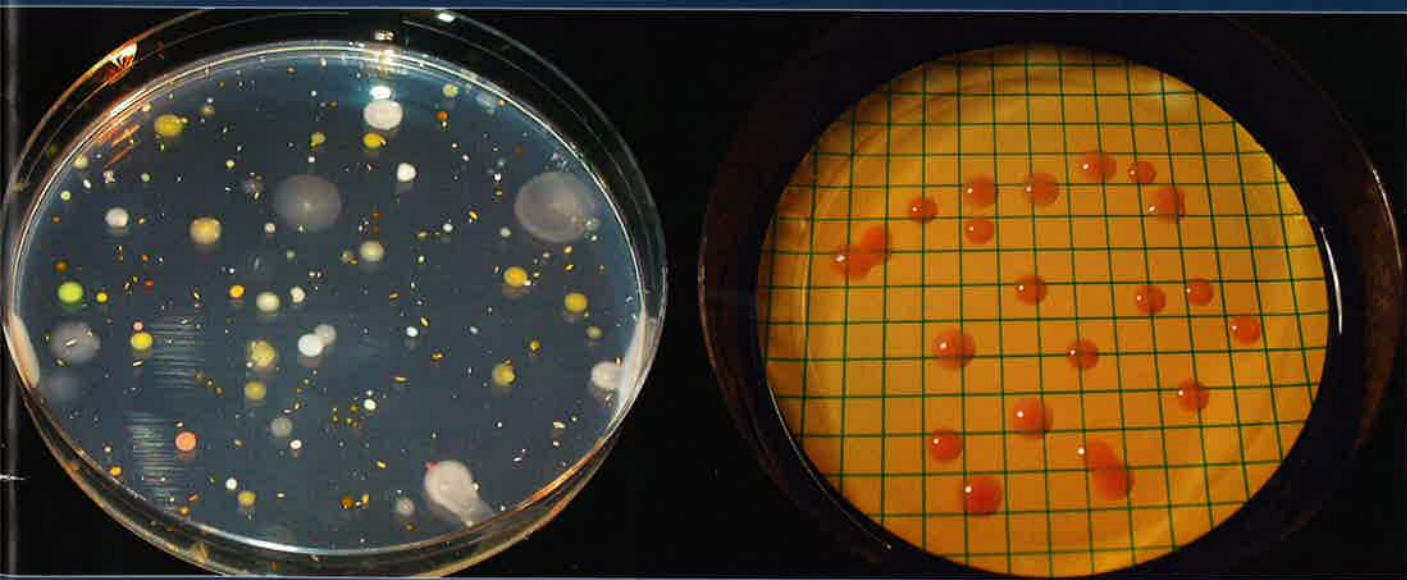


11-12/10

# Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft

Mit den offiziellen Mitteilungen des ÖWAV



Themenschwerpunkt

**WASSERQUALITÄT UND WASSERAUFBEREITUNG**

Originalarbeiten

Ultrafiltration zur Trinkwasseraufbereitung  
Anlagenbetrieb von Membranbioreaktoren bei kleinen Anschlussgrößen  
Erhöhung der Aussagekraft von mikrobiologischen Standardverfahren  
Near Real Time Monitoring von *E. coli* in Wasser  
Untersuchung der Bewirtschaftung eines Jahresspeichers in der Türkei

Praxisthemen

Neue Schilfbeete in Obernberg am Inn  
Institut für Wassergüte, Ressourcenmanagement  
und Abfallwirtschaft der TU Wien  
Spurenbestimmung von Bromat in Wasser

# Untersuchung der Bewirtschaftung eines Jahresspeichers in der Türkei mit Hilfe eines Speichermodells zur Verifizierung und Optimierung der Energieerzeugung

**Zusammenfassung:** In der Türkei ist eine große Anzahl von Wasserkraftanlagen im Planungsstadium oder befindet sich bereits im Bau. Die für die wasserrechtliche Genehmigung erforderlichen, von staatlicher Seite standardisierten Machbarkeitsstudien weisen oft nur sehr grobe Abschätzungen der Projektkenngößen auf. Meist werden die Kosten unter- und die Energieerzeugung überschätzt, um die Attraktivität der Projekte zu steigern. Nicht selten wird deshalb von den Investoren eine Prüfung der vorliegenden Studien von unabhängiger Seite veranlasst, wie dies auch der Fall für das vorliegende Projekt war. Eine erste Abschätzung der Energieerzeugung ließ bereits vermuten, dass die in den vorangehenden Studien ermittelte Energieerzeugung zu hoch angesetzt wurde. Daraufhin wurde im Rahmen der technischen Prüfung ein Speichermodell erarbeitet, das auch die Bewässerungsvorgaben und die Restwasserabgabe berücksichtigen konnte. Das Speichermodell verwendet monatliche Messwerte einer Zeitreihe von 45 Jahren. Durch die Betrachtung unterschiedlicher Konstellationen des Projektes konnten zum einen realistische Energieerzeugungswerte ermittelt und zum anderen Empfehlungen zur Optimierung der Anlagenkenngößen gegeben werden.

**Analysing the operation of an annual reservoir in Turkey using a reservoir model for the verification and optimisation of energy generation**

**Summary:** Turkey features a large number of hydro-power projects either in the planning and design stage or already under construction. The officially standardised feasibility studies needed for applications for water-rights permits tend to provide nothing more than very rough estimates of the project characteristics. In fact, the costs involved are usually underestimated while energy generation are overestimated in an attempt to make projects appear more attractive. This has in many cases led investors to go for the review of projects by an independent party, which has also been done

for the present project. A first assessment of the energy generation showed already that the levels given in previous studies had been too high. Thus, a technical review of the project has been launched, including a reservoir model developed to allow for irrigation requirements and environmental flow as well. The reservoir model uses monthly records from a 45-year series. Study of different scenarios for the project has yielded realistic value of energy generation and has at the same time enabled recommendations to be given for optimising the project parameters.

## 1. Einleitung

In der Türkei befinden sich derzeit über 1.500 Wasserkraftanlagen in der Planung oder bereits im Bau. Während der Energiesektor vor ca. einem Jahrzehnt noch in staatlicher Hand war, stieg im Zuge der Privatisierung die Anzahl an Projekten und Investoren rapide an (Haselsteiner et al. 2009a). Im Jahr 2009 waren in der Türkei 148 Wasserkraftanlagen im Bau und 1.418 Anlagen in der Projektierungsphase. Insgesamt werden nach der aktuellen Konzeption 95 % der lizenzierbaren 1.738 Anlagen in privater Hand sein (DSI 2009). Die großen Wasserkraftanlagen und Speicher, wie z. B. Atatürk, Keban oder Karakaya mit installierten Leistungen von über 1.000 MW, verbleiben in staatlichen Obhut. Während staatliche Projekte über den Staatshaushalt finanziert wurden und der Fortschritt etabliert war, bewirkt die Investition von privater Seite eine enorme projektspezifische und landesweit energiewirtschaftliche Beschleunigung des Ausbaus der Wasserkraft und des gesamten Energiesektors. Die Wasserkraft soll bis zum Jahr 2020 in etwa 25 bis 35 % des Strombedarfs der Türkei decken.

