich

Jürg Tödtli
Landis & Gyr Zug AG
6301 Zug

Zusammenfassung

Es werden ein stochastisches Modell für die relative Einstrahlung in die Kollektorebene (in Prozenten des maximal möglichen Wertes) und eine Methode zur Umrechnung der Prognose der rel. Sonnenscheindauer in eine Prognose der rel. Einstrahlung in die Kollektorebene angegeben. Für eine solare Brauchwarmwasseranlage wird ein math. Modell formuliert und verschiedene Steuerstrategien vorgestellt. Darunter hat es solche die numerisch codierte Wetterprognosen oder Wetterstatistiken verwenden und eine, die auf der stochastischen Variante der dynamischen Programmierung basiert. Mittels Computersimulationen werden diese Steuerstrategien mit einer ganz einfachen Strategie verglichen, wobei reale Wetterdaten der Jahre 1985 und 1986 verwendet werden. Für einige der Strategien, die Prognosen oder Statistiken verwenden, resultieren bei diesem Vergleich tiefere Energiekosten als für die ganz einfache.

Résumé

Un modèle stochastique pour l'insolation relative incidente sur le plan du capteur solaire (exprimé en pourcent de la valeur maximal) et une méthode de calcul pour la prédiction d'insolation relative incidente sur le plan du capteur solaire à partir d'une prédiction de la durée relative d'ensolleillement sont présentés. Pour une installation solaire à l'eau chaude sanitaire un modèle mathématique est formulé et différentes stratégies de commande sont présentées. Certaines des stratégies utilisent des prévisions météorologiques ou des données météorologiques statistiques. L'une d'entre elles se base sur la programmation dynamique stochastique. Ces différentes stratégies sont comparées avec une stratégie simple en utilisant des données météorologiques réelles des années 1985 et 1986. Il est démontré que l'utilisation de stratégies évoluées, se basant sur des prévisions ou des statistiques, peut diminuer les coûts énergétiques.

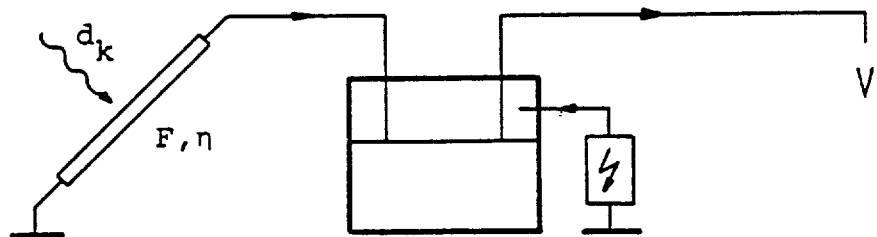
1. Einleitung

Die Steuerung eines thermischen Energiesystems kann als Gerät betrachtet werden, das die ihm zur Verfügung stehende Information zu Steuerentscheidungen verarbeitet. Versucht man nun, die Steuereinrichtung von HLK-Anlagen zu verbessern, erkennt man oft, dass die Steuereinrichtung gewisse Kenntnisse über die Zukunft (Wetter, Verbrauch) haben sollte. Es ist daher von Interesse, welche Energiekosteneinsparungen erzielt werden können, falls die Steuereinrichtung Prognosen verwendet, oder wenn das zu steuernde System als ein stochastisches System aufgefasst wird. Diese Frage wurde in [1] für ein einfaches System einer solarthermischen Brauchwarmwasseranlage untersucht.

In der vorliegenden Arbeit wird das gleiche Anlagenmodell verwendet. Hingegen werden hier feiner quantisierte Wetterprognosen (geographisch u. bezügl. Wert) und ein neues Modell für die Einstrahlung in die Kollektorebene benutzt. Zudem wird der Parameterraum erweitert.

