Zeitschrift: Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria

Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband

Band: 75 (1983)

Heft: 3

Artikel: Wasserkraftnutzung und Restwasserprobleme = Utilisation des forces hydrauliques et problèmes relatifs aux débits minimums

Autor: Chatelain, R. / Knutti, E. / Bracher, A.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-941248

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 02.10.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Bundesamt für Wasserwirtschaft

Wasserkraftnutzung und Restwasserprobleme

Office fédéral de l'économie des eaux

Utilisation des forces hydrauliques et problèmes relatifs aux débits minimums

Sonderdruck «wasser, energie, luft – eau, énergie, air»
Tiré à part de «wasser, energie, luft – eau, énergie, air»
75. Jahrgang (1983) Heft 3
CH-5401 Baden, Rütistrasse 3a

Inhaltsverzeichnis

		Seite
Vorwort		45
1.	Energiewirtschaftliche Aspekte der Schweiz	45
1.1	Energiesituation allgemein	
1.2	Bedeutung der Wasserkraft als Energieträger	
1.3	Bedeutung der Wasserkraftnutzung für die Elektrizitätsversorgung	
2.	Wasserkraftnutzung: Allgemeines	47
2.1	Die natürlichen Grundlagen der Wasserkraftnutzung	
2.2	Die technischen Grundlagen der Wasserkraftnutzung	
2.2.1	Spezifische Eigenschaften der verschiedenen Kraftwerktypen sowie ihre Bewirtschaftungsformen	
2.2.1.1	Laufkraftwerke	
2.2.1.2	Speicherkraftwerke	
2.2.1.3	Pumpspeicherkraftwerke	
2.2.2	Vereinfachte allgemeine Leistungs- und Energieberechnung	
2.2.3	Planung und Bau von Wasserkraftanlagen	
2.3	Die rechtlichen Grundlagen der Wasserkraftnutzung	49
2.3.1	Die Unterscheidung von öffentlichen und privaten Gewässern	
2.3.2	Wasserkraftnutzung als Sondernutzung eines öffentlichen Gewässers	
2.3.3	Das Verfügungsrecht über die Gewässer	
2.3.4	Die Konzession zur Nutzbarmachung von Wasserkräften	
2.3.5	Die nachträgliche Änderung von Konzessionen	
2.4	Wasserkraftnutzung und Elektrizitätswirtschaft	50
2.4.1	Produktion, Verteilung und Verbrauch	
2.4.2	Bisheriger und künftiger Verbrauch	
2.4.3	Stromkosten	
2.4.4	Stromaustausch mit dem Ausland	
2.4.5	Energiemarkt	
2.5	Die Auswirkungen der Wasserkraftnutzung	54
2.5.1	Auswirkungen auf die Natur und die Landschaft	
2.5.2	Auswirkungen innerhalb der Wasserwirtschaft	
2.5.2.1	Wassernutzungen	
2.5.2.2	Gewässer	
2.5.2.3	Hochwasserschutz	
2.5.3	Auswirkungen auf die Wirtschaft	
2.5.3.1	Regionalwirtschaft	
2.5.3.2	Industrie, Bahnen	
3.	Wasserkraftnutzung: Restwasser	56
3.1	Rechtliche Aspekte	
3.2	Festlegung und Kontrolle von Restwasserbedingungen	
3.3	Restwasserbedingungen und ihre Auswirkungen auf die Wasserkraftnutzung	
3.4	Darstellung des Restwasserproblems im Rahmen der Energiesituation und der Elektrizitätsversorgung	
3.4.1	Quantitative Auswirkungen	
3.4.2	Auswirkungen auf den Energieversorgungsgrad	
3.4.3	Fiskalische Auswirkungen	
3.4.4	Finanzielle Auswirkungen	
4.	Zusammenfassung	57
4.1	Energiewirtschaftliche Aspekte der Schweiz	
4.2	Wasserkraftnutzung: Allgemeines	
4.3	Wasserkraftnutzung: Restwasser	
5.	Begriffe	58
	Literaturverzeichnis	59

Der Bericht ist auch als Separatdruck erhältlich.

Table des matières

		page
Avant-propos		61
1.	Considérations sur l'économie énergétique de la Suisse	61
1.1	Situation générale	
1.2	Importance de l'énergie hydraulique	
1.3	Apport des forces hydrauliques à la production d'électricité	
2.	Utilisation des forces hydrauliques: généralités	63
2.1	Caractéristiques naturelles des forces hydrauliques	
2.2	Caractéristiques techniques des forces hydrauliques	
2.2.1	Spécification des différents types de centrales et de leur mode d'exploitation	
2.2.1.1	Centrales au fil de l'eau	
2.2.1.2	Centrales à accumulation	
2.2.1.3	Centrales à pompage-turbinage	
2.2.2	Calcul simplifié de la puissance et de la production d'énergie	
2.2.3	Projet et construction d'une installation hydro-électrique	
2.3	Bases juridiques de l'utilisation des forces hydrauliques	65
2.3.1	Distinction entre les eaux publiques et privées	
2.3.2	L'exploitation des forces hydrauliques considérée comme une utilisation particulière des eaux publiques	
2.3.3	Droit de disposer des eaux	
2.3.4	La concession pour l'utilisation de forces hydrauliques	
2.3.5	Modification d'une concession existante	
2.4	Utilisation des forces hydrauliques et économie électrique	66
2.4.1	Production, distribution et consommation	
2.4.2	La consommation dans le passé et à l'avenir	
2.4.3	Coûts de l'électricité	
2.4.4	Echange d'énergie avec l'étranger	
2.4.5	Marché de l'énergie	
2.5	Effets de l'utilisation des forces hydrauliques	69
2.5.1	Effets sur la nature et le paysage	
2.5.2	Effets intéressant l'économie des eaux	
2.5.2.1	Utilisations de l'eau	
2.5.2.2	Cours d'eau	
2.5.2.3	Protection contre les inondations	
2.5.3	Effets sur l'économie	
2.5.3.1	Economie régionale	
2.5.3.2	Industrie, chemins de fer	
3.	Utilisation des forces hydrauliques: débit minimum	71
3.1	Aspects juridiques	
3.2	Définition et contrôle du débit minimum	
3.3	Conditions liées au débit minimum et leurs effets sur l'utilisation des forces hydrauliques	
3.4	Le débit minimum vu dans le contexte de la situation énergétique et de l'approvisionnement en électricité	
3.4.1	Pertes sur la quantité produite	
3.4.2	Taux d'auto-approvisionnement	
3.4.3	Conséquences de nature fiscale	
3.4.4	Conséquences financières	
4.	Résumé	72
4.1	Aspects de l'approvisionnement énergétique de la Suisse	
4.2	Utilisation des forces hydrauliques: généralités	
4.3	Utilisation des forces hydrauliques: débits minimums	
5.	Terminologie	73
	Bibliographie	74

De ce rapport existent des tirés à part.

Vorwort

Der Bund hat nach Art. 24bis der Bundesverfassung die Kompetenz, zur Sicherung angemessener Restwassermengen Bestimmungen zu erlassen. Als Vorarbeit für die Gesetzgebung hat eine interdepartementale Arbeitsgruppe Grundlagenmaterial zusammengetragen und eine Auslegeordnung der zu berücksichtigenden Interessen erstellt.

In diesem Rahmen hat auch das Bundesamt für Wasserwirtschaft einen Teilbericht verfasst. Darin werden die Restwasserprobleme aus der Sicht der Wasserkraftnutzung und der Energiewirtschaft beleuchtet. Er enthält Ausführungen über massgebende technische, rechtliche und wirtschaftliche Randbedingungen und auch Angaben darüber, in welchem Masse Dotierwassermengen die Energieproduktion schmälern.

Der im Oktober 1982 veröffentlichte Schlussbericht[1] der Arbeitsgruppe enthält in den Kapiteln 4 und 5 den genannten Teilbericht und auch weitere Beiträge zu Teilaspekten der Restwasserproblematik sowie ein Gesetzgebungsmodell. Diese Teilberichte wurden jeweils von der zuständigen Fachstelle des Bundes verfasst, zum Teil unter Beizug von Experten. Sie widerspiegeln nur die Meinung der entsprechenden Fachstelle.

Für die Erlaubnis, seinen Bericht weiterzugeben, danken wir dem Bundesamt für Wasserwirtschaft bestens, und wir hoffen, dass die weitere Verbreitung dazu beitrage, die Restwasserdiskussion zu versachlichen. *G. W.*

[1] Schlussbericht der interdepartementalen Arbeitsgruppe Restwasser (Vorsitz: Nationalrat Dr. *E. Akeret).* EDMZ, Bern, August 1982. Preis 34 Franken.

Bericht über Wasserkraftnutzung und Restwasserprobleme

Bundesamt für Wasserwirtschaft, Bern

Bericht verfasst von der Ad-hoc-Gruppe «Wasserkraftnutzung»:

Bundesamt für Wasserwirtschaft
– *R. Chatelain, E. Knutti, A. Bracher*

Experten
– *A. Löhrer, E. Bur* Bundesamt für Energiewirtschaft
– *E. Bucher* Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke
– *F. Foster* Nordostschweizerische Kraftwerke AG
– *G. Weber* Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband

1. Energiewirtschaftliche Aspekte der Schweiz

1.1 Energiesituation allgemein

Der Energiebedarf ist in der Schweiz in den letzten 50 Jahren um mehr als das Sechsfache gestiegen. Diese Entwicklung wäre ohne Erdöl und andere Energiequellen wie Kernbrennstoffe und Erdgas nicht möglich gewesen.

Basierte der Bruttoenergieeinsatz 1930 noch zur Hauptsache auf der Kohle (rund zwei Drittel des inländischen Bruttoenergieverbrauchs), so bestimmt heute das Erdöl mit seinen Produkten die Energieversorgung (rund 60%). Obwohl seit 1972 der Anteil des Erdöls rückläufig ist, ist unsere Abhängigkeit von diesem Energieträger aus Gründen der Versorgungssicherheit immer noch zu gross. Die Verminderung des Erdölanteils wurde in erster Linie durch einen erhöhten Verbrauch an Kernbrennstoffen, Gas und – erst seit kurzer Zeit – Kohle kompensiert. Im Jahre 1980 überstieg erstmals der Anteil an Kernbrennstoffen (15,9% des gesamten Bruttoverbrauchs von Energieträgern) den Anteil der Wasserkraft (15,7%). Abbildung 1 gibt das Energieverbrauchsdiagramm der Schweiz für die Jahre 1930 und 1980 wieder und zeigt die oben beschriebene Entwicklung.

1.2 Bedeutung der Wasserkraft als Energieträger

Da der Schweiz die wichtigen Energieträger Kohle, Erdöl und Uran fehlen, ist sie gezwungen, alle ihr zur Verfügung stehenden übrigen Möglichkeiten in vertretbarem Rahmen auszuschöpfen. Nur knapp 20% des Bruttoenergieverbrauchs werden durch einheimische Energieträger gedeckt (Abbildung 2). Dabei spielt die Wasserkraft eine überragende Rolle. Der Beitrag von Brennholz, Müll und industriellen Abfällen ist nur von untergeordneter Bedeutung. Die Wasserkraft ist die sauberste und umweltfreundlichste Art, hochwertige Energie zu produzieren. Das Wasser wird nicht verbraucht; es wird lediglich als eine sich stets erneuernde Energiequelle genutzt.

Der Beitrag der Stromproduktion aus Wasserkraftanlagen an die Gesamtenergieversorgung (auf Endenergiestufe) betrug 1980 13%. Gemessen an der inländischen Stromerzeugung betrug der Anteil der Wasserkraft im selben Jahr rund 70%.

Die oberste rein theoretische Grenze der Ausnutzung unserer Wasserkräfte, die bei einem Wirkungsgrad von 100% überhaupt erreicht werden könnte, wurde mit rund 140 bis 150 Mrd. kWh pro Jahr berechnet[1]. Heute beträgt die mittlere Erzeugungsmöglichkeit der Wasserkraftwerke rund 32 Mrd. kWh pro Jahr.