Infolge der Privatisierung des Energiesektors wird eine Großzahl dieser Projekte von nicht staatlichen Unternehmungen getragen, weshalb diese Projekte den privatwirtschaftlichen Interessen un-

terliegen und in kurzer Zeit eine möglichst große Rendite abwerfen sollen. Hierfür wird vor allem die Kostenseite „optimiert“. Der Nutzen, sprich die Stromerzeugung, ist nur bedingt einer Optimierung zuzuführen, da er im wesentlichen vom natürlichen Wasserdargebot und dem Strompreis abhängig ist. Auf beides haben Betreiber meist nur geringen Einfluss. Günstig wirkt sich ein hoher Anlagenwirkungsgrad und ein großes Speichervolumen aus. Beide Gesichtspunkte können vom Betreiber je nach Randbedingungen durch erhöhte Investitionen positiv beeinflusst werden.

Nicht selten haben staatliche Projekte eine Bauzeit von zehn oder mehr Jahren beansprucht, wie z. B. bei der sich in der Fertigstellung befindlichen Wasserkraftanlage Akköprü, deren Bau im Jahr 1995 bereits begonnen wurde. Private Betreiber müssten aufgrund ökonomischer Aspekte ein derartiges Projekt in ca. 5 bis 6 Jahren oder schneller realisieren. Zudem kommt noch, dass die staatlichen Anlagen i. d. R. statisch und hydraulisch übermessen sind. Das bringt zwar ein großes Maß an Sicherheit mit sich, jedoch sind hierfür auch Ressourcen notwendig, die PrivatinvestorInnen i. d. R. nicht aufbringen wollen und können. Resultat ist natürlicherweise, dass die Anlagen optimiert werden, Mauern schlanker, Dämme steiler gestaltet werden und die Leistungsfähigkeit von hydraulischen Anlagen ausgereizt wird.

Auch ausländische Betreiber, wie z. B. der österreichische Verbund, haben sich inzwischen über Joint Venture-Verbindungen in der Türkei niedergelassen. Der Verbund hat sich mit der Sabanci Gruppe zusammengeschlossen und formte das Energieunternehmen EnerjiSA, welches in der Hauptstadt Ankara ansässig ist. EnerjiSA schickt sich derzeit an, mit anvisierten 10 % am Strommarkt der Marktführer in der Türkei zu werden (Verbund 2009).

Der Boom auf dem türkischen Wasserkraftmarkt und das Interesse von Investoren oder KreditgeberInnen ist dadurch zu erklären, dass die Stromgestehungskosten für türkische Wasserkraftanlagen vergleichsweise

niedrig sind. Gleiches gilt für die Realisierungszeiträume. Großprojekte mit einer installierten Leistung von über 50 MW werden in nur wenigen Jahren geplant und fertig gestellt, sofern es genehmigungsrechtlich keine Verzögerungen gibt und sich die Annahmen der Grundlagenstudien bewahrheiten. Häufig wird zu Beginn eine vorliegende Machbarkeitsstudie aktualisiert und in rascher Abfolge die weiteren Projektschritte Entwurf, Ausschreibung, Vergabe, etc. realisiert. Je kleiner die Anlage desto weniger Vorarbeit wird i. d. R. geleistet, da das bestehende Risiko in Hinblick auf Hydrologie, Geologie und letztendlich Kosten auch von der Größe und Bauweise der Anlage abhängt (Haselsteiner et al. 2009b). Häufig werden bei den Projekten die Entwurfsarbeiten gleichzeitig mit den Bauarbeiten durchgeführt und „design as you go“ gearbeitet, was den Baustellen viel Flexibilität und Kreativität abverlangt. Dies birgt im Vergleich zu der „sicheren“ Planung und Herangehensweise in Westeuropa ein verhältnismäßig großes Risiko. Dieses Risiko wird jedoch von den günstigen wirtschaftlichen Projektkenngrößen „abgedeckt“. Entstehende Mehrkosten sind bei kleinen und mittleren Anlagen meist begrenzt und reduzieren die oft sehr günstigen ökonomischen Projektkenngrößen nicht entscheidend.

Basierend auf einer Stichprobe von 50 Projekten mit einer installierten Leistung von  $P=2$  bis 200 MW kann derzeit noch mit mittleren Investitionskosten für die installierte Leistung von 1.000 €/kW gerechnet werden. Für Anlagen in besiedelten Bereichen mit überregionaler Infrastruktur und für Projekte zur Spitzenlaststromproduktion sind die Kosten etwas höher.

Die jährliche Energieerzeugung entspricht in etwa  $A$  [GWh/a]  $\approx 3 \cdot P$  [MW] (Haselsteiner et al. 2009b). Die Energieberechnung wird meist mittels einfacher Gleichungen oder mittels eines standardisierten Speichermodells im Zuge der von staatlicher Seite zur Genehmigung geforderten Machbarkeitsstudien erstellt. Diese ersten Abschätzungen ergeben nicht selten zu hohe Erzeugungswerte und sollten im Zuge der weiteren Projektschritte überprüft bzw. neu ermittelt werden. Erfahrungen haben gezeigt, dass die Abweichungen bis zu 25% und mehr betragen können. Im Zusammenhang mit der natürlichen Streuung der hydrologischen Eingangsparameter führt dies zu einer mehr oder minder „wackeligen“ Planungsgrundlage für Investoren und Kre-