2. Beschreibung des Anlagenmodells

Das Anlagenmodell besteht aus einem Kollektor, einem Speicher und einer elektrischen Zusatzheizung (Fig. 1):



Figur 1 : Das Anlagenmodell

Es werden täglich drei Phasen unterschieden: In der ersten, die von 6 Uhr bis 18 Uhr dauert, wird kaltes Wasser im Sonnenkollektor erwärmt, und mit diesem wird der Speicher (mit teilweise) geladen. Während der zweiten Phase, von 18 Uhr bis 22 Uhr, findet der Warmwasserverbrauch statt. Es wird angenommen, dass dieser Verbrauch an jedem Tag gleich ist und der Wärmemenge V entspricht. Reicht das Warmwasserangebot des Speichers nicht aus, wird der Fehlbetrag mit Hilfe der elektr. Zusatzheizung erwärmt. Da angenommen wird, dass diese zweite Phase in die Hochtarifzeit fällt, wird die dazu benötigte elektr. Energie μ -fach gezahlt (wobei μ das Verhältnis zwischen Hoch- und Niedertarif ist). Die dritte und letzte Phase dauert von 22 Uhr bis 6 Uhr am nächsten Tag und fällt mit der Niedertarifzeit zusammen. So kann während dieser Phase ein Teil des Speichers mit billigem elektrischem Strom aufgeladen werden.

Die hier interessierende Aufgabe der Steuereinrichtung besteht nun darin, jeweils abends um 22 Uhr zu entscheiden, auf welchen Energieinhalt der Speicher in der folgenden dritten Phase aufgeladen werden soll. Das Ziel besteht darin, die Stromkosten, oder äquivalent dazu den Verbrauch an elektrischer Energie, - während der Hochtarifzeit mit μ gewichtet - über eine längere Zeit klein zu halten.

3. Mathematisches Modell des Systems

Die folgenden Konstanten und Variablen werden im Modell benutzt:

Konstanten:

- V : Energieverbrauch während der 2. Phase
- ξV : Speicherkapazität
- F : Kollektorfläche
- η : Wirkungsgrad des Kollektors (= konst., z.B. heat pipes)

Variablen:

- y_k : Speicherinhalt um 22 Uhr am Tag k
- u_k : Steuergrösse am Tag k
= geforderter minimaler Speicherinhalt am Ende der Nacht (6 Uhr) vom k -ten auf den $(k+1)$ -ten Tag ($u_k \in [0, \xi V]$)
- q_{k+1} : Speicherinhalt um 6 Uhr am Tag $k+1$
- d_{k+1} : Pro m^2 auf die Kollektorfläche (45° , Süd) eingestrahlte Energie zwischen 6 und 18 Uhr am Tag $k+1$
- δ_{k+1} : Energiegewinn des Sonnenkollektors zwischen 6 und 18 Uhr am Tag $k+1$ (Phase 1)
- r_{k+1} : Speicherinhalt um 18 Uhr am Tag $k+1$ (Ende der Phase 1)

Das Zustandsvariablen-Modell der Anlage ist:

$$y_{k+1} = f(y_k, u_k, d_{k+1}),$$

wobei f durch die folgenden Formeln beschrieben ist:

$$q_{k+1} = \text{Max}(u_k, y_k)$$

$$\delta_{k+1} = \eta \cdot F \cdot d_{k+1}$$

$$r_{k+1} = \text{Min}(q_{k+1} + \delta_{k+1}, \xi V)$$

$$y_{k+1} = \text{Max}(r_{k+1} - V, 0)$$

Die "Stromkosten" (gewichtete kWh) betragen in der Zeit von 22 Uhr am Tag k bis um 22 Uhr des Tages $k+1$:

$$l_k = L(y_k, u_k, d_{k+1}) = \text{Max}(u_k - y_k, 0) + \mu \cdot \text{Max}(V - r_{k+1}, 0)$$

wobei r_{k+1} durch die obigen Formeln gegeben ist.

Für einige Steuerstrategien wird ein stochastisches Modell für die Grösse d_{k+1} benötigt. Dieses ist im folgenden Kapitel beschrieben.