In einer Studie des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes[2] wird die Erhöhung des mittleren jährlichen Produktionspotentials aus Wasserkraftanlagen bis zum Jahre 2000 unter Berücksichtigung der ökologischen, landschaftlichen, politischen und wirtschaftlichen Randbedingungen auf rund 3 bis 4 Mrd. kWh geschätzt. Der Wasserkraft kommt demzufolge beim Weiterausbau der Produktionsanlagen eher eine bescheidene Rolle zu. Die Eidg. Kommission für die Gesamtenergiekonzeption (GEK) meint denn auch hierzu: «Der Verwirklichung einiger neuer Anlagen auf der Basis der ‹weissen Kohle› (Wasserkraft) löst das schweizerische Energieproblem nicht, doch ist ihr Ausbau im Sinne einer diversifizierten Versorgung anzustreben.»[3]

1.3 Bedeutung der Wasserkraftnutzung für die Elektrizitätsversorgung

Die Schweiz ist eines der wenigen Länder auf der Welt, das seine Stromversorgung bisher zum überwiegenden Teil auf die Wasserkraftnutzung abgestellt hat. Die Entwicklung der letzten 10 Jahre zeigt allerdings (Tabelle 1), dass der Wasserkraftanteil an der gesamten Elektrizitätsproduktion tendenziell rückläufig ist, und dies unabhängig von der Wasserführung. So war 1980 trotz überdurchschnittlicher Wasserführung erstmals ein Rückgang des Wasserkraftanteils unter die 70%-Grenze zu verzeichnen. Seit den 60er Jahren konnte die Wasserkraft den steigen

[1] *O. Krause:* Die Wasserkraft an der Schweizerischen Landesausstellung 1939 in Zürich, 1939 [2].

[2] Ausmass und Bedeutung der noch ungenutzten Schweizer Wasserkräfte, 1977 [3].

[3] GEK-Schlussbericht Band I, 1978, S. 430 [4].

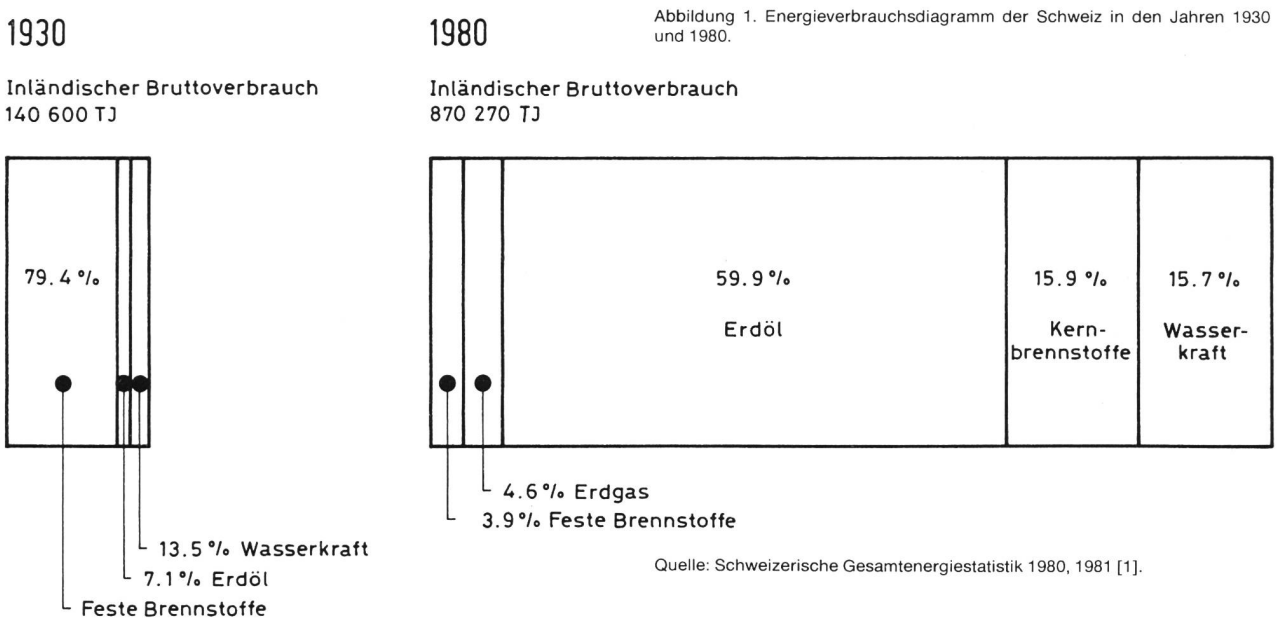


Abbildung 1. Energieverbrauchsdiagramm der Schweiz in den Jahren 1930 und 1980.

Quelle: Schweizerische Gesamtenergiestatistik 1980, 1981 [1].

Tabelle 1. Anteile der einzelnen Kraftwerktypen an der Landeserzeugung der Elektrizität in %.

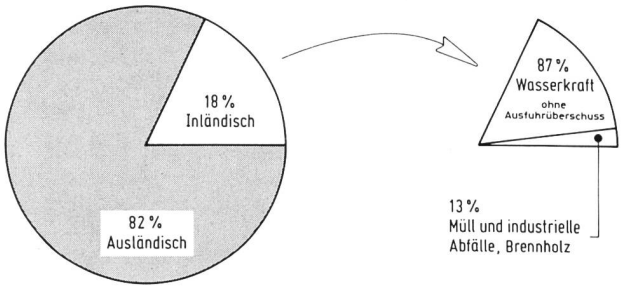
Jahr	Wasserkraftwerke	Konventionell-thermische Kraftwerke	Kernkraftwerke	Total
1970	89.6	5.1	5.3	100
1971	87.3	6.9	5.8	100
1972	78.3	7.3	14.4	100
1973	77.6	6.5	15.9	100
1974	76.3	5.7	18.0	100
1975	79.0	3.8	17.2	100
1976	73.4	5.7	20.9	100
1977	79.1	4.1	16.8	100
1978	76.8	4.3	18.9	100
1979	71.0	4.3	24.7	100
1980	69.6	2.0	28.4	100

Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1980, 1981 [6].

den Bedarf nicht mehr decken, so dass zunächst ölthermische Kraftwerke und dann ausschliesslich Kernkraftwerke eingesetzt wurden. 1980 betrug der Anteil der Kernenergie am gesamten Stromaufkommen 28,4%[4]. Immerhin ist im Gegensatz zum gesamten Bruttoverbrauch von Energieträgern bei der Elektrizitätsversorgung der Anteil der Wasserkraftwerke mehr als doppelt so gross wie der Anteil der Kernkraftwerke. Die konventionellen Wärmekraftwerke leisteten im Jahre 1980 lediglich 2% an die gesamte Stromerzeugung. Obwohl die relative Bedeutung im Laufe der Jahre erheblich zurückging, bleibt die Wasserkraft mit einem Anteil von über 50% auch im nächsten Jahrzehnt eine Hauptstütze unserer Elektrizitätsversorgung. Der sechste Zehn-Werke-Bericht[5] rechnet für das Jahr 1990 mit folgenden Anteilen: Wasserkraft 57%, Kernkraft 39% und Erdöl 4%.

[4] Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1980, 1981 [6].

Abbildung 2. Bruttoenergieverbrauch 1980 [870 270 TJ].



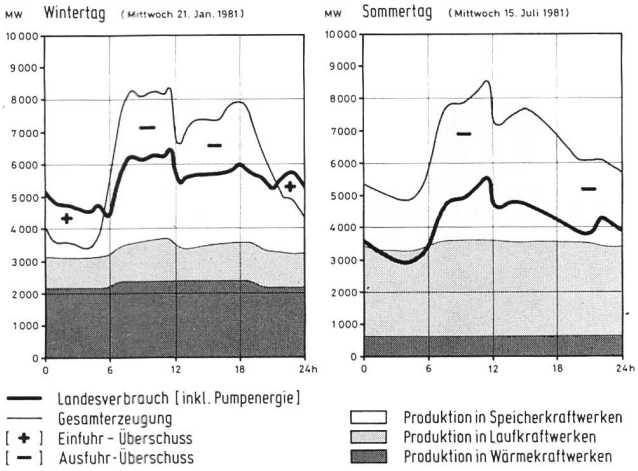
Quelle: Schweizerische Gesamtenergiestatistik 1980, 1981 [1].

Die energiewirtschaftliche Bedeutung der Lauf- und Speicherkraftwerke, welche in Abschnitt 2.2.1 beschrieben werden, geht aus Abbildung 3 hervor. Diese zeigt den Belastungsverlauf der Erzeugung und des Verbrauchs eines Winter- und eines Sommer-Werktages. Die Laufkraftwerke liefern zusammen mit den thermischen Kraftwerken Bandenergie, die den Grundbedarf der Elektrizitätsversorgung deckt. Der Beitrag der Laufkraftwerke an die gesamte Wasserkrafterzeugung beträgt rund 45%.

Mit den Speicherkraftwerken können dank hoher installierter Leistung und rascher Regulierbarkeit innert kurzer Zeit grosse Energiemengen zur Deckung vor allem des Spitzenbedarfs am Tag produziert werden. Ausserhalb dieser

[5] Sechster Zehn-Werke-Bericht, 1979 [5].

Abbildung 3. Belastungsverlauf der Erzeugung und des Verbrauchs.



Bedarfsspitzen bleiben die Speicherkraftwerke oft abgestellt. Generell sind für Spitzenenergie, die nur während einiger Stunden am Tag (Mittags- und Abendspitze) benötigt wird, infolge der nur zeitweise ausgenützten Produktionskapazität die Kosten höher als für Grundlastenergie. Etwa 55% der gesamten Wasserkrafterzeugung stammen aus Speicherkraftwerken.

Der Elektrizitätsbedarf ändert sich je nach Tages- und Jahreszeit. Auch die Stromerzeugung schwankt, weil sie zu einem wesentlichen Teil auf der Nutzung der witterungsabhängigen Wasserkräfte beruht. Um eine zuverlässige und kostengünstige Elektrizitätsversorgung zu gewährleisten, müssen deshalb Stromproduktion und -verbrauch aufeinander abgestimmt werden (Abbildung 3).

2. *Wasserkraftnutzung: Allgemeines*

2.1 *Die natürlichen Grundlagen der Wasserkraftnutzung*

Die Nutzung der Wasserkraft ist von den meteorologischen und hydrologischen Gegebenheiten abhängig. Die Schweiz gehört klimatisch zur gemässigten Zone. Der Hauptteil der Niederschläge fällt im Frühjahr und im Sommer. Niederschlagsreiche und niederschlagsarme Jahre wechseln ab. Die Gewässer der Hochalpen haben in der Regel im Februar ihren tiefsten und im Juni (Schneeschmelze) ihren höchsten Stand. Da der grösste Teil des Einzugsgebiets der grossen Flüsse im Alpengebiet liegt, verleihen vor allem die Alpengewässer den grossen Wasserläufen das Gepräge. Dies bedeutet eine kleinere Wasserführung im Winter und eine reichliche Wasserführung im Sommer, obwohl durch die Seen und deren teilweise Regulierung sowie durch die geschaffenen Speicher ein gewisser Ausgleich der Wasserführung stattfindet. Die klimatischen Verhältnisse ändern die Wasserführung eines Gewässers im Verlaufe eines Tages, einer Woche oder eines Monats. Es sind Gewässer anzutreffen, die zu gewissen Zeiten überhaupt kein Wasser führen. Diese Verhältnisse sowie die Unterschiede im zur Verfügung stehenden Gefälle von einigen Metern bis weit über 1000 Meter bedingen eine grosse Vielfalt der technischen Gestaltung unserer Wasserkraftanlagen, damit die zur Verfügung stehende natürliche Wasserkraft zweckmässig genutzt werden kann.

2.2 *Die technischen Grundlagen der Wasserkraftnutzung*

2.2.1 *Spezifische Eigenschaften der verschiedenen Kraftwerktypen sowie ihre Bewirtschaftungsformen*

Laufkraftwerke nutzen die vorhandene Abflussmenge bis zu einer bestimmten Grösse (Ausbauwassermenge); bringt der Fluss noch mehr Wasser, fliesst dieses ungenutzt über das Wehr. Falls aufgrund klimatischer Bedingungen und geographischer Voraussetzungen ein sehr ungleichmässiges Wasserdargebot vorhanden ist, kann durch Speicherung die Möglichkeit geschaffen werden, einen Ausgleich über eine bestimmte Zeitspanne zu erreichen. Je nach Vorhandensein und Grösse einer Speichermöglichkeit werden Laufkraftwerke und Speicherkraftwerke unterschieden. Laufkraftwerke verfügen entweder über keine oder nur sehr beschränkte Möglichkeiten der Speicherung. Sie müssen somit vorwiegend das Wasser so ausnutzen, wie es ihnen von Natur aus zufliesst. Speicherkraftwerke verfügen über einen Speicherraum und sind in der Lage, den natürlichen Zufluss zugunsten der Wasserkraftnutzung zu regulieren.