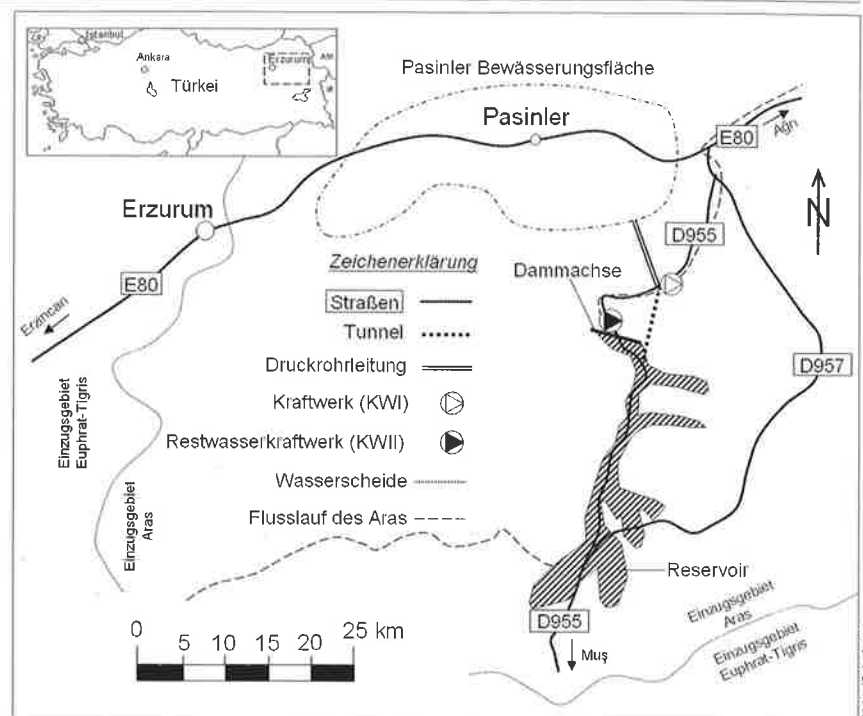


Abb. 1: Übersichtslageplan vom Projektgebiet.

ditgeber. Ein Speichermodell kann Abhilfe schaffen, besonders wenn zusätzliche Nutzungsansprüche den Speicherbetrieb beeinflussen.

## 2. Projektübersicht

Das hier beschriebene Wasserkraftprojekt bzw. das Reservoir liegt etwa 80 km südöstlich der Stadt Erzurum in Anatolien im Osten der Türkei (Abb. 1). Die Grenze zu Armenien und zum Iran liegt in etwa 200 km weiter östlich. Das Projekt befindet sich derzeit in einer Art fortgeschrittener Machbarkeitsstudie. Bereits in den 1950er Jahren wurden erste Studien angefertigt, die eine Bewässerung der nördlich gelegenen, landwirtschaftlich intensiv genutzten Flächen vom Pasinler bewerkstelligen sollten. Nach der Privatisierung des Energiesektors in der Türkei wurde dieses Projekt von einem privaten Investor zur weiteren Realisierung von den staatlichen Behörden übernommen. Der zukünftige Betreiber möchte die Anlage zur Energieerzeugung nutzen, muss jedoch den Ansprüchen im Bezug auf die Bewässerung (BW) und auf die ökologischen Randbedingungen genügen. Das Projekt ist hierfür mit einem ca. 115 m hohen Absperrbauwerk und einem Tunnel ausgestattet, welches das Kraftwerk speisen und die festgelegte Wassermenge zum Bewässerungssystem leiten soll. Das Gesamtvolumen vom Speicher beträgt in etwa

1.100 Mio. m<sup>3</sup>. Der Speicher hat ein aktives, nutzbares Speichervolumen von 760 Mio. m<sup>3</sup>, das in etwa dem jährlichen Mittelwasserzufluss entspricht. Der Tunnel vom Speicher zum Kraftwerk soll eine Länge von ca. 6 km haben und einen Durchmesser von 4,7 m aufweisen. Am Ende des Tunnels ist ein Wasserschloss angeordnet, bevor das Wasser über ein Druckrohr zum Kraftwerk geleitet wird. An der Druckleitung vor dem Kraftwerk ist an einer Gabelung ein Schieber angebracht, der Wasser zu einer weiteren Druckrohrleitung, die zur nördlich gelegenen Bewässerungsfläche führt, leiten kann (Abb. 1).

In den vorliegenden Studien wurde der mittlere Jahresabfluss mit  $MQ \approx 24 \text{ m}^3/\text{s}$  angegeben. Das entspricht dem in den vorliegenden Planungsstudien verwendeten Ausbauabfluss für das geplante Kraftwerk am Ende des Energiestollens (KWI), das mit drei gleichen Maschinensätzen ausgestattet werden soll.

Das Absenkeziel befindet sich auf Kote 1.816 müNN, das Stauziel auf 1.838 müNN. Das Absenkeziel wurde so festgelegt, dass das Bewässerungssystem die maximal erforderliche Wassermenge von  $Q_{\text{BW,max}} = 16 \text{ m}^3/\text{s}$  über den Druckunterschied bzw. über das natürliche Gefälle abführen kann. Die Krone des Absperrbauwerks soll laut derzeitigem Planungsstand auf Kote 1.843 müNN liegen. Zur Ableitung des Bemessungshochwassers (BHQ)

wurde der größtmögliche Hochwasserabfluss (PMF = Probable Maximum Flood) herangezogen, wie dies von den türkischen Behörden bei derart großen Anlagen i. d. R. gefordert wird. Deshalb wurde die Hochwasserentlastung (HWE) für einen Abfluss von  $BHQ_{HWE} = 3.090 \text{ m}^3/\text{s}$  ausgelegt, wobei die Speicherretention und die damit verbundene Reduktion des Spitzenabflusses Berücksichtigung fanden.

Als Absperrbauwerk werden derzeit eine Walzbetonmauer und ein Steinschüttdamm mit Betonoberflächendichtung gegeneinander abgewogen.

Die Kosten des gesamten Projektes wurden mit ca. 100 Mio. € abgeschätzt. Die Bauzeit würde in etwa 4–5 Jahre betragen, falls keine Komplikationen auftreten. Genehmigungsrechtlich stehen dem Projekt keine Hürden im Weg, obwohl einige kleinere Dörfer umgesiedelt werden müssen. Sensible Kulturschätze und/oder religiöse und historisch wichtige Bauwerke sind im Speicherbereich nicht vorzufinden. Umweltrelevante und naturschutzfachlich zu schützende Gebiete sind im Reservoir nur in begrenzter Weise vorhanden. Jedoch müssen die Projektentwickler im Hinblick auf die Erkundung der geologischen Randbedingungen und der Erstellung der Planung noch einige Kosten und Zeit auf sich nehmen. Ein weiterer, nicht unwesentlicher Kostenpunkt ist die Verlegung der bisherigen überregionalen Straßenverbindung auf einer Länge von 77 km (D955), die bereits vom zuständigen Ministerium mit der neuen Straßenführung (D957) durchgeführt wurde, und den Projektbereich großräumig umgeht (Abb. 1). Vom Betreiber sind die Kosten von ca. einem Drittel der Gesamtkosten der Straßenverlegung während der Betriebszeit innerhalb einer vorgegebenen Zeitspanne an den Staat rückzuführen.