4. Modell der Einstrahlung in die Kollektorebene

Für die Einstrahlung in die Kollektorebene wird folgender Ansatz (Faktorisierung der stochastischen und deterministischen Variation) verwendet:

$$d_k = \sigma_k \cdot \bar{d}_k$$

- Wobei:
- \bar{d}_k : Pro m^2 auf die Kollektorfläche (45° , Süd) eingestrahlte Energie am Tag k
 - \bar{d}_k : Maximal möglicher Wert für die am Tag k auf $1 m^2$ eingestrahlte Energie
 - σ_k : Relative Einstrahlung am Tag k ($\sigma_k \in [0, 1]$)

Die maximale terrestrische Strahlung in die Kollektorebene (\bar{d}_k) wird bestimmt durch die extraterrestrische Strahlung (\tilde{d}_k) und die Durchlässigkeit (Transmissivität) der Atmosphäre (τ_k), also:

$$\bar{d}_k = \tau_k \cdot \tilde{d}_k$$

Mit den Gleichungen von [2] kann der Wert von \tilde{d}_k berechnet werden. Zur Bestimmung von τ_k wurden die von der Schweiz. Meteorologischen Anstalt (SMA) in ZH-Kloten gemessenen Strahlungsdaten der Jahre 1964 bis 1968 mit dem in [3] beschriebenen Verfahren umgerechnet und in [4] analysiert. Dabei resultierte mit Hilfe einer Regressionsanalyse:

$$\tau_k = \begin{cases} 0.25 \cdot \sin\left(\frac{2\pi}{365} k - 0.46\pi\right) + 0.73 & \text{falls } k < 121 \text{ oder } k > 229 \\ 0.88 & \text{falls } 121 \leq k \leq 229 \end{cases} \quad (\text{1. Jan.: } k = 1)$$

Die relative Einstrahlung σ_k ist von der Bewölkung am Tag k abhängig. Für einige Steuerstrategien wird die Sequenz σ_k als zeitdiskreter stochastischer Prozess aufgefasst. Zur Modellierung wird σ_k in 4 Klassen aufgeteilt, wobei die Klassennummer mit κ_k bezeichnet und jeder Klasse ein typischer Wert der rel. Einstrahlung zugeordnet wird.

relative Einstrahlung σ_k	0..0.25	0.25..0.50	0.50..0.75	≥ 0.75
Klassennummer $\kappa_k = \kappa(\sigma_k)$	1	2	3	4
typ. Wert für $\sigma_k = \sigma^*(\kappa_k)$	0.125	0.375	0.625	0.875

Tabelle 1: Zuordnung von κ_k zu σ_k und $\sigma^*(\kappa_k)$ zu κ_k

Mittels gemessener Wetterdaten können die Übergangswahrscheinlichkeiten $P_r(\kappa_{k+1}=j \mid \kappa_k=i)$ bestimmt werden. Diese wurden aufgrund von Wetterdaten der Jahre 1963 bis 1972 für ZH-Kloten ermittelt. Für den Monat Juli erhält man z.B. die in Tabelle 2 aufgeführten Werte [4].

$i \setminus j$	1	2	3	4
1	0.273	0.455	0.182	0.091
2	0.065	0.306	0.355	0.274
3	0.060	0.181	0.361	0.398
4	0.053	0.143	0.218	0.586

Tabelle 2: Übergangswahrscheinlichkeiten $P_r(\kappa_{k+1}=j \mid \kappa_k=i)$
(für Juli und ZH-Kloten)

Diese Übergangswahrscheinlichkeiten und die typ. Werte $\sigma^*(\kappa_k)$ beschreiben ein Markovkettenmodell für σ_k , das für einige Steuerungen benutzt wird. Weiter wurden Steuerungen untersucht, welche Wetterprognosen zur Vorhersage von d_{k+1} verwenden. Nachfolgend ist gezeigt, wie die SMA-Prognose in eine Prognose der rel. Einstrahlung transformiert werden kann.

5. Transformation der SMA-Prognose

Die SMA erstellt täglich mehrere Prognosebulletins. Im Rahmen des SMA-Projekts 'OPKO' (Objektive Prognosekontrolle) werden einige Prognosetexte numerisch codiert (vgl. [5]) und abgespeichert. Hier werden die num. cod., am Tag k erstellten Prognosen der relativen Sonnenscheindauer für den Vormittag (p_{k+1}^v) und Nachmittag (p_{k+1}^n) des Tages k+1 verwendet. Gemäss [5] besteht zwischen den Werten p_{k+1}^v bzw. p_{k+1}^n und der rel. Sonnenscheindauer am Vor- bzw. Nachmittag folgender Zusammenhang:

"Wetterprognose" p_{k+1}^v bzw. p_{k+1}^n	0	1	2	3	4	5
Zugehörige rel. Sonnenscheindauer [%]	0	10..30	20..50	50..70	70..90	70..99