2.2.1.1 Laufkraftwerke

Das Laufkraftwerk (Abbildung 4) – meist eine Niederdruckanlage – ist der älteste Typ einer Wasserkraftanlage. Der Wasserlauf wird bis zur Ausbauwassermenge über ein kleines oder mittleres Gefälle (bis rund 50 m) den Turbinen zugeleitet, die ihrerseits die Generatoren zur Erzeugung elektrischer Energie antreiben. Da die Laufkraftwerke das Wasser dauernd so verarbeiten, wie es durch den natürlichen Zufluss zur Verfügung steht, ist ihre Energieerzeugung stets von der Wasserführung abhängig und damit auch ihren Schwankungen unterworfen. Laufkraftwerke sind in der Regel Flusskraftwerke.

2.2.1.2 Speicherkraftwerke

Bei den Speicherkraftwerken (Abbildung 5) – meist Hochdruckanlagen – unterscheiden wir zwischen reinen Speicherkraftwerken und Speicherkraftwerken mit Pumpspeicherung. Sie nutzen den durch Talsperren geschaffe-

Abbildung 4. Schematische Darstellung eines Laufkraftwerks.

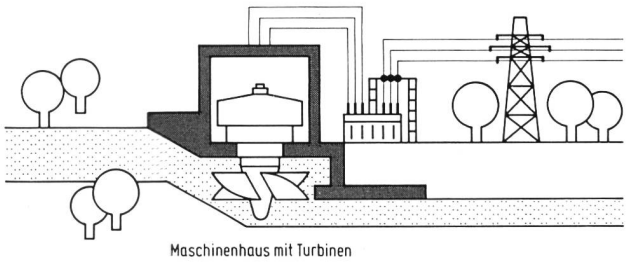


Abbildung 5. Schematische Darstellung eines Speicherkraftwerks.

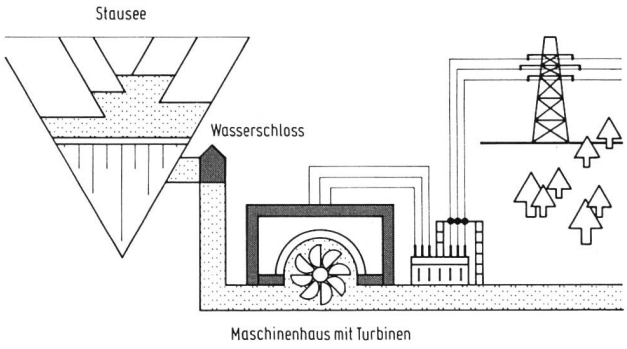
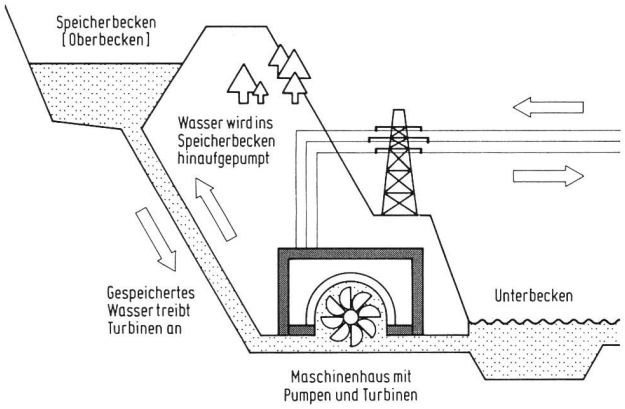


Abbildung 6. Schematische Darstellung eines Pumpspeicherkraftwerks.



nen Speicherraum, indem sie Wasser vor allem während der Jahreszeit mit starker Wasserführung aus Schnee- und Gletscherschmelze (Sommer) zurückhalten, um es in Zeiten starken Bedarfs (Winter) über ein in der Regel grosses Gefälle mittels Druckleitungen und Druckschächten den Turbinen zuzuführen. Dabei werden oft auch vorbeugende Wirkungen gegen Hochwasserschäden erreicht und zugleich den weiter talwärts gelegenen Laufkraftwerken gewissermassen reguliertes Wasser zugeführt. Da Elektrizität nicht auf Vorrat gelegt werden kann, bilden die hochgelegenen Stauseen eine wichtige Energiereserve, die vor allem zur Deckung des Inlandbedarfs im Winter sowie zur Reservestellung bei Betriebsstörungen in anderen Produktionsanlagen dient.

Speicherkraftwerke mit Pumpspeicherung, sogenannte kombinierte Speicherkraftwerke, zeichnen sich dadurch aus, dass sie neben der Verarbeitung des natürlichen Zuflusses in Zeiten schwacher Energienachfrage Grundlastenergie aus anderen Kraftwerken dazu verwenden, Wasser als Reserve für Zeiten hohen Strombedarfs in das höher liegende Speicherbecken hochzupumpen. Mit Pumpanlagen wird oft auch das Einzugsgebiet eines Stausees durch Pumpen und Überleiten von Wasser aus Nachbartälern vergrössert.

2.2.1.3 Pumpspeicherkraftwerke

Bei den Pumpspeicherkraftwerken (Abbildung 6) – meist Hochdruckanlagen – unterscheiden wir wiederum zwischen reinen und kombinierten Pumpspeicherkraftwerken. Kombinierte Pumpspeicherkraftwerke verarbeiten neben dem durch Pumpen hochgeförderten Wasservolumen auch das aus dem Einzugsgebiet des Speichers stammende Wasser. Die begriffliche Unterteilung in reine Pumpspeicherkraftwerke sowie kombinierte Pumpspeicherkraftwerke resp. kombinierte Speicherkraftwerke hängt vom Verhältnis zwischen Wasservolumen aus dem Einzugsgebiet des Speichers und turbiniertem Wasservolumen ab[6].

Bei Pumpspeicherkraftwerken wird Energie aus anderen Kraftwerken dazu verwendet, Wasser von einem Fluss, See oder Staubecken in ein höherliegendes Speicherbekken hochzupumpen, um es in Zeiten mit grösserem Energiebedarf den Turbinen zuzuführen («Veredelung» der Energie). Bei diesem Vorgang wird keine zusätzliche Energie erzeugt, sondern Energie in Form von gespeichertem Wasser auf Vorrat angelegt. Der Energieverlust (Pumpen-, Turbinen- und Reibungsverluste) von rund 30% wird dabei durch die höhere Wertigkeit der «gespeicherten» Energie zum Teil wettgemacht. Es ist eine jahreszeitliche Speicherung, bei der das Wasser in ein Saisonspeicherbecken gepumpt wird, oder eine kurzfristige Speicherung, bei der das Wasser zum Beispiel in einem tageszeitlichen oder wöchentlichen Rhythmus verarbeitet wird, möglich. Gerade bei der kurzfristigen Speicherung, bei der in der Regel nachts gepumpt und tagsüber produziert wird, ist bei Vorhandensein eines Ober- und Unterbeckens nur ein geringes natürliches Wasserdargebot notwendig. Da die benötigte Wassermenge zwischen Ober- und Unterbecken pendelt, müssen lediglich die Sicker- oder Verdunstungsverluste ausgeglichen werden. Man spricht in diesem Fall von einem Umwälzbetrieb. Auch die Pumpspeicherkraftwerke ermöglichen, wie die Speicherkraftwerke, eine Anpassung der Produktion an den Energiebedarf. Hier zeigt sich in geradezu idealer Weise die Möglichkeit der Kombination von Laufkraftwerk, Speicherkraftwerk und Pumpspeicherkraftwerk.

[6] Pumpspeichermöglichkeiten in der Schweiz, 1972, S. 10 [7].

2.2.2 Vereinfachte allgemeine Leistungs- und Energieberechnung

Die Leistung von Lauf- und Speicherkraftwerken kann in vereinfachter Weise gemäss Tabelle 2 berechnet werden.
Die Energie entspricht der geleisteten Arbeit und wird in kWh angegeben (Tabelle 3).
Bei Speicherkraftwerken entspricht 1 m³ Wasser bei einer Nettofallhöhe von etwa 450 m rund 1 kWh.

Tabelle 2. Vereinfachte Berechnung der Leistung von Lauf- und Speicherkraftwerken.

Laufkraftwerke	Speicherkraftwerke
1. Definitionen	**1. Definitionen**
Q = Wassermenge / Zeiteinheit [m³/s]	V = Nutzvolumen des Speichers pro Jahr [m³]
H_N = Nettofallhöhe. [m]	H_N = Nettofallhöhe (Schwerpunkt) [m]
H_{Br} = Bruttofallhöhe [m]	H_{Br} = Bruttofallhöhe (Schwerpunkt) [m]
η = Totaler Wirkungsgrad [–]	η = Totaler Wirkungsgrad [–]
η_T = Wirkungsgrad Turbine [–]	η_T = Wirkungsgrad Turbine [–]
η_G = Wirkungsgrad Generator [–]	η_G = Wirkungsgrad Generator [–]
η_{Tr} = Wirkungsgrad Trafo [–]	η_{Tr} = Wirkungsgrad Trafo [–]
	T = Betriebszeit pro Jahr [s]
γ_w = spez. Gewicht Wasser [kg/m³]	γ_w = spez. Gewicht Wasser [kg/m³]
L_N = Nettoleistung [kW]	L_N = Nettoleistung [kW]
2. Berechnung	**2. Berechnung**
$L_N = \gamma_w \cdot Q \cdot H_N \cdot \eta$	$L_N = \gamma_w \cdot Q_A \cdot H_N \cdot \eta$
$= 1000 \cdot Q \cdot H_N \cdot \eta$ $[\frac{kg}{m^3} \cdot \frac{m^3}{s} \cdot m \cdot -]$	$= 1000 \cdot \frac{V}{T} \cdot H_N \cdot \eta$ $[\frac{kg}{m^3} \cdot \frac{m^3}{s} \cdot m \cdot -]$
$= 1000 \cdot Q \cdot H_N \cdot \eta$ $[\frac{kgm}{s}]$	$= 1000 \cdot \frac{V}{T} \cdot H_N \cdot \eta$ $[\frac{kgm}{s}]$
$= \frac{1000}{75 \cdot 1.36} \cdot Q \cdot H_N \cdot \eta$ [kW]	$= \frac{1000}{75 \cdot 1.36} \cdot \frac{V}{T} \cdot H_N \cdot \eta$ [kW]
$= 9.81 \cdot Q \cdot H_N \cdot \eta$ [kW]	$= 9.81 \cdot \frac{V}{T} \cdot H_N \cdot \eta$ [kW]
3. Faustregeln	**3. Faustregeln**
$\eta_T \approx 0.92$, $\eta_G \approx 0.96$, $\eta_{Tr} \approx 0.98$ $\Big\}$ $\eta = \eta_T \cdot \eta_G \cdot \eta_{Tr} \approx 0.86$	$\eta_T \approx 0.92$, $\eta_G \approx 0.96$, $\eta_{Tr} \approx 0.98$ $\Big\}$ $\eta = \eta_T \cdot \eta_G \cdot \eta_{Tr} \approx 0.86$
$L_N \approx 8 \cdot Q \cdot H_N$ [kW]	$L_N \approx 8 \cdot \frac{V}{T} \cdot H_N$ [kW]
$H_N \approx H_{Br}$	$H_N \approx 0.95\ H_{Br}$
	$T \approx 1500$ Stunden (ideale Dauer)

Tabelle 3. Vereinfachte Berechnung der Energieproduktion von Lauf- und Speicherkraftwerken.

Laufkraftwerke	Speicherkraftwerke
E = Energie [kWh]	E = Energie [kWh]
$E = \int L_N dt$	$E = \int L_N dt$
$E = \int 9.81 \cdot Q \cdot H_N \cdot \eta \cdot dt$ [kWh]	$E = 9.81 \cdot \frac{V}{3600} \cdot H_N \cdot \eta$ [kWh]
	$= 0.00272 \cdot V \cdot H_N \cdot \eta$ [kWh]
	(= jährliche Energieproduktion)

2.2.3 Planung und Bau von Wasserkraftanlagen

Grundsätzlich sind projektabhängige und projektunabhängige Einflussfaktoren zu unterscheiden. Zu den projektabhängigen Faktoren gehören in erster Linie Abflussmenge, Fallhöhe sowie geologische und topographische Verhältnisse. Diese Faktoren sind für die spezifischen Anlagekosten vom Projekt her bestimmend. Die jahreszeitlichen Schwankungen der Abflussmenge und die Häufigkeit der Niederwasserstände sind bei Laufkraftwerken ebenfalls Faktoren, die dem Projekt anhaften und die Ausbauwürdigkeit bestimmen. Bei Speicherkraftwerken sind nicht in erster Linie die zeitlichen Verhältnisse des Abflusses, sondern die Gesamtmenge des fassbaren Wassers entscheidend. Um diese Grösse bestimmen zu können, muss vorerst der gesamte Zufluss bekannt sein. Dieser setzt sich aus Wasser aus dem eigentlichen Nutzungsgebiet des Werkes (natürliche Zuflüsse) sowie möglicherweise aus zusätzlichen Fassungen und Pumpwasser zusammen. Der gesamte Zufluss ist um das Dotier-, Spül-, Leck- und Überschusswasser sowie um den Verdunstungsanteil zu reduzieren, damit die Gesamtmenge des fassbaren Wassers ermittelt werden kann. Dabei ist das Dotierwasser ein wichtiger Faktor.