### 3. Modellbeschreibung und Randbedingungen

#### 3.1. Hydrologische Eingangsdaten

Das Projektgebiet liegt im Einzugsgebiet des Aras, das im Süden und Westen an das Einzugsgebiet des Euphrat und Tigris grenzt. Im Norden befindet sich das Einzugsgebiet des Flusses Çoruh (Abb. 1). Mittels eines Abflusspegels unmittelbar im Speicherzuflussbereich konnten nahezu lückenlos die monatlichen Zuflüsse seit 1956 ermittelt werden, welche gleichzeitig als Eingangswerte des Speichermodells Verwendung fanden. Die Mess-

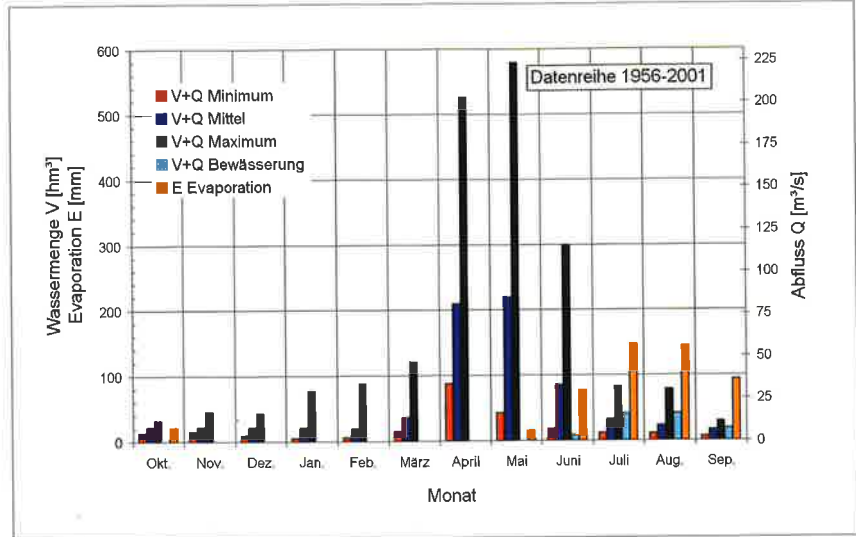


Abb. 2: Monatliche Wassermengen, Abflüsse und Evaporationswerte für das Projektgebiet.

daten wurden geprüft und als verlässlich erachtet. Die mittleren monatlichen Zuflüsse bewegten sich im Bereich von  $Q = 1,8$  bis  $216 \text{ m}^3/\text{s}$ . Insgesamt standen innerhalb einer Zeitreihe von 1956–2001 Daten von 540 Abflussmonaten zur Verfügung.

In diesem Bereich von Anatolien dominiert eine ausgeprägte Regenzeit, die normalerweise von April bis Juni dauert, die Abflussverhältnisse. In diesen drei Monaten kommen im Projektgebiet im Mittel in etwa 70 % des Jahresabflusses zum Abfluss. Im April und Mai nimmt die Schneeschmelze Einfluss auf die Abflüsse. Die saisonalen hydrologischen Unterschiede sind in Abbildung 2 anhand der Mittelwerte der gemessenen Abflüsse und der Evaporationswerte dargestellt. Für Messdaten innerhalb der Zeitreihe 1956–2001 ergibt sich ein mittlerer Jahresabfluss von  $MQ = 22,8 \text{ m}^3/\text{s}$ . Das ist bereits weniger ( $\approx 5\%$ ) als in den vorliegenden (Machbarkeits)Studien angegeben wurde. Aus den Abflussmessdaten lässt sich auch eine Tendenz herauslesen, welche auf eine zukünftige Reduktion des zur Verfügung stehenden Wasserdargebots schließen lässt. In den Zeitintervallen 1981–2001 (20 a) und 1991–2001 (10 a) kam im Vergleich zum Zeitintervall 1956–1980 (24 a) 10 % weniger Wasser mit einer fallenden jährlichen Tendenz von ca. 0,5–1,0 % pro Jahr zum Abfluss.

Die mittlere jährliche Verdunstung über einer Wasserfläche in der besagten Region beträgt in etwa 500 mm. Die Evaporationsverluste im Speicher wurden im Model anhand der monatlichen Evaporationsraten  $E$  [mm] (Abb. 2) und der tatsächlichen Reservoiroberfläche ermittelt.

#### 3.2. Modellparameter, Randbedingungen und Vereinfachungen

Für den Jahresspeicher wurde folgende Speicher Gleichung verwendet:

$$\frac{d}{dt} S(t) = Q_z(t) - Q_{bw}(t) - Q_{kwi}(t) - Q_{kwn}(t) - E(t) \quad (1)$$

Der Speicherinhalt  $S(t)$  zu einem Zeitpunkt  $t$  wird vom Zufluss  $Q_z(t)$  abzüglich aller anderen Nutzungen zur Bewässerung  $Q_{bw}(t)$ , zur Energieerzeugung durch das Kraftwerk I  $Q_{kwi}(t)$  und das Kraftwerk II  $Q_{kwn}(t)$  (= Restwasserkraftwerk) und abzüglich der Evaporationsverluste im Speicher  $E(t)$  gespeist.

Das Speichermodell vernachlässigt die Interaktion und den Wasseraustausch zwischen dem Untergrund und dem Reservoir. Speicherflächenlinie und Speicherinhaltslinie waren auf Basis von topographischen Karten mit einem Maßstab von 1:25.000 erstellt worden.