Tabelle 3 : Bedeutung der num. cod. Wetterprognose

Aufgrund von gemessenen Wetterdaten kann ein Zusammenhang zwischen der rel. Sonnenscheindauer am Vormittag (s_k^v) bzw. Nachmittag (s_k^n) und der rel. Einstrahlung in die Kollektorebene am Vormittag (σ_k^v) bzw. Nachmittag (σ_k^n) bestimmt werden. Mit den Daten der Jahre 1964 bis 1968 fand man für ZH-Kloten [4] :

$$\sigma_k^v = \begin{cases} 0.143 & \text{falls } s_k^v = 0 \\ 0.695 \cdot s_k^v + 0.302 & \text{falls } s_k^v > 0 \end{cases}$$

$$\sigma_k^n = \begin{cases} 0.127 & \text{falls } s_k^n = 0 \\ 0.697 \cdot s_k^n + 0.220 & \text{falls } s_k^n > 0 \end{cases}$$

Damit und mit der Zuordnung eines typ. Wertes der rel. Sonnenscheindauer zur num. cod. Wetterprognose (Mitte der Intervalle von Tabelle 3) resultiert die Prognose der rel. Einstrahlung in die Kollektorebene für den Vormittag ($\hat{\sigma}_{k+1}^v$) bzw. Nachmittag ($\hat{\sigma}_{k+1}^n$) des Tages k+1 wie folgt:

"Wetterprognose" p_{k+1}^v bzw. p_{k+1}^n	0	1	2	3	4	5
$\hat{\sigma}_{k+1}^v = \sigma^v(p_{k+1}^v)$	0.143	0.441	0.545	0.719	0.858	0.893
$\hat{\sigma}_{k+1}^n = \sigma^n(p_{k+1}^n)$	0.127	0.359	0.464	0.638	0.778	0.812

Tabelle 4 : Transformation der SMA-Prognose

Um damit die Einstrahlung in die Kollektorebene zu prognostizieren, muss die max. terrestrische Strahlung für den Vormittag (\bar{d}_{k+1}^v) bzw. Nachmittag (\bar{d}_{k+1}^n) bekannt sein. Entsprechend Abschnitt 4 wird folgender Ansatz gewählt:

$$\begin{aligned} \bar{d}_{k+1}^v &= \tau_{k+1}^v \cdot \tilde{d}_{k+1}^v \\ \bar{d}_{k+1}^n &= \tau_{k+1}^n \cdot \tilde{d}_{k+1}^n \end{aligned}$$

Wobei :

$$\begin{aligned} \tau_{k+1}^v &= 0.18 \cdot \sin \left(\frac{2\pi}{365} k - 0.46\pi \right) + 0.71 \\ \tau_{k+1}^n &= \begin{cases} 0.18 \cdot \sin \left(\frac{2\pi}{365} k - 0.46\pi \right) + 0.74 & \text{falls } k < 128 \text{ oder } k > 223 \\ 0.89 & \text{falls } 128 \leq k \leq 223 \end{cases} \end{aligned}$$

Diese Beziehungen für τ_{k+1}^v und τ_{k+1}^n wurden in [4] mit Wetterdaten der Jahre 1964 bis 68 bestimmt und gelten für ZH-Kloten. Die Werte der extraterr. Strahlung (\tilde{d}_{k+1}^v und \tilde{d}_{k+1}^n) können mit den Gleichungen von [2] ermittelt werden.

6. Steuerstrategien

Wüsste die Steuereinrichtung das Wetter des nächsten Tages exakt, so könnte sie mit diesen Kenntnissen den Kollektorsertrag des nächsten Tages berechnen. Ein optimaler Entscheid würde dann darin bestehen, dass der Speicher mit billigem Nachtstrom auf einen Wert u_k geladen wird, der zusammen mit dem gerechneten Kollektorsertrag δ_{k+1} den Verbrauch V ergibt. In diesem Fall wird während dem Warmwasserbezug (Phase 2) keine teure Tagesenergie benötigt. Es ist klar, dass diese ideale Steuerstrategie nicht realisiert werden kann.