Die projektunabhängigen Faktoren liegen im Zinssatz des langfristigen Kapitalmarktes, im Trend der Geldentwertung und in den Kosten konkurrenzierender Erzeugungsprozesse, im politischen Umfeld, um nur die wichtigsten Einflussgrössen zu nennen.

Die Planung einer Wasserkraftanlage von der Projektidee bis zur Ausführung zerfällt in verschiedene Phasen. Grob gesehen umfasst die Planung:

- die generelle Projektskizze zur Abschätzung der Ausbauwürdigkeit;
- die Grundlagenbeschaffung (Hydrologie, Topographie, Geologie);
- das Konzessionsprojekt;
- das Konzessionsverfahren mit Verhandlungen, Auflage- und Einspracheverfahren;
- (die Erteilung der Konzession;)
- das Bauprojekt als Grundlage für den Baubeschluss und die diversen Bewilligungsverfahren;
- (die Erteilung diverser Bewilligungen;)
- die Bereitstellung der Ausschreibungsunterlagen und schliesslich
- die Detailprojektierung (mit der Bauausführung überlappt).

Der Zeitbedarf bis zum Baubeginn beträgt mehrere Jahre. Er wird heute bei mittleren Anlagen meistens 6 bis 8 Jahre übersteigen.

Für die Bauarbeiten muss bei mittleren Anlagen mit weiteren 4 bis 6 Jahren gerechnet werden. Die Kosten für Planung, Bauleitung, Bauzinsen, Gebühren usw. betragen unter heutigen Verhältnissen je nach Bauzeit 30 bis 40% der reinen Bau- und Maschinenkosten.

Die Beurteilung der Ausbauwürdigkeit einer Wasserkraft unterliegt einer ständigen Änderung. Als Kriterium der Ausbauwürdigkeit galten bis anhin vorwiegend die Gestehungskosten der erzeugbaren Energie unter Berücksichtigung der Energiequalität. Da die Gestehungskosten von Neuanlagen im wesentlichen mit der Bauteuerung anwachsen, ist ein Vergleich mit früher erstellten Anlagen nur nach Berichtigung des Teuerungseinflusses möglich. In der Zukunft dürften zudem die Kosten gegenüber der Deckung des Energiebedarfs an Bedeutung einbüssen. Im weiteren hängt die Ausbauwürdigkeit u. a. auch von der Preisentwicklung anderer Energieträger, von den Kosten anderer Erzeugungsprozesse und von der Verfügbarkeit der Energie ab. Grossen Einfluss auf die Kosten der hydraulischen Energie haben auch die Restwasserbedingungen für jedes einzelne Werk. Mit allen diesen Kriterien lässt sich jedoch die Ausbauwürdigkeit nicht bestimmen, da es sich schliesslich immer um eine Bewertung handelt. Derjenige, der eine Wasserkraftanlage erstellen will, muss entscheiden, ob er die Investition unter den gegebenen Umständen tätigen will. Ausbauwürdig ist eine Gewässerstrecke dann, wenn dem Interessent die Investition verantwortbar erscheint.

2.3 Die rechtlichen Grundlagen der Wasserkraftnutzung

Die wesentlichen Bestimmungen über die Nutzung der Wasserkraft finden sich auf Bundesebene in Artikel 24bis der Bundesverfassung und im Bundesgesetz vom 22. Dezember 1916 über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (WRG). Die kantonale Gesetzgebung ergänzt die Rahmenregelung des Bundes.

2.3.1 Die Unterscheidung von öffentlichen und privaten Gewässern

Das schweizerische Recht kennt nach wie vor öffentliche und private Gewässer. Zwar gilt nach Artikel 664 Absatz 2 des Schweizerischen Zivilgesetzbuches ein Gewässer als öffentlich, sofern nicht Privateigentum nachgewiesen ist. Entsprechend sind die meisten Gewässer, insbesondere die grösseren, heute öffentlich. Da jedoch das Privateigentum an Gewässern nicht aufgehoben wurde, musste der Gesetzgeber beim Erlass des WRG diesem Umstand Rechnung tragen und Vorschriften erlassen, die zur Sicherstellung des Oberaufsichtsrechts des Bundes auch in diesem Bereich erforderlich waren. Die Nutzung privater Gewässer dagegen richtet sich nach dem Zivilrecht. Der grösste Teil des WRG andererseits ist, den tatsächlichen Gegebenheiten entsprechend, auf die Nutzung öffentlicher Gewässer zugeschnitten.

2.3.2 Wasserkraftnutzung als Sondernutzung eines öffentlichen Gewässers

Bei der Nutzung öffentlicher Sachen wird generell zwischen Gemeingebrauch, gesteigertem Gemeingebrauch und Sondernutzung unterschieden. Mit Gemeingebrauch werden dabei diejenigen Nutzungen bezeichnet, die von einer derart geringen intensität sind, dass sie einem unbeschränkten Personenkreis gestattet werden können.

Von gesteigertem Gemeingebrauch spricht man bei Nutzungsarten, deren Intensität zwar immer noch gering ist, deren Ausübung jedoch nicht mehr unbestimmt vielen gestattet werden kann. Um Sondernutzung schliesslich handelt es sich, wenn die Ausübung der Nutzung durch einen oder wenige Einzelne die Ausübung durch andere ausschliesst.

Dieser Abstufung nach Intensität der Nutzung entspricht auf der andern Seite auch eine Abstufung in der Intensität der staatlichen Kontrolle. Der Gemeingebrauch ist regelmässig generell zugelassen. Nur beim Auftreten von Störungen, also nachträglich, greift der Staat ein. Beim gesteigerten Gemeingebrauch ist der Normalfall die präventive Kontrolle. Er ist zwar an sich zugelassen, vor seiner Ausübung muss jedoch eine polizeiliche Bewilligung eingeholt werden, die es der Behörde erlaubt, unerwünschte Wirkungen von vornherein zu vermeiden. Sondernutzungen schliesslich sind regelmässig nur zulässig, wenn die zuständige staatliche Behörde vorher das Recht zu ihrer Ausübung verliehen hat.

Es ist offensichtlich, dass die Nutzbarmachung von Wasserkräften als Sondernutzung eines Gewässers im Sinne der vorherstehenden Ausführungen zu betrachten ist. Dementsprechend wird das Verleihungsverfahren sowie Inhalt und Wirkungen der Verleihung im Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte ausführlich geregelt.

2.3.3 Das Verfügungsrecht über die Gewässer

Die Bundesverfassung hält in Artikel 24bis Absatz 3 fest, dass das Verfügungsrecht grundsätzlich in den Kompetenzbereich der Kantone falle. Die Gesetzgebung der Kantone hat im einzelnen zu bestimmen, welchem innerkantonalen Gemeinwesen dieses Verfügungsrecht zustehe. Dieses verfügungsberechtigte Gemeinwesen ist dann zuständig, zu entscheiden, ob eine bestimmte Sondernutzung an einem Gewässer, zum Beispiel eine Wasserkraftnutzung, zugelassen werden soll.

Die Zulassung einer Sondernutzung kann ganz verschiedene Formen annehmen, je nachdem ob der Verfügungsberechtigte selbst, ein anderes Gemeinwesen oder ein Dritter, ein Privater, diese Nutzung vornehmen soll. Entsprechend dem Umstand, dass bei der Wasserkraftnutzung die Mehrzahl der Anlagen von privatrechtlich organisierten Unternehmen erstellt und betrieben wird, geschieht auch die Mehrzahl der Zulassungen dieser Art Sondernutzung in der Form der Konzession gemäss Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte.

Nur hingewiesen sei hier auf die in Ausnahmefällen bestehenden Zuständigkeiten des Bundes. Er entscheidet über die Erteilung oder Ausübung von Rechten an Wasservorkommen, wenn das internationale Verhältnis berührt ist. Ebenso, wenn das interkantonale Verhältnis berührt ist und die beteiligten Kantone sich nicht einigen können. Schliesslich ist der Bund befugt, für die Bedürfnisse seiner Verkehrsbetriebe (SBB, PTT) von sich aus Gewässer in Anspruch zu nehmen.

2.3.4 Die Konzession zur Nutzbarmachung von Wasserkräften

Bei einer Konzession zur Nutzbarmachung von Wasserkräften handelt es sich um einen Verwaltungsakt, das heisst um eine Verfügung einer staatlichen Behörde. Staatliche Behörden sind bei ihrem Entscheid nicht frei. Sie sind an Verfassung und Gesetz gebunden (Legalitätsprinzip), sie haben ganz allgemein die öffentlichen Interessen wahrzunehmen. Da nun bei jeder Wasserkraftnutzung eine Vielzahl öffentlicher Interessen zusammentrifft, haben die Behörden bei ihrem Entscheid eine Interessenabwägung vorzunehmen.

Eine Vielzahl von Detailpunkten bei einer Wasserkraftnutzungsanlage kann jeweils so oder anders gelöst werden. Jede Lösung hat bestimmte positive und negative Wirkungen beim Konzessionsgeber und beim Konzessionsnehmer. Für die Festlegung der genauen Modalitäten finden deshalb jeweils Verhandlungen zwischen dem verfügungsberechtigten Gemeinwesen und dem Gesuchsteller statt. Diese vertragliche Komponente gehört zum Wesen der Wasserrechtskonzession.

In der Konzession wird vor allem festgelegt, welchen Umfang das dem Beliehenen zur Verfügung gestellte Nutzungsrecht haben soll. Die wesentlichen Bestimmungselemente dafür sind Gefälle und Wassermenge. Sie enthält daneben auch die Gegenleistungen, zu denen der Konzessionär verpflichtet ist, zum Beispiel Wasserzins, Gratis- und Vorzugsenergie und jene beim Heimfall. Schliesslich sind darin regelmässig weitere Bedingungen und Auflagen enthalten.

Mit der Erteilung der Konzession erhält der Beliehene das Recht, das Gewässer gemäss den Bedingungen der Konzession zu nutzen. Dieses Recht gilt als wohlerworben und kann nur im öffentlichen Interesse und nur gegen volle Entschädigung zurückgezogen oder geschmälert werden. Das Bundesgericht lässt den wohlerworbenen Rechten einen starken Schutz angedeihen, selbst gegen Gesetzesänderungen. Ausgangspunkt dabei ist die Gleichbehandlung dieser wohlerworbenen Rechte mit Eigentumsrechten, die gemäss Artikel 22ter BV geschützt werden. Zusätzlich werden wohlerworbene Rechte auch bei Gesetzesänderungen geschützt, da die Stellung ihres Inhabers nicht nur auf gesetzlichen Normen beruht, sondern ihm von der zuständigen Behörde konkret zugesichert worden ist. Damit ist zugleich auch die Grenze des starken Schutzes angetönt: Soweit die Konzession den Inhalt von Vorschriften wiedergibt, ohne ihn für diesen Einzelfall fixieren zu wollen, liegt keine Zusicherung vor und ist somit kein besonderer Schutz gewährleistet: Änderungen dieser Vorschriften gelten ohne weiteres auch gegenüber dem Konzessionär. Allerdings bereitet es oft Schwierigkeiten, nachträglich festzustellen, ob es sich bei einer Bestimmung um die blosse Wiedergabe einer Vorschrift oder um eine Zusicherung handle.

Jede Konzession hat gemäss Artikel 58 Absatz 1 des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte eine Dauer von höchstens 80 Jahren. Eine kürzere Dauer ist zulässig, erschwert jedoch die Abschreibung der in der Regel hohen Investitionen. Nach ihrem Ablauf kann die Konzession erneuert werden. Einen Anspruch auf Erneuerung haben allerdings nur Gemeinwesen. Rechtlich gesehen ist eine Erneuerung gleich zu behandeln wie eine Erstkonzession.

2.3.5 Die nachträgliche Änderung von Konzessionen

Aus der Stellung der Konzessionsrechte als wohlerworbene Rechte ergibt sich, dass eine nachträgliche Änderung auf einseitige Anordnung des Gemeinwesens nur in jenem Bereich möglich sein kann, der sich darauf beschränkt, gesetzliche Vorschriften wiederzugeben, ohne ihren Inhalt für den Einzelfall zuzusichern. Im übrigen ist jede Änderung davon abhängig, dass sich das verfügungsberechtigte Gemeinwesen und der Beliehene über die Bedingungen der neuen Konzession erneut einigen.