Die Restwasserabgabe an Wasserkraftanlagen in der Türkei wird i. d. R. unter Beachtung der hydrologischen Verhältnisse festgelegt. Angelehnt an die „Tennant-Methode“ (Tennant 1976) wird nicht selten je nach Abflussregime und saisonalen Schwankungen im Rahmen der Umweltverträglichkeitsstudie festgelegt, dass 10–30 % der über die letzten 10 Jahre gemessenen Abflüsse in der Reststrecke verbleiben müssen (Özdemir et al. 2009). Die Restwasserabgabe  $Q_R$  [ $\text{m}^3/\text{s}$ ] für das vorgesehene Projekt wurde ebenfalls saisonal festgelegt. Im Mittel sollen 10 % des jährlichen Abflussmittels abgegeben werden. Hierfür sollen von März bis Juli  $Q_{R1} = 4,5 \text{ m}^3/\text{s}$  und von August bis Februar  $Q_{R2} = 0,75 \text{ m}^3/\text{s}$  Restwasser zur Verfügung

TABELLE 1  
Ergebnisse der Ermittlung der jährlichen Energieerzeugung für die betrachteten Konstellationen 1–6

		$\eta$ [-]	-6 %	6 %
		0,85	0,80	0,90
Status	Konstellation	A [GWh/a] <sup>1</sup>		
0 Bewässerungsprojekt nicht aktiv	1 a. Keine Restwasserabgabe b. Kein Restwasserkraftwerk c. Keine Bewässerungsansprüche	253,3	238,4	268,2
	2 a. Restwasserabgabe aktiv <sup>3</sup> b. Restwasserkraftwerk vorhanden <sup>2</sup> c. Keine Bewässerungsansprüche	245,7	231,2	260,1
	3 a. Restwasserabgabe aktiv <sup>3</sup> b. Kein Restwasserkraftwerk <sup>2</sup> c. Keine Bewässerungsansprüche	231,7	218,1	245,4
1 Bewässerungsprojekt aktiv	4 a. Keine Restwasserabgabe b. Kein Restwasserkraftwerk c. Bewässerungsansprüche <sup>4</sup>	215,8	203,1	228,5
	5 a. Restwasserabgabe aktiv <sup>3</sup> b. Restwasserkraftwerk vorhanden <sup>2</sup> c. Bewässerungsansprüche	209,3	197,0	221,6
	6 a. Restwasserabgabe aktiv <sup>3</sup> b. Kein Restwasserkraftwerk <sup>2</sup> c. Bewässerungsansprüche <sup>4</sup>	195,7	184,2	207,2

<sup>1</sup> Kraftwerk (KW): • max.  $H_N = 170$  m; •  $Q_N = 24$  m<sup>3</sup>/s; • Überlast = 20 %

<sup>2</sup> Restwasserkraftwerk (KWII): • max.  $H_N = 110$  m; •  $Q_N = 2,0$  m<sup>3</sup>/s; • Überlast = 20 %

<sup>3</sup> Restwasserabgabe:  $Q_a = 2,0$  m<sup>3</sup>/s (konstant, 10 % vom Mittelwasserabfluss)

<sup>4</sup> Die nördlich gelegenen Bewässerungsregion wird nur in wenigen Monaten im Jahr vom Speicher aus versorgt.

gestellt werden. Dies entspricht nicht den neueren, von den Umweltbehörden ratifizierten gesetzlichen Richtlinien. Die Festlegungen wurden jedoch bereits vom zuständigen Ministerium vor der Novellierung des entsprechenden Gesetzestextes genehmigt. Da die Restwasserabgabe in der Türkei ein Bestandteil der Genehmigung ist und somit natürlich verpflichtend, kann am Absperrbauwerk mit einer saisonal variablen, konstanten Abflussabgabe gerechnet werden, was eine energetische Nutzung durch ein Restwasserkraftwerk (KWII) wirtschaftlich attraktiv macht. Im Zuge der Abschätzung der Jahresenergieerzeugung wurden deshalb die Zustände mit und ohne Restwasserkraftwerk berücksichtigt.

Zur Bewässerung der nördlichen Agrarflächen müssen voraussichtlich die in *Abbildung 2* gezeigten Wassermengen von  $V_{BW} = 0,06$  bis  $41,4$  hm<sup>3</sup> in den Monaten Juni bis September zur Verfügung gestellt werden. Dies entspricht in etwa 15 % des mittleren jährlichen Zuflusses. Die Realisierung des Bewässerungsprojektes bedarf voraussichtlich seitens der Behörden noch 5–10 Jahre, weshalb der Betreiber damit rechnen kann, in diesem Zeitraum von dieser Seite keine Ansprüche befriedigen zu müssen und gleichzei-

tig eine höhere Energieerzeugung erzielen zu können.

Wie bereits erwähnt, treten laut vorhandenen Messungen und gemäß der Umrechnung auf die bestehenden Verhältnisse des Reservoirs im Zeitraum von Mai bis Oktober Evaporationsverluste auf, die im Modell berücksichtigt wurden. Die Evaporationsverluste betragen in etwa zwei Prozent des mittleren jährlichen Zuflusses.

Die hydraulischen Berechnungen ergaben, dass für das große Kraftwerk (KW) bei Erreichen des Stauziels und der Bemessungswasserabgabe eine Nettofallhöhe von  $H_{N,KW} = 170$  m zur Verfügung steht. Für das kleinere Restwasserkraftwerk (KWII) wurde abgeschätzt, dass für den Bemessungsfall eine Nettofallhöhe von  $H_{N,KWII} = 110$  m vorhanden ist. Zwar wurden die Wasserspiegellagenänderungen im Speicher selbst berücksichtigt und bei niedrigeren Wasserständen die Nettofallhöhe entsprechend reduziert, jedoch wurde eine Änderung der hydraulischen Verluste infolge variierender hydraulischer Beaufschlagung der Tunnel und Druckrohre nicht berücksichtigt. Die hydraulischen Verluste wurden somit als konstant angesetzt. Solange der Speicher eine relativ konstante Beaufschlagung der Tur-

binen ermöglicht, sollten die Abweichungen sich in Grenzen halten. Gleichsam wurde angenommen, dass die Schwankungen des Unterwasserspiegels vernachlässigbar sind.

Außerdem wurde mit einem konstanten, mittleren Anlagenwirkungsgrad für beide Kraftwerke gerechnet. Der Wirkungsgrad wurde im Bereich von  $\eta = 0,80$  bis  $0,90$  variiert.

Bei der Nutzung des vorhandenen Wasserdargebots müssen die Nutzungsansprüche priorisiert werden. Analog der rechtlichen Vorgaben wurde angenommen, dass die Restwasserabgabe erste Priorität besitzt, da die Restwasserstrecke auf keinen Fall trocken fallen darf. Des Weiteren müssen die Bewässerungsnutzungen vor den Ansprüchen der Wasserkraft erfüllt werden.

Falls das Absenkeziel erreicht ist, wird nur noch der Zufluss in das Unterwasser abgegeben. Dabei werden die genannten Prioritäten bei der Befriedigung der Ansprüche beachtet. Wird das Stauziel erreicht und die Zuflusswassermenge überschreitet die nutzbare Wassermenge, wird die Hochwasserentlastungsanlage beaufschlagt. In diesem Fall wurde auch berücksichtigt, dass die vorhandenen Turbinen mit 20 % Überlast fahren können.

Im Modell wurde vereinfachend angenommen, dass das Stauziel nicht überschritten wird. Dies bedingt allerdings eine entsprechende Steuerung der Auslassorgane, speziell der Drucksegmente der Hochwasserentlastungsanlage.