Benutzt die Steuereinrichtung eine Wetterprognose und verfährt sonst so wie eben beschrieben, so handelt es sich um eine sog. "Certainty-equivalence-Steuerung". Im folgenden werden drei solche Steuerungen skizziert. Diesen ist gemeinsam:

$$u_k = V - \eta \cdot F \cdot \hat{d}_{k+1}$$

wobei \hat{d}_{k+1} die Schätzung von d_{k+1} ist.

Strategie 1 : Certainty-equivalence-Steuerung mit Wetterprognosen

Hier werden die numerisch codierten Wetterprognosen der SMA verwendet. Der prognostizierte Kollektorsertrag des folgenden Tages ist :

$$\hat{\delta}_{k+1} = \eta \cdot F \cdot [\sigma^v(p_{k+1}^v) \cdot \bar{d}_{k+1}^v + \sigma^n(p_{k+1}^n) \cdot \bar{d}_{k+1}^n]$$

Wobei die Funktionen $\sigma^v(\cdot)$, $\sigma^n(\cdot)$ und die Werte \bar{d}_{k+1}^v , \bar{d}_{k+1}^n im Abschnitt 5 definiert sind.

Das Steuergesetz lautet :

$$u_k = V - \eta \cdot F \cdot [\sigma^v(p_{k+1}^v) \cdot \bar{d}_{k+1}^v + \sigma^n(p_{k+1}^n) \cdot \bar{d}_{k+1}^n]$$

Strategie 2 : Certainty-equivalence-Steuerung mit Schätzung "morgen=heute"

Die Steuerung prognostiziert um 22 Uhr für den folgenden Tag einen Kollektorsertrag, der gleich dem des gegenwärtigen Tages ist (Persistenz). Somit:

$$\hat{d}_{k+1} = d_k$$

$$u_k = V - \eta \cdot F \cdot d_k$$

Strategie 3: Certainty-equivalence-Steuerung mit einem bedingten Erwartungswert als Schätzung

Jeden Tag um 22 Uhr bestimmt die Steuerung den bedingten Erwartungswert des Kollektor-ertrages des folgenden Tages, gegeben die rel. Einstrahlung des gegenwärtigen Tages. Die Schätzung von d_{k+1} ist:

$$\begin{aligned}\hat{d}_{k+1} &= \bar{d}_{k+1} \cdot E \left[\sigma^*(\kappa_{k+1}) \mid \kappa_k = \kappa \left(\frac{d_k}{\bar{d}_k} \right) \right] \\ &= \bar{d}_{k+1} \cdot \sum_{j=1}^4 \sigma^*(j) \cdot P_r \left(\kappa_{k+1}=j \mid \kappa_k = \kappa \left(\frac{d_k}{\bar{d}_k} \right) \right)\end{aligned}$$

Die Werte $\sigma^*(j)$ können der Tabelle 1 und die Übergangswahrscheinlichkeiten der Tabelle 2 entnommen werden (für April und Oktober, siehe [4]). Das Steuergesetz lautet:

$$u_k = V - \eta \cdot F \cdot \bar{d}_{k+1} \cdot \sum_{j=1}^4 \sigma^*(j) \cdot P_r \left(\kappa_{k+1}=j \mid \kappa_k = \kappa \left(\frac{d_k}{\bar{d}_k} \right) \right)$$

Im folgenden werden zwei Strategien vorgestellt, die nicht zur Klasse der Certainty-equivalence-Steuerungen gehören.

Strategie 4: Minimierung des bedingten Erwartungswertes der Energiekosten über einen Tag
Für verschiedene Werte von u_k , auf welche der Speicher in der folgenden Niedertarifphase geladen werden kann, berechnet das Steuergerät den bedingten Erwartungswert der Kosten für elektr. Energie während den folgenden 24 Stunden, gegeben die rel. Einstrahlung des heutigen Tages. Es wird derjenige Wert von u_k verwendet, der

$$E \left[l_k \mid \kappa_k = \kappa \left(\frac{d_k}{\bar{d}_k} \right) \right]$$

minimiert, wobei $l_k = L (y_k, u_k, \sigma^*(\kappa_{k+1}) \cdot \bar{d}_{k+1})$

$$u_k \text{ minimiert } \sum_{j=1}^4 L (y_k, u_k, \sigma^*(j) \cdot \bar{d}_{k+1}) \cdot P_r \left(\kappa_{k+1}=j \mid \kappa_k = \kappa \left(\frac{d_k}{\bar{d}_k} \right) \right)$$

$L(..)$ ist durch die Formeln von Abschnitt 3 und $P_r(..)$ durch Tabelle 2 gegeben.