2.4 Wasserkraftnutzung und Elektrizitätswirtschaft

2.4.1 Produktion, Verteilung und Verbrauch

Im Jahre 1980 betrug die gesamtschweizerische Bruttoerzeugung der Wasserkraftwerke 33 542 GWh (Laufkraftwerke 14 967 GWh, Speicherkraftwerke 18 575 GWh). Unter der Annahme, dass die Antriebsenergie für die Speicherpumpen im Umfang von 1531 GWh aus Wasserkraft stammt, belief sich die Nettoerzeugung auf 32 011 GWh. Erwähnenswert ist dabei, dass im Jahre 1980 eine sehr gute Wasserführung vorhanden war.

Die effektive Nutzung der Wasserkraft hängt von der Kapazität der bestehenden Kraftwerke ab. Ende 1980 wurden 435 Wasserkraftwerke mit einer Leistung über 300 kW betrieben. Das Leistungsvermögen all dieser Werke beträgt rund 11 400 MW. Sie können im Mittel im Jahr rund 32 Mrd. kWh produzieren. Einen Überblick über die geographische Verteilung der grösseren Wasserkraftwerke und ihre mittlere Erzeugungsmöglichkeit vermittelt Abbildung 7. Zwei Drittel der in unseren Wasserkraftwerken installierten Leistung liegen in den Gebirgskantonen Uri, Graubünden, Tessin und Wallis (Tabelle 4). In diesen Kantonen werden auch rund zwei Drittel der aus den Wasser-

Abbildung 7. Wasserkraftwerke und Kraftwerksgruppen der Schweiz. Mittlere Jahres-Erzeugungsmöglichkeit (Werke mit über 20 Mio kWh). Stand 1981.

Quelle: Bundesamt für Wasserwirtschaft, 1981, [8]

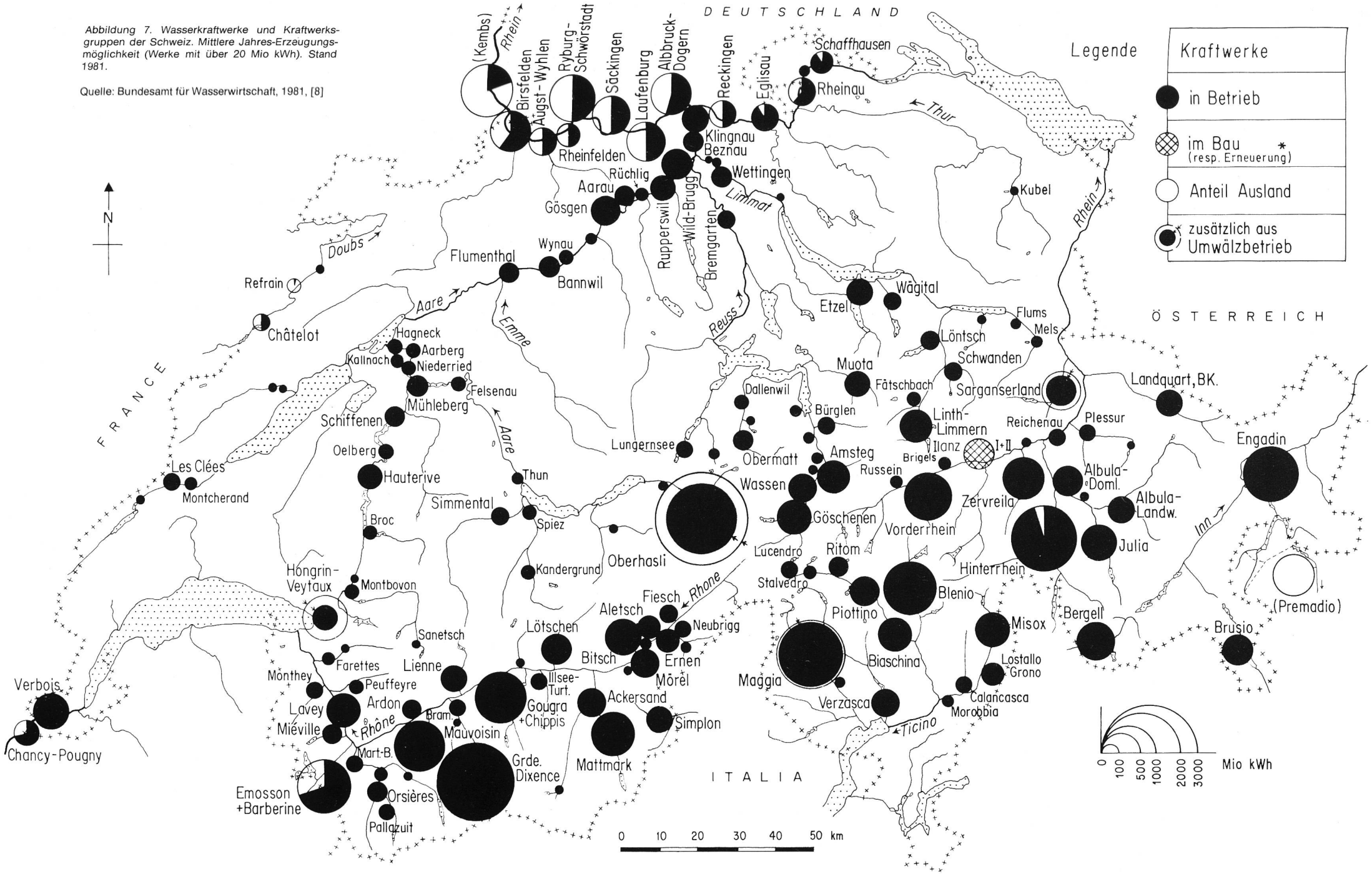


Tabelle 4. Die Bedeutung der Gebirgskantone für unsere Elektrizitätsversorgung (Stand 1981).

Kanton	Werke	Maximal mögliche Leistung ab Generator		Mittlere Erzeugungsmöglichkeit im Jahr	
	Anzahl	MW	%	GWh	%
Uri	17	369.3	3	1 316.7	4
Graubünden	70	2 372.3	21	6 776.5	21
Tessin	26	1 446.4	13	3 637.2	11
Wallis	71	3 303.6	29	8 586.3	27
Schweiz	435	11 407.0	100	31 887.0	100

Quelle: Bundesamt für Wasserwirtschaft, 1981 [8].

Abbildung 8. Der Weg des Stromes vom Kraftwerk zum Verbraucher.

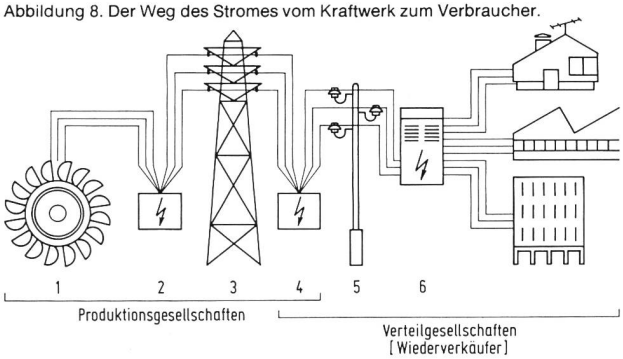
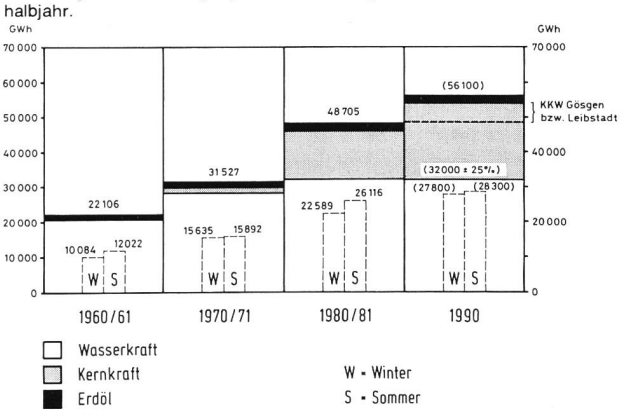
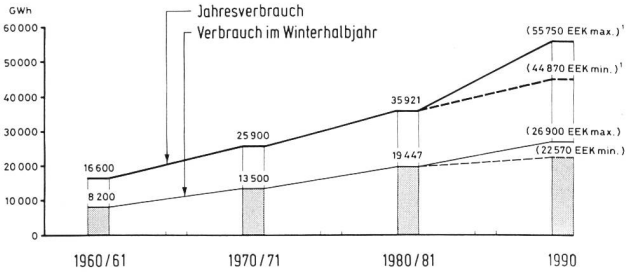


Abbildung 9. Nettoerzeugung sowie Aufteilung auf das Winter- und Sommerhalbjahr.



Quellen: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1980, 1981 [6] und Sechster Zehn-Werke-Bericht, 1979 [5].

Abbildung 10. Die Entwicklung des Endstromverbrauchs.



Quellen: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1980, 1981 [6] und EEK-Bericht, 1981 [9].

[1] Diese Werte gehen nicht direkt aus dem Bericht hervor; sie wurden berechnet.

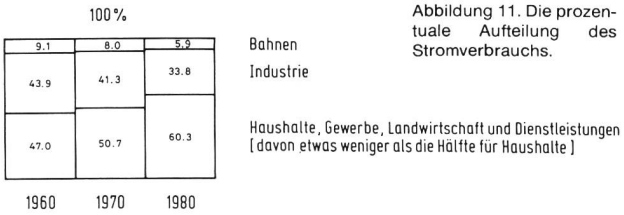


Abbildung 11. Die prozentuale Aufteilung des Stromverbrauchs.

Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1980, 1981 [6].

kraftwerken gewonnenen elektrischen Energie produziert. Aus diesen Angaben kann die Schlüsselstellung der alpinen Wasserkraftwerke in unserer Elektrizitätsversorgung herausgelesen werden.

Der Weg des Stromes vom Kraftwerk zum Verbraucher ist in Abbildung 8 schematisch dargestellt. Er führt über folgende Stationen:

1 Kraftwerk – Von den Turbinen angetriebene Generatoren erzeugen den Strom. An grossen Werken sind zur Risikoverteilung meist mehrere Produktionsgesellschaften beteiligt (Partnerwerke).
2 Transformator – Er erhöht die Spannung in der Regel auf 220 oder 380 Kilovolt (kV) zur Erreichung der erforderlichen Transportkapazität der Leitungen.
3 Verbundnetz – Das Höchstspannungsnetz verbindet die Produktionsstätten (Kraftwerke) mit den Verbrauchszentren.
4 Unterwerk – Umtransformierung in der Regel auf 50 oder 16 kV.
5 Mittelspannungsleitungen.
6 Transformatorenstationen in Dörfern und Quartieren – Sie tranformieren den Strom auf die übliche Verbrauchsspannung von 220/380 Volt.

Die Nettoerzeugung sowie die Aufteilung auf das Winter- und Sommerhalbjahr gehen aus Abbildung 9 hervor. Bei den Werten für das Jahr 1990 handelt es sich um die mittlere Produktionsmöglichkeit der heute bestehenden Anlagen einschliesslich des im Bau befindlichen Kernkraftwerkes Leibstadt und des Importes aus den Bezugsrechten an französischen Kernkraftwerken (Fessenheim 1 + 2 sowie Bugey 2 + 3). Es ist ferner der Streubereich für gute und schlechte Wasserführung sowie der Anteil einer grossen thermischen Anlage (KKW Gösgen oder Leibstadt) angegeben. Unter ungünstigen Verhältnissen kann die Produktion im Winterhalbjahr bis auf 24 000 GWh (5% Wahrscheinlichkeit) abfallen, in Extremfällen noch tiefer.

2.4.2 Bisheriger und künftiger Verbrauch

In Abbildung 10 ist der Endverbrauch von 1960 bis 1980 dargestellt. Die Prognosewerte für das Jahr 1990 der Eidgenössischen Energiekommission (EEK) ergänzen die Abbildung. Die Produktionskapazität 1990 beträgt für ein Durchschnittswinterhalbjahr 27 800 GWh. Bei unterdurchschnittlicher Wasserführung oder bei Ausfall einer grösseren Produktionseinheit ist die vollumfängliche Versorgung ohne Erweiterung der Produktionsanlagen ab Ende der achziger Jahre nicht mehr sicher gewährleistet.

Die prozentuale Aufteilung des Stromverbrauchs für die Jahre 1960, 1970 und 1980 gibt Abbildung 11 wieder.

Im Jahre 1980 erreichte der durchschnittliche Endverbrauch in der Schweiz rund 5500 kWh pro Kopf der Bevölkerung.