Die Behörden haben während des Genehmigungsprozesses keine Anforderungen im Hinblick auf aktiven Hochwasserschutz durch Rückhalt in Form von gesteuerten, saisonalen Speicherabsenkungen vorgesehen. Dies ist ebenfalls der Fall im Bezug auf Trinkwasserversorgung. Beide Nutzungsansprüche können jedoch jederzeit von behördlicher Seite beim Betreiber geltend gemacht werden.

## 4. Ergebnisse der jährlichen Energieerzeugung

### 4.1. Allgemeines

Die vorhergehenden Studien brachten sehr unterschiedliche Ergebnisse im Bezug auf die jährliche Energieerzeugung A [GWh/a] zu Tage. Diese reichten ohne (!) Restwasserabgabe Werte von  $A = 209$ – $275$  GWh/a. Ausgehend von diesen Abweichungen und teilweise sehr hohen Werten für die jährliche Energieerzeugung hat

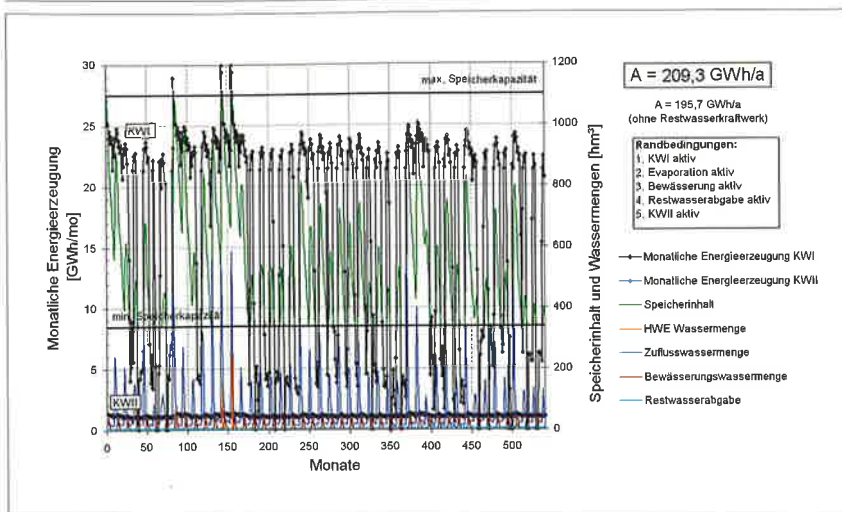


Abb. 3: Ergebnis für Konstellation 5 – Restwasserabgabe mit Restwasserkraftwerk sowie Bewässerungsprojekt aktiv.

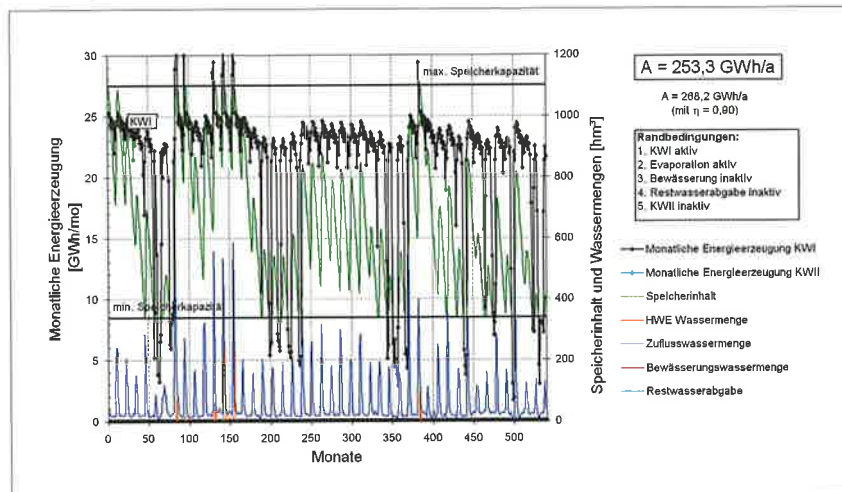


Abb. 4: Ergebnis für Konstellation 1 – Restwasserabgabe mit Restwasserkraftwerk sowie Bewässerungsprojekt inaktiv.

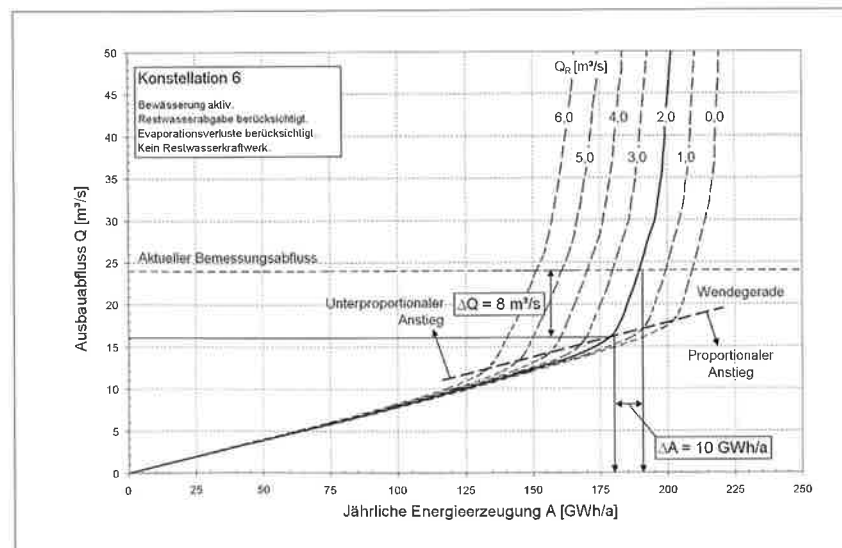


Abb. 5: Jährliche Energieerzeugung für unterschiedliche Restwasserabgaben und Ausbaublässe für Konstellation 6.

man sich entschlossen, ein Speichermodell zu erstellen, das auf die vorhandene Datenlage und den projektspezifischen Randbedingungen explizit abgestimmt werden konnte.

Über die Speichermodellierung der Zeitreihe 1956–2001 sollte die jährliche Energieerzeugung abgeschätzt werden. Die Ergebnisse sollten auch dazu dienen, eine Entscheidungshilfe zur Optimierung der Anlagenteile zu schaffen. Insgesamt wurden 6 Konstellationen betrachtet (Tab. 1).