Strategie 5: Mit der dynamischen Programmierung optimierte Steuerstrategie

Hier wird der Erwartungswert der "Kosten" für die elektrische Energie über einen Monat minimiert. Dazu wird das math. Modell der Anlage um das im Abschnitt 4 formulierte stochastische Modell für σ_k erweitert.

Das erweiterte System kann als ein System mit dem Zustandsvektor

$$\underline{x}_k = \begin{bmatrix} y_k \\ \kappa_k \end{bmatrix}$$

betrachtet werden.

Für dieses System ist die optimale Steuerstrategie

$$u_k = g_k^*(y_k, \kappa_k) \quad k = n_0, n_0+1, \dots, M-1 \quad \left(\begin{array}{l} \text{Jan.: } n_0 = 1 \\ \text{Feb.: } n_0 = 32 \end{array} \right)$$

gesucht, welche den Erwartungswert der Kosten

$$E \left[\sum_{k=n_0}^{M-1} I_k \right]$$

über einen Monat minimiert. Diese resultiert aus dem Algorithmus der stochastischen Variante der dynamischen Programmierung. Den Algorithmus der dynamischen Programmierung, angewandt auf das erweiterte System, ergibt den folgenden Algorithmus, der die Berechnung der optimalen Steuerstrategie $g_k^*(y_k, \kappa_k)$ für $k = n_0, n_0+1, \dots, M-1$ erlaubt.

$$J_M^*(y_M, \kappa_M) = 0$$

Für $k = M-1, M-2, \dots, n_0+1, n_0$ berechne man die Funktionen

$$\begin{aligned} g_k^* : (y_k, \kappa_k) &\rightarrow g_k^*(y_k, \kappa_k) \\ J_k^* : (y_k, \kappa_k) &\rightarrow J_k^*(y_k, \kappa_k) \end{aligned}$$

wobei $g_k^*(y_k, i)$ jener Wert von $u_k \in [0, V]$ ist, der

$$J_k(y_k, i, u_k) = \sum_{j=1}^4 (L(y_k, u_k, \sigma^*(j) \cdot \bar{d}_{k+1}) + J_{k+1}^*(f(y_k, u_k, \sigma^*(j) \cdot \bar{d}_{k+1}), j)) \cdot P_r(\kappa_{k+1}=j \mid \kappa_k=i)$$

minimiert.

$$J_k^*(y_k, \kappa_k) = J_k(y_k, \kappa_k, g_k^*(y_k, \kappa_k))$$

$L(\cdot)$ und $f(\cdot)$ sind durch die Formeln von Abschnitt 3 und $P_r(\cdot)$ durch Tabelle 2 gegeben. Der angegebene Algorithmus ist die zeitvariante Version der dynamischen Programmierung. Für die Simulationen wurde die zeitinvariante Version benutzt.

$$u_k = g^*(y_k, \kappa_k) = \lim_{k \rightarrow \infty} g_k^*(y_k, \kappa_k)$$

Im Kapitel 7 sind einige Ergebnisse aufgeführt. Zu Vergleichszwecken werden in Figur 2 noch die "Energiekosten" für eine sehr einfache Strategie (Strat. 0) angegeben.

Strategie 0 : Steuergrösse jeden Tag gleich

Hier wird der Speicher während der Nacht immer auf den gleichen Wert geladen. Dieser konstante Wert resultiert aus einer Optimierung (für jeden Wert von ζ) mit realen Wetterdaten der Periode 1964 bis 1968. Unter denjenigen Strategien mit konstanter Steuergrösse ist diese Strategie also die beste.

7. Ergebnisse

Die Strategien 3 bis 5 basieren auf Wahrscheinlichkeitsverteilungen, die aufgrund von gemessenen Wetterdaten der Jahre 1963 bis 1972 ermittelt wurden.

Bei der Simulation wurden dann die Wetterdaten der Jahre 1985 und 1986 verwendet.