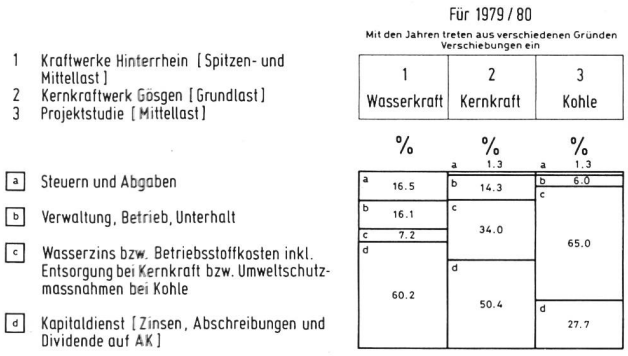
2.4.3 Stromkosten

Während der Stromverbrauch im Winterhalbjahr grösser ist als im Sommerhalbjahr, sind bei den hydraulischen Produktionsmöglichkeiten die Verhältnisse gerade umgekehrt.

Überschüsse unserer Elektrizitätsversorgung ergeben sich vorwiegend im Sommerhalbjahr. Sie haben je nach Witterung und Wasserführung unserer Flüsse weitgehend zufälligen Charakter. Auch die Inbetriebnahme einer grossen Produktionsanlage führt in den ersten Betriebsjahren, das heisst bis der Verbrauch entsprechend gestiegen ist, zu Überschüssen. Obwohl der Erlös aus zufälligen oder zeitlich begrenzten Überschüssen eher bescheiden ist, liefert

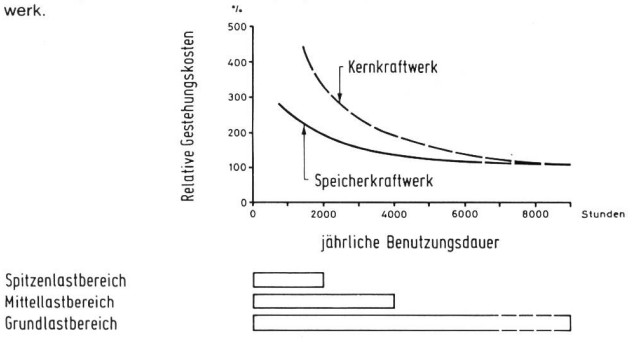
er doch einen Beitrag an die weitgehend festen Kosten der Elektrizitätserzeugung.
Die folgenden Kostenaufschlüsselungen stellen mittlere Werte oder Einzelbeispiele dar und haben lediglich Richtwertcharakter. Im konkreten Einzelfall sind erhebliche Abweichungen möglich.
Vom Verkaufspreis für private Haushalte entfallen grob geschätzt
⅓ auf die eigentlichen Gestehungskosten
⅓ auf die Übertragung inkl. Unterwerk und Schaltanlagen
⅓ auf die Feinverteilung inkl. Messung und Administration.
Der Anteil der produktionsabhängigen Kosten beträgt bei Wasserkraftanlagen wenige Prozente. Der grösste Teil sind feste Kosten, vor allem Kapitalkosten (Zinsen und Abschreibungen), Löhne und Materialkosten für den Unterhalt. Der Gesamtaufwand wird bei vorhandenen Anlagen von der Höhe der Produktion nur in geringem Masse beeinflusst. Bei einem Produktionsverlust bleiben die festen Kosten praktisch unverändert. Somit steigen die Kosten pro kWh der verbleibenden Produktion.
Die Gestehungskosten variieren stark von Werk zu Werk. Ausser den örtlichen und technischen Gegebenheiten sowie der Auslegung (Grund-, Mittel- oder Spitzenlast) ist vor allem der Zeitpunkt der Erstellung massgebend (Zinssätze, Teuerung usw.). Ein Vergleich der Gestehungskosten kann deshalb ohne Berücksichtigung der vorgenannten Umstände zu falschen Schlüssen führen. Es steht eindeutig fest, dass neue Anlagen zu wesentlich höheren Gestehungskosten als die bestehenden Kraftwerke produzieren.
Einen Überblick über die Struktur der Gestehungskosten vermittelt für einige Beispiele die Abbildung 12. Der Verlauf des Einflusses der Auslegung von Speicherkraftwerk und Kernkraftwerk ist in Abbildung 13 dargestellt.
Aus Abbildung 12 geht hervor, dass bei Wasserkraftanlagen der überwiegende Anteil aus Festkosten besteht, die anfallen, ob viel oder wenig produziert bzw. konsumiert wird. Ähnliche Verhältnisse gelten auch für die Verteilkosten, da abgesehen von der Betriebsausweitung (Neuanschlüsse) nur die Übertragungsverluste verbrauchsabhängig sind.
Dieser Sachverhalt führt dazu, dass in der Schweiz heute am häufigsten ein sogenannter Zweigliedtarif zur Anwendung gelangt. Das erste Glied wird als «Grundpreis» oder bei grösserem Verbrauch als «Leistungspreis» bezeichnet und soll mindestens einen Teil der Festkosten decken.
Das zweite Glied bildet der «Kilowattstundenpreis», auch «Arbeitspreis» genannt, wobei oft zwischen Hochtarif, der tagsüber gilt, und Niedertarif während der verbrauchsärmeren Zeit unterschieden wird.
Obwohl der resultierende Kilowattstundenpreis auf diese Art verbrauchsabhängig wird, kann dieses Tarifsystem nicht als eigentlich degressiv bezeichnet werden. Es versucht vielmehr, die effektiven Kosten möglichst gerecht zu verteilen, wobei festzuhalten ist, dass der Grundpreis der Haushalttarife die Festkosten meist nur zu einem kleineren Teil zu decken vermag und somit eine wesentliche Sozialkomponente enthält.

Abbildung 12. Die Struktur der Gestehungskosten.



Quelle: Geschäftsberichte.

Abbildung 13. Einfluss der Auslegung von Speicherkraftwerk und Kernkraftwerk.



Quelle: GEK-Schlussbericht, 1978 [4].

2.4.4 Stromaustausch mit dem Ausland

Der europäische «Stromverbund», dem auch die Schweiz angehört, ermöglicht den Austausch von Elektrizität über die Landesgrenzen hinweg. Die schweizerischen Elektrizitätsunternehmungen sehen sich oft dem Vorwurf ausgesetzt, grosse Mengen elektrischer Energie zu exportieren und zu gleicher Zeit um Bewilligungen für die Erstellung neuer Produktionsanlagen nachzusuchen. Dies mag vordergründig als Widerspruch empfunden werden. Dennoch sind der Export elektrischer Energie wie der gleichzeitige Bau neuer Werke durchaus gerechtfertigt. Um nämlich bei schlechten Bedingungen über genügend Strom zu verfügen, ist es notwendig, dem geschätzten Inlandverbrauch entsprechend vorausgehend Kraftwerke zu bauen. Dies im Wissen, dass sie bei durchschnittlichen oder guten Verhältnissen voraussichtlich während einiger Jahre mehr produzieren, als zur Deckung des Inlandbedarfs nötig wäre.
Mit einer mittleren Erzeugung kann infolge unseres grossen witterungsabhängigen Wasserkraftanteils nur jedes zweite Jahr gerechnet werden. Eine höhere Versorgungssicherheit lässt sich nur erreichen, wenn die mittlere Produktionskapazität höher ist als der zu deckende Lebensbedarf. Eine Sicherstellung der Versorgung durch Importe in grösserem Ausmass ist nicht möglich, da auch das Ausland mit Versorgungsproblemen konfrontiert ist.
Eine ausreichende Eigenversorgungssicherheit führt aber zwangsläufig zu Exportüberschüssen, wenn nicht die Produktionsanlagen bei günstigen Verhältnissen und ausserhalb des Spitzenbedarfs schlecht ausgenützt werden sollen. Die grösstmögliche Ausnützung unserer Produktionskapazität hilft mit, die Gestehungskosten zu senken und kommt so auch den Konsumenten zugute. Abgesehen davon hilft der von uns exportierte Strom mit, im Ausland Erdöl oder Kohle einzusparen und leistet damit einen Beitrag an die Reinhaltung der Luft und zur Schonung der Ressourcen. Die grossen Exportüberschüsse, wie etwa im Jahre 1980, sind unter anderem darauf zurückzuführen, dass die Produktionskapazität in «Treppensprüngen» wächst, nämlich immer dann, wenn ein grösseres Kraftwerk, wie dies zum Beispiel beim Kernkraftwerk Gösgen der Fall war, den Betrieb aufnimmt.
Im übrigen kann sich in ungünstigen Wintermonaten trotz der angestrebten Versorgungssicherheit ein Importüber-

schuss ergeben (zum Beispiel Dezember 1980). Das Ausland ist also keineswegs einseitiger Nutzniesser unserer Versorgungspolitik.
Die Ausfuhr von Energie aus Wasser- und Kernkraftwerken bedarf einer Bewilligung des Bundes. Die Bewilligung wird nur erteilt, wenn für diese Energie für die Dauer der Bewilligung voraussichtlich kein Bedarf im Inland besteht. Falls erforderlich, kann eine Ausfuhrbewilligung auch widerrufen werden.
Eine gewisse Alternative zum Stromexport stellt die Umlagerung von Schwachlast- bzw. Überschussenergie in Spitzenenergie (Pumpspeicherung) dar. Allerdings ist diese Möglichkeit sowohl aus Kostengründen als auch mangels geeigneter Anlagen bzw. Standorte beschränkt.

2.4.5 Energiemarkt

Der grösste Teil der Produktion an Elektrizität ist zur Dekkung von Pflichtlieferungen aufgrund langfristiger Lieferverträge bestimmt oder geht in das angestammte Versorgungsgebiet. Ein eigentlicher Energiemarkt existiert nur für freie Kapazitäten oder Überschüsse. Sowohl an den Produktions- wie an den Verteilgesellschaften ist die öffentliche Hand stark beteiligt. Im Vordergrund steht die sichere und preisgünstige Belieferung der Konsumenten zu festen Bedingungen. Das schliesst nicht aus, dass derjenige, der Spitzenenergie mangels eigener Produktion zukaufen muss, einen entsprechend höheren Preis dafür zu bezahlen hat.

2.5 Die Auswirkungen der Wasserkraftnutzung

Für die Nutzung der Wasserkraft sind in den letzten 80 Jahren enorme Summen investiert worden. Grosse Bauvorhaben wurden in bisher meist abgelegenen Gebieten realisiert. Im folgenden sollen die Nebenwirkungen – positive wie auch negative – dieser Investitionen untersucht werden. Negative Auswirkungen sind Folgen, die für unsere Elektrizitätsversorgung in Kauf genommen werden müssen.

2.5.1 Auswirkungen auf die Natur und die Landschaft

Eingriffe der Menschen in den Wasserhaushalt der Flüsse und Bäche, Eingriffe in die Landschaft, in die Gestalt der Täler sind nicht erst in jüngster Zeit festzustellen. Seit der Besiedelung des Alpenraumes wurden unsere Alpentäler mehr oder weniger verändert. Zum Schutz vor Hochwasser wurden Bachverbauungen, Wuhrbauten und Rückhaltebecken erstellt. Lawinenverbauungen dienen dem Schutz der Siedlungen, Verkehrswege und Wälder. Zur Bewirtschaftung waren Rodungen nötig, und grossräumige Veränderungen der Vegetation waren die Folge. In jüngster Zeit ist eine verstärkte Überbauung auch bisher abgelegener Gebiete dazugekommen. Insbesondere Tourismus und Infrastrukturbauten belasten die Landschaften. Die Nutzung der Wasserkraft ist nur eine von verschiedenen Nutzungen unseres Landes, die in die Gestaltung der Landschaft eingreifen. Dabei sind die Prägungen kleiner als bei vielen anderen menschlichen Eingriffen.

2.5.2 Auswirkungen innerhalb der Wasserwirtschaft

2.5.2.1 Wassernutzungen

Für die Schweiz spielt neben dem Nutzen aus dem Wasser vor allem der Schutz vor dem Wasser eine bedeutende Rolle. Eigentliche Mehrzweckanlagen, die neben der Nutzung der Wasserkraft gleichzeitig noch weitere Zwecke verfolgen, wie zum Beispiel im Bereich der Wasserbewirtschaftung (Beschaffung von Brauch- und Trinkwasser, Beeinflussung des Grundwassers), im Bereich der Wasserabwehr (Wildbachverbauungen, Sohlensicherung) und in den Bereichen des Verkehrswasserbaus sowie der Be- und Entwässerung, sind in der Schweiz nur vereinzelt anzutreffen. Dennoch treten oft als Folge von Wasserkraftanlagen durchaus positive Auswirkungen in den genannten Bereichen auf. Zudem bringen vor allem Speicherseen neu geschaffene Erholungsmöglichkeiten.