#### 4.2. Jährliche Energieerzeugung für 6 verschiedene Konstellationen

Die vorliegenden Studien haben, wie bereits erwähnt, weder Restwasserabgabe und ein mögliches Restwasserkraftwerk noch durchgehend die Bewässerungswassermengen berücksichtigt. Um die Vergleichbarkeit mit den vorhandenen Ergebnissen herzustellen und der Tatsache Rechnung zu tragen, dass die Bewässerung voraussichtlich erst einige Jahre später in Kraft treten wird, wurden, wie bereits erwähnt, unterschiedliche Konstellationen betrachtet, anhand derer die Jahreserzeugung mit/ohne Restwasserabgabe und –kraftwerk und mit/ohne Bewässerung ermittelt werden kann.

In Tabelle 1 sind die Ergebnisse auch für die betrachtete Spanne des Anlagenwirkungsgrades angegeben. Es ist hierbei zu beachten, dass der Speicherinhalt zu Beginn der Modellierung auf das Stauziel gesetzt wurde. Falls bei Beginn von einem Reservoirwasserstand auf Höhe des Absenkeziels ausgegangen wird, reduziert sich die Erzeugung um wenige Prozentpunkte (< 3%).

In Abbildung 3 sind die Ergebnisse der Modellierung für Konstellation 5 für 540 Monate dargestellt. Es wird deutlich, dass aufgrund der konstanten und priorisierten Restwasserabgabe das Restwasserkraftwerk (KWII) mit relativ konstanter Leistung betrieben werden kann. Hingegen ist KWI mehr dem schwankenden Wasserdargebot und den Reservoirwasserständen unterworfen. Besonders während der Bewässerungsmonate und danach muss bei trockeneren Jahren eine niedrige Energieerzeugung hingenommen werden. Im vorliegenden Beispiel erwirtschaftet KWI mit  $A_{KWI} = 195,7$  GWh/a im Mittel dennoch 93% der gesamten Jahreserzeugung von  $A = 209,3$  GWh/a. Das Restwasserkraftwerk erzeugt mit  $A_{KWII} = 13,6$  GWh/a die restlichen 7%. Aufgrund der konstanten Beaufschlagung

schneidet das Restwasserkraftwerk KWII jedoch im Verhältnis zur installierten Leistung mit einem Wert von 7436 Volllaststunden pro Jahr besser ab als das große Kraftwerk KWI mit nur 5751 Volllaststunden pro Jahr.

Die Konstellationen 2 und 5 mit Restwasserkraftwerk und -abgabe stellen die Vorzugslösungen und somit auch die realistischen Ergebnisse dar. Ein Restwasserkraftwerk mit einer Jahreserzeugung über  $A_{\text{KWI}} > 13,5$  GWh/a dürfte sich mit hoher Wahrscheinlichkeit als rentabel erweisen. Eine endgültige Entscheidung sollte von den EntscheidungsträgerInnen nicht getroffen werden, ohne auf die Ergebnisse einer auf lange Sicht ausgelegten Wirtschaftlichkeitsstudie zurückzugreifen. Die angegebenen Ergebnisse können hierbei als Eingabe für den Nutzen der ersten Produktionsjahre (Konstellation 2) bis zur Realisierung des Bewässerungsprojektes und danach (Konstellation 5) Verwendung finden.

Im Vergleich zu den Werten aus den Vorstudien mit sehr optimistischen Angaben von  $A = 275$  GWh/a sind die anhand des Modells ermittelten Werte je nach Konstellation teilweise um 20–30 % niedriger. Zum Vergleich der vorliegenden hohen Abschätzungen der jährlichen Energieerzeugung wurde das Ergebnis von Konstellation 1 betrachtet (Abb. 4, Tab. 1). Nur bei Vernachlässigung von sowohl der Restwasserabgabe und der Bewässerung und bei Annahme eines Anlagenwirkungsgrades von  $\eta = 0,90$  wird ein den vorliegenden Studien entsprechendes, optimistisches Ergebnis von  $A = 268,2$  GWh/a erreicht.

Bei den mittels des Speichermodells bestimmten Werten der Jahresstromerzeugung sind keine Ausfallzeiten für Wartung, außerordentliche Betriebsunterbrechung und sonstige Störungen des Versorgungsnetzes inbegriffen. Zudem ist, wie bereits in *Abschnitt 3.1* beschrieben wurde, nicht auszuschließen, dass sich das Wasserdargebot am Projektstandort zukünftig verringert, was natürlich auch eine Reduktion der Stromerzeugung mit sich bringt. Die möglichen Schwankungsbereiche der Eingangsdaten und -parameter sollten im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsstudie anhand von Sensitivitätsanalysen untersucht und bewertet werden.

Die gewählten Anlagenwirkungsgrade sind auch davon abhängig, welcher Hersteller gewählt wird. Der Wirkungsgrad von Francis-Turbinen und Generatoren von Herstellern aus Fernost wird derzeit

noch einige, wenige Prozentpunkte unter dem Wirkungsgrad von Anlagen liegen, die von westeuropäischen Herstellern bezogen werden.

#### 4.3. Optimierung des Ausbaudurchflusses von KWI

Um den Ausbaudurchfluss von KWI zu optimieren, wurde Konstellation 6 betrachtet und unterschiedliche Restwasserabgaben mit den Bewässerungsvorgaben kombiniert. Das Ergebnis ist in *Abbildung 5* dargestellt. Je nach Restwasserabgabe stellen sich unterschiedliche Wendepunkte der Kurven des Ausbaudurchflusses über der Jahreserzeugung ein. Bei einer mittleren, jährlichen Restwasserabgabe von  $Q_R = 2,0$  m<sup>3</sup>/s befindet sich dieser Wendepunkt bei  $A_{\text{KWI}} = 176$  GWh/a und einem Ausbaudurchfluss von  $Q = 16$  m<sup>3</sup>/s. Demnach wäre eine Reduktion der vorgesehenen drei Maschinensätze mit einem gesamten Ausbaudurchfluss von  $Q = 24$  m<sup>3</sup>/s auf zwei Maschinensätze und auf einen Ausbaudurchfluss von  $Q = 16$  m<sup>3</sup>/s eine wirtschaftliche Alternative, bei der Kosten eingespart und jährlich nur gering weniger Strom erzeugt wird. Da hier nur der Nutzen, sprich die Jahresstromerzeugung, betrachtet wird, kann der Ausbaudurchfluss anhand dieser Betrachtung nicht endgültig festgelegt werden. Es kann jedoch ausgesagt werden, dass die Auslegung der Anlage mit  $Q > 16$  m<sup>3</sup>/s zu einer unterproportionalen Steigerung der jährlichen Stromerzeugung im Verhältnis zur installierten Leistung führt.