Die Werte der einzelnen Parameter sind:

Verbrauch $V = 2$ kWh/d

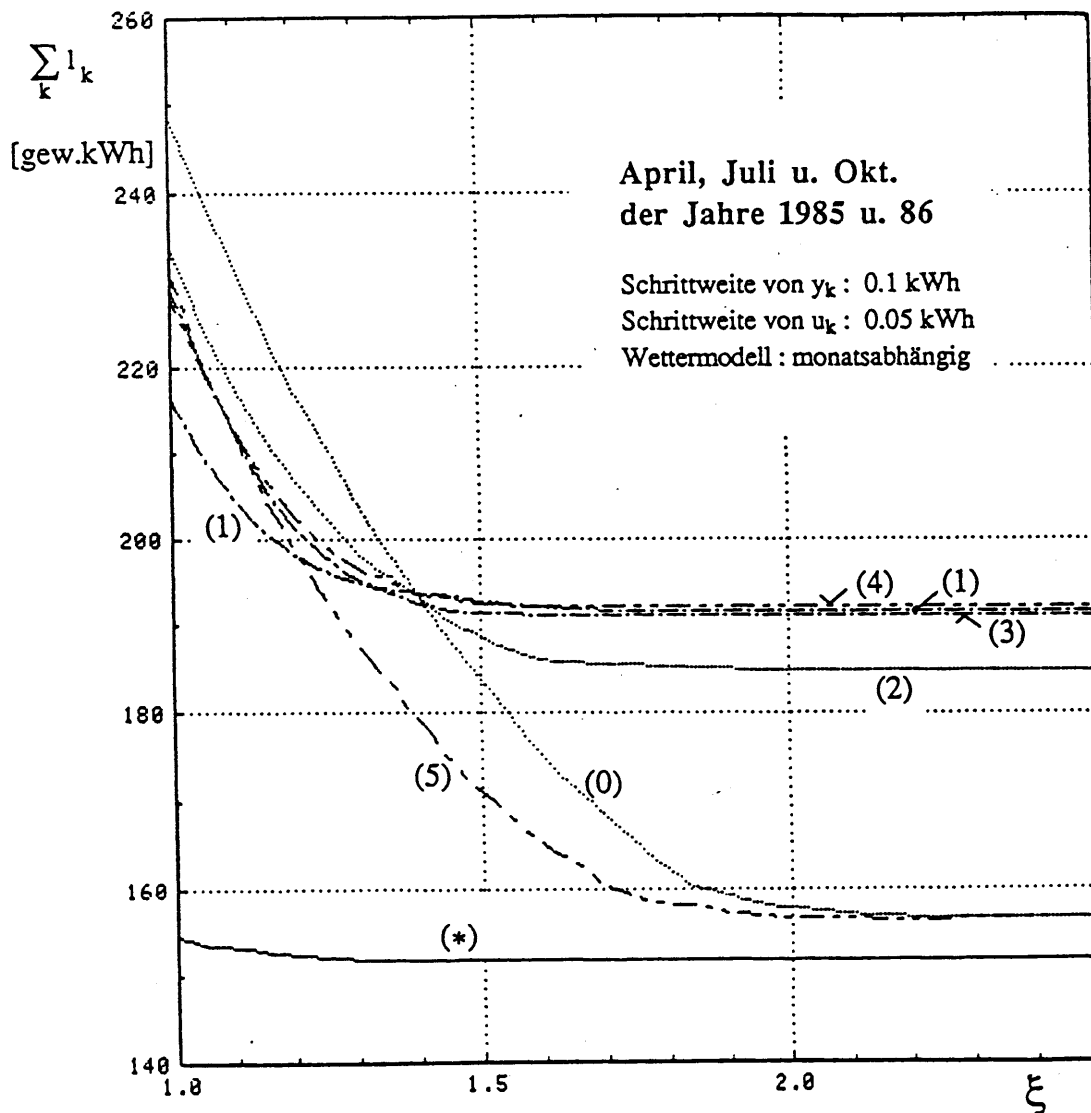
Speicherkapazität $= \xi V$

Kollektor: $F = 0.5$ m², 45° Neigung, Südorientierung, $\eta = 0.60$

Standort: Zürich-Kloten

Verhältnis von Hoch- zu Niedertarif: $\mu = 2$

In der folgenden Figur 2 sind die "Kosten" in Abhängigkeit der relativen Speichergrösse ξ dargestellt. Dabei resultiert die unterste Kurve (*), falls die Steuereinrichtung exakte Vorhersagen \hat{d}_{k+1} ($= d_{k+1}$) zur Verfügung hat. Die Kurve (*) stellt also eine untere Schranke für die Kosten dar.