2.5.2.2 Gewässer

Die Wasserkraftwerke verbrauchen und verunreinigen kein Wasser. Die Wassermengen werden von ihnen unverändert zurückgegeben und können weiter unten auch für andere Nutzungen wieder verwendet werden. In der Schweiz werden zurzeit von den rund 42 000 km Gewässerstrecken lediglich zirka 2000 km in spürbarer Weise von der Wassernutzung beeinträchtigt[7]. Als Kriterium wird dabei eine Veränderung der jährlichen Wasserfracht von 20% und mehr angenommen. Von einer Nutzung des «letzten Tropfens» und des «letzten Baches» kann somit nicht die Rede sein und auch nicht davon, dass alle unsere Gewässer aufgestaut oder in Stollen verlegt sind oder werden.
Bei genutzten Gewässerstrecken erfüllen die unterhalb der Sperrstelle oder der Fassung zufliessenden Seitengewässer, die zum überwiegenden Teil ihren ursprünglichen Charakter beibehalten, eine wichtige Funktion, indem sie die Auswirkungen auf die genutzte Gewässerstrecke mindern.
Neben den Nachteilen, die die Wasserkraftnutzung mit sich bringt, ist man sich der Vorteile der sehr weitgehenden Elektrifizierung unseres Landes, die nur aufgrund unserer Wasserkräfte in diesem Ausmasse möglich war, meist nicht mehr bewusst. Der Wasserrückhalt während der wasserreichen Jahreszeit in den Speicherbecken dient in einem erheblichen Masse der Verbesserung der Wasserführung während der wasserarmen Jahreszeit.

2.5.2.3 Hochwasserschutz

Die Wasserkraftnutzung trägt normalerweise zur Herabsetzung der Hochwassergefährdung bei. Zudem werden die Hochwasserstände der untenliegenden natürlichen Seen in der Regel durch die Speicherbewirtschaftung abgesenkt, was als Vorteil zu werten ist. Durch die Bewirtschaftung der Speicherbecken werden im Sommer die natürlichen Abflüsse in den Fliessgewässern vermindert, im Winter erhöht. Für den Rhein in Basel bedeutet dies zum Beispiel im Sommerhalbjahr eine Reduktion und im Winterhalbjahr eine Erhöhung des Abflusses um durchschnittlich rund 100 m^3/s. Dieser Ausgleich bringt auch für die Güterschiffahrt auf dem Rhein Vorteile.

2.5.3 Auswirkungen auf die Wirtschaft

2.5.3.1 Regionalwirtschaft

Der Bau von Wasserkraftwerken hat in den Bergregionen vielfach zu einem wirtschaftlichen Aufschwung beigetragen. Neben den Bereichen Verkehr und Tourismus sind in die Energiewirtschaft – und hier vor allem in die Nutzung der Wasserkraft – beträchtliche Mittel investiert worden, wodurch Arbeitsplätze geschaffen wurden. Zudem dürften die infolge der Wasserkraftnutzung erhaltenen erheblichen finanziellen Vorteile wohl viele Berggemeinden erst in die Lage versetzt haben, auch wichtige kommunale Aufgaben durchzuführen.

[7] Natürliche und durch Ableitungen beeinflusste Wasserführung der schweizerischen Gewässer (Stand 1. 1. 1967), 1968 [10].

In einer Studie im Rahmen der nationalen Forschungsprogramme[8] weist *C. Oswald* am Beispiel der Albula-Landwasser-Kraftwerke nach, dass die Projektregion in starkem Mass von Bau und Betrieb einer Kraftwerkanlage profitiert hat. Insgesamt 14,5 Mio Franken, das sind 11,5% der Bausumme, sind an zusätzlichem Einkommen in dieser Region verdient worden. Von diesem zusätzlichen Einkommen entfiel rund ein Drittel auf direkte baubedingte Einkommensbezüge der ortsansässigen Basisbevölkerung (Löhne, Gewinne, Einkommen) und der Gemeinden (Konzessionsabgaben, Steuereinnahmen der vorübergehend ansässigen Zusatzbevölkerung). Zwei Drittel des Zusatzeinkommens der Projektregion sind auf indirekte Weise durch die Versorgung der am Bau beschäftigten Personen mit Konsumgütern zustande gekommen (Abbildung 14).

Im weiteren lässt sich aus der Studie folgern, dass die Impulse eines Kraftwerkbaus auf ein Projektgebiet um so stärker sind, je geringer die wirtschaftliche Kraft dieser Region vor Baubeginn war. Am Beispiel der Albula-Landwasser- Region wurde gezeigt, dass die dortige Beschäftigung und damit auch das Volkseinkommen rapid gestiegen sind, dass der Rückgang der Wohnbevölkerung gebremst werden konnte, dass teilweise sogar Bevölkerungszunahmen zu verzeichnen gewesen waren und dass sich die Finanzlage der Gemeinden gebessert hat. Zudem sind verschiedene Infrastrukturleistungen im Zusammenhang mit dem Kraftwerkbau erfolgt, die der Talschaft nachher gratis überlassen wurden und wesentliche Verbesserungen brachten (z. B. bessere Erschliessung durch Wege und Strassen, bessere Stromversorgung, Ausbau der Trinkwasserversorgung, Errichtung einer Kläranlage).

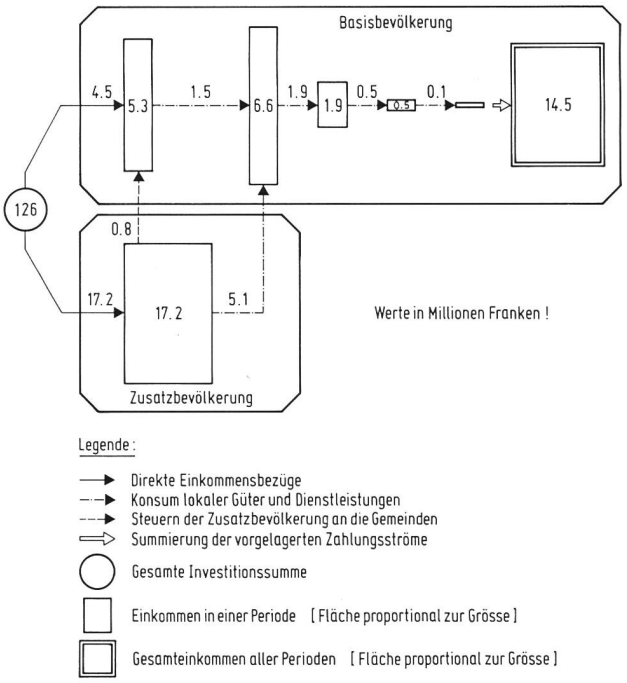
Es ist jedoch besonders darauf hinzuweisen, «dass neben dem einmaligen Impuls, den der Bau der Kraftwerkanlagen auf die lokale Wirtschaft auslöste, in der nachfolgenden Betriebsphase eine bleibende Einkommenswirkung auf das Projektgebiet ausging, die bis weit in die Zukunft andauern wird und für die wirtschaftliche Entwicklung der Talschaft von grösster Bedeutung ist. Neben den Lohnzahlungen an die Betriebsangestellten und den Gemeindesteuern gehen nämlich im Fall der Kraftwerke jedes Jahr auch beachtliche Summen für die Wasserzinsen und für die garantierten Dividendenzahlungen auf dem lokalen Aktienkapital ins Projektgebiet. Zudem profitiert die Talschaft in Form von Gratis-, Ersatz- und Vorzugsenergie sowie aufgrund der Beteiligungsenergie vom Betrieb der Kraftwerkanlagen . . . Daneben sichert das Heimfallrecht nach Ablauf der Konzessionsdauer den Konzessionsgemeinden und dem Kanton je zur Hälfte unentgeltlich und lastenfrei die Übertragung des Grossteils der Kraftwerkanlagen in ihren Besitz.»[9]

Dank der verbesserten Finanzlage konnten die Gemeinden ihre eigenen Infrastrukturvorhaben zügig an die Hand nehmen (Bau von Schulen, Kirchen, Bibliotheken, Gebäudesanierungen usw.).

Kraftwerkinvestitionen haben «sich als wesentliches Stimulans für die wirtschaftliche Entwicklung des Projektgebiets erwiesen und entscheidend zur Verbesserung der Lebensverhältnisse in dieser Bergregion beigetragen»[10].

Auch eine im Jahre 1979 bei den Wasserkraftwerken im Kanton Graubünden durchgeführte Umfrage, die durch verwaltungsinterne Erhebungen und Schätzungen ergänzt wurde, zeigte deutlich, dass die Wasserkraftwerke für den Kanton und die Gemeinden in volks-, energie- und finanzwirtschaftlicher Hinsicht von grosser Bedeutung sind[11].

Abbildung 14. Die gesamte Einkommensentwicklung der Albula-Landwasser-Kraftwerke.



Quelle: C. Oswald: Auswirkungen von Grossinvestitionen auf die Einkommenslage im Berggebiet, 1980 [11].

Mit der Abwanderung der ansässigen Wohnbevölkerung aus den Bergdörfern geht auch die Bewirtschaftung des landwirtschaftlichen Bodens und des Waldes zurück. Die letztlich daraus resultierende Vergandung weiter Gebiete stellt eine erhebliche Gefahr dar. Nur die Verbesserung der Existenzbedingungen kann der Entleerung der Bergregionen mit Erfolg entgegenwirken. Die Wasserkraftnutzung leistet einen nicht unbedeutenden Beitrag zur Unterstützung des übergeordneten Zieles der Berggebietsförderung und trägt damit indirekt auch zum Schutze der Landschaft bei.

2.5.3.2 Industrie, Bahnen

Grossverbraucher in der Industrie sowie die Bahnen können sich ihre Stromversorgung durch den Besitz eigener Kraftwerke, durch Beteiligungen an Partnerkraftwerken oder – wie im jüngsten Fall der Basler chemischen Industrie[12] – durch Beteiligungen an grossen Überlandwerken sichern. 1980 stammten rund 10% der gesamten in der Schweiz erzeugten elektrischen Energie aus Industrie- bzw. Bahnkraftwerken. Dabei kommt der hydraulischen Produktion eine überragende Stellung zu: Gegen 90% der in Industrie- und Bahnkraftwerken gewonnenen Energie war hydraulischer, lediglich etwas über 10% thermischer Herkunft.

Die in Industrie- und Bahnkraftwerken von sog. Selbstproduzenten erzeugte Energie wird in erster Linie für eigene Zwecke, das heisst zur Produktion von Industriegütern und Transportleistungen verwendet. Etliche Selbstproduzenten erfüllen daneben aber auch öffentliche Versorgungsaufgaben, indem sie entweder eigene Absatzgebiete haben und so die Haushalte direkt beliefern oder indem sie die Haushalte indirekt über Wiederverkäufer versorgen.

[8] C. Oswald: Auswirkungen von Grossinvestitionen auf die Einkommenslage im Berggebiet, 1980 [11].

[9] C. Oswald, Seite 69 [11].

[10] C. Oswald, Seite 70 [11].

[11] Wasser, Energie, Luft, 1979 [12].

[12] Finanz und Wirtschaft, 1981 [13].

3. Wasserkraftnutzung: Restwasser

3.1 Rechtliche Aspekte

Die rechtliche Beurteilung des Restwasserproblems ist eine andere, je nachdem, ob es sich um eine neue oder eine bestehende Konzession handelt. Die Erneuerung einer Konzession wird dabei wie eine neue Konzession behandelt.

Bei der Erteilung einer neuen Konzession ist einmal wesentlich, dass der Bewerber keinen Rechtsanspruch auf deren Erteilung hat. Wesentlich ist ausserdem, dass die Konzessionsbehörde verpflichtet ist, bei ihrem Entscheid das öffentliche Wohl zu berücksichtigen. In der Konzession, falls eine solche erteilt wird, ist der Umfang des verliehenen Nutzungsrechts mit Angabe der Wassermenge festzulegen. Eine allfällige Restwassermenge, welche dieses Nutzungsrecht begrenzt, wäre ebenfalls in die Konzession aufzunehmen.

Ist die Konzession erteilt, ändert sich auch die rechtliche Lage. Der in der Konzession festgelegte Umfang des Nutzungsrechtes wird regelmässig als wohlerworbenes Recht zu gelten haben. Dies nicht nur, weil Art. 43 WRG es so will, sondern auch ohne diese Bestimmung direkt aufgrund verfassungsrechtlicher Grundsätze (Eigentumsgarantie, Treu und Glauben). Eine nachträgliche Auflage von Restwassermengen, die den Umfang des Nutzungsrechts einschränkt, ist zwar immer noch möglich, setzt aber voraus, dass ein öffentliches Interesse nachgewiesen wird, das die seinerzeitige Interessenabwägung umzustossen rechtfertigt, und dass für die Einschränkung des Nutzungsrechtes Entschädigung geleistet wird.