Zusätzlich spielen genehmigungsrechtliche und energiemarktrelevante Aspekte bei der Auslegung der Anlagen in der Türkei eine wichtige Rolle, die vor einer Entscheidung zur Änderung bzw. Optimierung der Anlagenbestandteile noch evaluiert werden müssen. Beim vorliegenden Beispiel würde eine Reduktion des Ausbaudurchflusses nicht nur die Verringerung der Anschaffungs- und Betriebskosten der Maschinen mit sich führen, aber auch eine Verringerung des Durchmessers des sechs Kilometer langen Energietunnels, der einen Großteil der Kosten ausmacht.

In letzter Zeit werden in der Türkei nicht selten Speicher für Spitzenlaststromerzeugung ausgelegt und die Turbinen hierfür auf das Vielfache des mittleren Jahresabflusses dimensioniert. Dies hängt vor allem mit den günstigen Vorhersagen des Strompreises für Spitzenlaststrom in der Türkei zusammen. Auch

der Betreiber der beschriebenen Wasserkraftanlage stellt derzeit Überlegungen an, den Maschinensatz und die anderen hydraulischen Anlagen für Spitzenstrom und einer täglichen Betriebszeit von 8–12 Stunden auszulagern.

#### 5. Resümee

Die großen Abweichungen bei der Angabe der jährlichen Stromerzeugung in den vorliegenden Berichten und Studien wurden von den Autoren zum Anlass genommen, ein Speichermodell zu entwickeln, welches die unterschiedlichen Nutzungen Bewässerung, Restwasserabgabe und Wasserkraftnutzung unter Verwendung von monatlichen Eingangsdaten abbilden kann. Wie vermutet wurde, ergaben sich im Vergleich zu den hohen, vorliegenden Angaben weitaus geringere Jahresstromerzeugungswerte. Zudem wurde das Modell auch dazu verwendet, die Erzeugung des Restwasserkraftwerkes abzuschätzen und die Auslegung des großen Kraftwerks KWI zu optimieren. Auch wenn der Betreiber eventuell auf Spitzenstromerzeugung umstellen will, hat das Modell auch gezeigt, dass, obwohl es sich um einen Jahresspeicher handelt, der Speicher aufgrund der Bewässerungsanforderungen, die ca. 15 % des mittleren Jahresabflusses ausmachen, und aufgrund der Restwasserabgabe, die 10 % des mittleren Jahresabflusses in Anspruch nimmt, die optimistischen Erwartungen im Bezug auf Rückhalt und Energieerzeugung nicht erfüllt werden. Eine Vergrößerung des Speichervolumens ist nur schwer möglich, da eine Erhöhung des Stauziels einige, größere Siedlungen unter Wasser setzen würde und die Genehmigung entsprechend neu beantragt bzw. geändert werden müsste. Eine Tieferlegung des Absenkeziels würde die notwendige Druckhöhe zur Sicherstellung der Bewässerungssystems reduzieren und ist deshalb nicht so ohne Weiteres in Betracht zu ziehen.

Generell sollten die hydrologischen Eingangsdaten im Zusammenhang mit Wasserkraftprojekten in der Türkei sorgfältig geprüft werden, da nicht selten die Datenreihen über einfache Korrelations-Transformationen von mehr oder weniger ähnlichen Einzugsgebieten „aufgefüllt“ werden und somit eine Datengenauigkeit und -sicherheit vortäuschen, die nicht existent ist. Im vorliegenden Fall sind die Pegelraten jedoch als relativ zuverlässig einzustufen, da ein Abflusspegel im Zu-

laufbereich des Projektes kontinuierlich betrieben wurde und wird.

Westeuropäische InvestorInnen sollten vor Investitionszusagen oder einem irgendwie gearteten Projekteinstieg als MitbetreiberInnen oder stiller TeilhaberInnen in jedem Fall die Energieberechnungen genau prüfen. Speichermodelle sind hierzu sicherlich ein probates Mittel, um auch die Auslegung der Anlage zu optimieren. Weitere wesentliche Unsicherheiten sind in der Türkei mit der Vorhersage des Strompreises zu sehen. Die Kosten- und Erlösseite ist zwar auch einer stetigen Änderung unterworfen, jedoch sind Markt-

preise aufgrund des in der Türkei gängigen Vergabeverfahrens, auf standardisierte, von Behördenseite vorgegebene Preise Nachlässe zu geben, relativ transparent und einfach abzuschätzen. ■

**Korrespondenz:**

Dr.-Ing. Ronald Haselsteiner (korrespondierender Autor)  
E-Mail: Ronald@dr-haselsteiner.de  
Homepage: www.dr-haselsteiner.de

BSc Burcu Ersoy (Zweitautorin)  
E-Mail: burcu.ersoy@windowslive.com.tr

FICHTNER GmbH & Co. KG, Turkey  
Büyükdere Cad. Polat Han No: 87/5  
34387 Mecidiyeköy – Sisli, Istanbul

## LITERATUR

**DSI (2009)** Water and DSI – General Directorate of State Hydraulic Works (1954–2009). Ministry of Water and Environment, 5th World Water Forum – Bridging Divides for Water, Istanbul ([www.dsi.gov.tr](http://www.dsi.gov.tr))

**Haselsteiner R, Heimerl S, Arch A, Kohler B, Recla R, Bilmez C, Mesci Ü (2009a)** Evaluation of small and medium hydropower in Turkey in consideration of economical aspects. *Wasserkraftnutzung im Zeichen des Klimawandels – Waterpower and Climate Change*. Dresdner Wasserbaukolloquium 2009, 12.–13. März 2009, Dresdner Wasserbauliche Mitteilungen, Heft 39, S. 335–358

**Haselsteiner R, Heimerl S, Arch A, Kohler B, Recla R, Bilmez C, Mesci Ü (2009b)** Efficient Design, Construction and Maintenance of Hydro-

power Plants in Turkey. HYDRO 2009 – Progress, Potential, Plans, International Conference and Exhibition, Lyon, France, 26–28 October 2009

**Özdemir AD, Karaca Ö, Erkus MK (2007)** Low Flow Calculation to Maintain Ecological Balance in Streams. International Congress on River Basin Management, Antalya 2007

**Tennant DL (1976)** Instream flow regimens for fish, wildlife, recreation, and related environmental resources. In *Instream flow needs*, Volume II: Boise, ID, Proceedings of the symposium and specialty conference on instream flow needs, May 3–6, American Fisheries Society, p. 359–373

**Verbund (2009)** Geschäftsbericht 2009. Österreichische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft (Verbundgesellschaft), Wien