Figur 2: "Kosten" in Abhängigkeit der normierten Speichergrösse ξ

Man erkennt :

- Für grosse ζ streben die "Kosten" gegen einen konstanten Wert, und für kleine ζ steigen sie rasch an.
- Die "Kosten" der einzelnen Strategien unterscheiden sich zum Teil erheblich.
- Bei Anlagen mit grossem Speicher ($\xi > 2.3$) resultieren für die Strategie mit konstanter (optimierter) Steuergrösse die tiefsten "Kosten". Hingegen ergeben sich mit dieser Strategie bei Anlagen mit kleinem Speicher ($\xi < 1.4$) die höchsten Kosten.

Zusammenfassend kann für Anlagen mit kleinem Speicher festgestellt werden, dass bei denjenigen Steuerstrategien, welche viele Informationen über das zukünftige Wetter verwenden, tiefere Energiekosten resultieren als bei der Strategie mit konstanter Steuergrösse.

8. Schlussbemerkungen

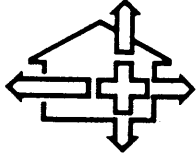
Die "Rangliste" der Steuerstrategien ist abhängig vom Anlagenparameter ξ und, wie aus [4] ersichtlich, auch von der Kollektorfläche. Zudem enthält [4] weitere Steuerstrategien und detailliertere Ergebnisse. In [6] wurde für die Analyse der Steuerstrategien ein erweitertes Anlagenmodell (Speicher verlustbehaftet, Kollektorwirkungsgrad temperaturabhängig, Verbrauch über den Tag verteilt u. variabel) verwendet.

Dank

An dieser Stelle danken wir der SMA für die uns zur Verfügung gestellten Wetterdaten. Herrn M. Schönbächler (SMA) danken wir dafür, dass er uns die Verwendung der OPKO-Daten ermöglichte. Weiter danken wir Herrn Dr. A. Zelenka für seine Hilfe bei der Klärung meteorologischer Fragen.

Literatur

- [1] Grünenfelder W., Tödtli J.: Verwendung von Prognosen und Statistiken bei der Steuerung einer solaren Brauchwarmwasseranlage, 5. Symposium über Forschung und Entwicklung von Sonnenenergie in der Schweiz, EPF-Lausanne, 14./15. Oktober 1985.
- [2] METEONORM, Red.: Bremer P., Heimlicher M., Hrsg.: Bundesamt für Energiewirtschaft BEW, Bern, Bezugsquelle: Infosolar Brugg, 1985.
- [3] Ambrosetti P.: Beschreibung einer Methode für die Umrechnung der Sonnenstrahlungswerte von einer horizontalen Fläche auf eine beliebig orientierte und geneigte Fläche, EIR, TM-33-83-6, 1983.
- [4] Hänni M., Sprenger M.: Lokale Wetterprognosen für die Steuerung einer solaren Brauchwarmwasseranlage, Diplomarbeit Nr. 8606, Fachgruppe für Automatik, ETH-Zürich, WS 1987/88.
- [5] SMA : Terminologie für Wetterberichte, Schweiz. Meteorologische Anstalt, Zürich, 29.4.85.
- [6] Peccolo I., Ruesch C.: Steuerung einer solaren Brauchwarmwasseranlage, Diplomarbeit Nr. 8607, Fachgruppe für Automatik, ETH-Zürich, WS 1987/88.



5. Schweizerisches Status-Seminar
Energieforschung im Hochbau
EMPA-KWH

8./9. September 1988
ETH-Zürich

Organisation/Leitung:

M. Zimmermann

Patronat:

Bundesamt für Energiewirtschaft

Unterstützt durch:

Nationaler Energie-Forschungs-Fonds
Eidg. Materialprüfungs- und Versuchsanstalt
Eidgenössische Technische Hochschule