3.2 Festlegung und Kontrolle von Restwasserbedingungen

Eine Restwasserbedingung, gleich welches Kriterium und welche Randbedingungen ihr zugrunde liegen, muss eindeutig definiert sein. Die Menge des Restwassers ist eine messbare Grösse, die folglich auch regulier- und kontrollierbar sein muss.

Eindeutig muss auch der Ort bezeichnet sein, an dem die Restwasserbedingung einzuhalten ist. Seitenzuflüsse unterhalb der Sperr- oder Fassungsstelle sind mitzuberücksichtigen, wenn zum Beispiel an einer bestimmten Stelle des genutzten Gewässers ein minimaler Abfluss herrschen soll. Eine diesbezügliche Bedingung lediglich am Fusse einer Staumauer (Dotierwassermenge) würde diesem Umstand nicht Rechnung tragen. Dieses einfache Beispiel zeigt, welche Bedeutung der Festlegung derjenigen Stelle, an der die Restwasserbedingung zu erfüllen ist, zukommt. Es zeigt aber auch die Schwierigkeiten auf, die bei Restwasserbedingungen in bezug auf die Regulierung und Kontrolle der Wassermengen auftauchen. In diesem Zusammenhang seien auch die Zusatzfassungen erwähnt, die teilweise in schwer zugänglichen und abgelegenen Gebieten liegen. Ganz unabhängig davon sind für zuverlässige Regulierung und Messung die notwendigen Voraussetzungen zu schaffen. Die ursprünglichen Verhältnisse, besonders die Niedrigwasser vor der Nutzung, sind angemessen in die Überlegungen zur Restwasserfestsetzung einzubeziehen.

3.3 Restwasserbedingungen und ihre Auswirkungen auf die Wasserkraftnutzung

Bei der Ableitung von Wasser aus Bächen und Flüssen kommt der Frage der Restwassermenge, dies gilt nicht nur für die Wasserkraftnutzung, sicher eine grosse Bedeutung zu. Die Aspekte der Fischerei, die angemessene Wassermenge als Vorflut, die mögliche Absenkung des Grundwassers usw., dies sind Fragen, die abgeklärt werden müssen. Dabei darf aber die Festsetzung einer Mindestwassermenge allein nicht das einzige Kriterium sein. Vielmehr sind auch andere Massnahmen und Lösungsmöglichkeiten zu untersuchen, wie zum Beispiel der Bau oder Ausbau von Abwasserreinigungsanlagen, die Erstellung von Hilfswehren usw.

Grundsätzlich können Restwasserbedingungen von verschiedenen Stellen gefordert werden. Restwasserbedingungen sind denkbar im Hinblick auf:

- andere Nutzungen wie Fischerei, Bewässerung, Wasserversorgung, bereits bestehende Kraftwerke, Schifffahrt
- Grundwasserbedingungen für die Landwirtschaft und die Wasserversorgung
- Landschaftsschutz
- die Verdünnung von Abwässern

Neben der Menge des Dotierwassers, die eine unmittelbare Auswirkung auf die mögliche Energieproduktion hat, spielt auch die zeitliche Abfolge der Wasserabgabe eine Rolle. Diesbezüglich sind folgende grundsätzliche Möglichkeiten denkbar:

- eine dauernde Abgabe (konstant oder abflussabhängig)
- eine saisonale Abgabe (konstant oder abflussabhängig)
- eine Abgabe während bestimmter Tage (konstant oder abflussabhängig)
- eine Abgabe während bestimmter Stunden (konstant oder abflussabhängig)

Bei der abflussabhängigen Abgabe kann als Bezugsgrösse der Abfluss des genutzten Gewässers oberhalb der Fassung oder der Abfluss eines anderen, vergleichbaren Gewässers gewählt werden.

Grundsätzlich bringt jede Dotierwasserabgabe eine Reduktion der Energieproduktion. Der Einfluss einer Restwasserbedingung auf die mögliche Energieproduktion lässt sich allgemein lediglich abschätzen. Die Auswirkungen auf die Energieproduktion hängen stark von den spezifischen Verhältnissen des jeweiligen Kraftwerkes ab, ihre Berechnung ist meist schwierig und aufwendig und oft unsicher.

3.4 Darstellung des Restwasserproblems im Rahmen der Engergiesituation und der Elektrizitätsversorgung

Das Restwasserproblem wirft auf der Nutzungsseite eine Reihe von Fragen wirtschaftlicher, politischer und fiskalischer Natur auf. Mit jeder kWh, die infolge Dotierwasserabgabe nicht produziert werden kann, steigen die Gestehungskosten pro kWh. Auf diesem preissteigernden Effekt resultiert bei konstanten Abnehmerpreisen eine Mindereinnahme und somit eine Verschlechterung der Rentabilität für den Kraftwerkbetrieb. Im Regelfall werden allerdings diese Mehrkosten auf die Letztverbraucher überwälzt. In jedem Fall aber kommt es für die Kantone und Konzessionsgemeinden zu einem Einnahmeausfall (Wasserzins). Unbesehen von diesen betrieblichen und fiskalischen Auswirkungen sind aber auch wirtschaftlich-technische Aspekte vor allem bei bestehenden Werken zu bedenken, sind doch vielfach bestehende Werke auf ein bestimmtes, in den Konzessionen festgelegtes Restwasserregime ausgelegt. Jede nachträgliche Änderung am Abflussregime muss daher zu einer betrieblich nicht mehr optimalen Bewirtschaftung der Anlagen führen.

3.4.1 Quantitative Auswirkungen

Berechnungen haben ergeben, dass die Produktionseinbussen an elektrischer Energie als Folge der Restwasserbestimmungen je nach Kraftwerkstandort und Jahreszeit zwischen 0,5 und 10% ausmachen[13]. Der Produktionsausfall im Sommer beträgt dabei ein Mehrfaches des Winterausfalls.

Messungen bei 5 Speicherkraftwerken haben ergeben, dass diese Werke ohne Restwasserabgaben im Durchschnitt 4% mehr Energie produzieren könnten. Unter der Annahme, dass dieser Wert auch dem Durchschnitt aller schweizerischen Speicherkraftwerke entspreche, ergäbe sich bei der gesamtschweizerischen Produktion an Speicherenergie von 18 575 GWh (1980) eine Reduktion von rund 800 GWh (entsprechend der Jahresproduktion des Speicherwerkes Mauvoisin/VS bzw. dem Jahresverbrauch der Stadt Genf mit rund 150 000 Einwohnern). Aufgrund dieser Berechnung hätte also jede restwasserbedingte Mindererzeugung um ein Prozent gesamtschweizerisch einen Produktionsausfall allein bei der Speicherenergie von rund 200 GWh zur Folge. Mit dieser Energiemenge – die ungefähr der mittleren Speicherproduktion des Verzasca-Kraftwerkes entspricht – liesse sich immerhin die Stadt Biel (rund 55 000 Einwohner) während eines ganzen Jahres elektrisch versorgen. Obwohl gemessen an der Gesamtenergieversorgung der 1%ige Produktionsausfall lediglich eine Reduktion des Anteils inländischer Energieträger um 0,1% bedeuten würde, so zeigt der obenerwähnte Vergleich dennoch die absolute Grössenordnung des möglichen Produktionsausfalls.

3.4.2 Auswirkungen auf den Energieversorgungsgrad

Die verminderte Ausbeutung der Wasserkraft, wie sie den Kraftwerkbetreibern durch zusätzliche Restwasserbestimmungen auferlegt würde, bedeutet für die Volkswirtschaft, dass beachtliche Verluste in Form von nicht ausgenützter Energie hingenommen werden müssten. Diese Energiemenge würde, falls sie nicht mittels neuer zusätzlicher Anlagen ersetzt wird, für die Landesversorgung fehlen; sie schwächt also in diesem Umfang die Eigenversorgungsbasis.

3.4.3 Fiskalische Auswirkungen

Die Kraftwerke wenden Jahr für Jahr beachtliche Summen für Steuern, Wasserzinsen und andere Abgaben auf. Die Wasserzinsfrage ist in Art. 49 ff. des WRG erwähnt. Dort sind unter anderem die Höchstansätze festgelegt. Die vom Kraftwerk zu entrichtenden Steuern hängen von der jeweiligen Gesetzgebung von Bund, Kantonen und Gemeinden über die Besteuerung juristischer Personen ab.

Im Geschäftsjahr 1979 betrugen die Steuern und Wasserzinsen 233 Mio Franken, das sind 5,75% der Ausgaben der Elektrizitätswerke[14]. Nutzniesser dieser Zahlungen sind in erster Linie Kantone und Gemeinden, in zweiter Linie der Bund. Zusätzlich sind in vielen Fällen die Konzessionsgemeinwesen Empfänger von Gratis- und Vorzugsenergie, welche die Kraftwerksgesellschaften aufgrund der Konzessionen zur Verfügung zu stellen haben.

Die aus der Stromgewinnung resultierenden Fiskaleinnahmen der öffentlichen Gemeinwesen werden einerseits durch die Höhe der Steuersätze, andererseits zum Teil durch die Produktionsschwankungen eines Betriebes bestimmt. Im Geschäftsjahr 1979 wurden pro hydraulisch erzeugte kWh 0,76 Rappen an Steuern und Gebühren abgezweigt. Sollten nun bei gleichbleibenden Steuersätzen die bestehenden Restwasservorschriften in dem Sinn verschärft werden, dass die Energieerzeugung um 1% gesenkt werden müsste, so hätte dies bei den öffentlichen Gemeinwesen eine Fiskaleinbusse von mindestens 1,5 Mio Franken zur Folge. Diese Fiskaleinbussen würden sich ungleich auf die bisherigen Nutzniesser verteilen.

3.4.4 Finanzielle Auswirkungen

Grundsätzlich führen strengere Restwasserbestimmungen zu einer verkleinerten Energieproduktion. Eine Mindererzeugung an Speicherenergie von 1% führt zu einem Ausfall von rund 200 GWh im Wert von derzeit etwa 15 Mio Franken, entsprechend 17 200 t Erdöläquivalenten. Dem Verbraucher steht somit weniger Energie zur Verfügung, welche anderweitig, zum Beispiel in einer anderen Wasserkraftanlage oder durch thermische Produktion mit meist höheren Gestehungskosten bereitgestellt werden muss.

Bei vorhandenen Wasserkraftanlagen ist der Energieausfall meist gemäss der bestehenden Konzession und der Rechtssprechung entschädigungspflichtig. Der grösste Teil der Kosten sind bei Wasserkraftanlagen feste Kosten. Der Gesamtaufwand wird von der Höhe der Energieproduktion nur in geringem Masse beeinflusst. Bei einer Neukonzession für eine bestehende Anlage bedeutet deshalb die Verschärfung des Restwasserregimes eine Erhöhung der Gestehungskosten pro kWh. Um keine Rentabilitätseinbusse beim Betrieb der Kraftwerkanlagen erleiden zu müssen, wird diese Erhöhung in der Regel auf die nachfolgende Stufe (Verteilgesellschaften) und letztlich auf den Endverbraucher überwälzt. Bei Neuanlagen muss von Anfang an mit höheren Gestehungskosten pro kWh gerechnet werden (oder es wird auf den Bau einer Anlage verzichtet). Damit wird landesweit ein Teuerungsimpuls ausgelöst, sind doch die Elektrizitätstarife Bestandteil des Landesindexes der Konsumentenpreise.

4. Zusammenfassung

4.1 Energiewirtschaftliche Aspekte der Schweiz

Die Energieversorgung der Schweiz ist stark vom Ausland abhängig. 1980 konnte nur rund ein Fünftel des gesamten Bruttoverbrauchs durch einheimische Energieträger gedeckt werden; von diesem Fünftel betrug der Anteil der Wasserkraft gegen 90%. Durch weiteren Ausbau kann die Produktion aus Wasserkraftanlagen noch etwas gesteigert werden, jedoch ist der zusätzliche Gewinn bedeutend kleiner als die Verbrauchszunahme an Elektrizität.

Die Wasserkraftanlagen sichern einen wichtigen Teil der Elektrizitätsversorgung; die aus ihnen gewonnene Energie wird bei Versorgungsschwierigkeiten besonders wertvoll.

4.2 Wasserkraftnutzung: Allgemeines

Um die Wasserkraft als sich stets erneuernde Energiequelle zweckmässig zu nutzen, wurden seit der Jahrhundertwende schrittweise Produktionsanlagen erstellt und ausgebaut.

Laufkraftwerke nutzen Wasser eines Fliessgewässers zu der Zeit in der es anfällt. Bei Speicherkraftwerken wird das Wasser in Stauräumen zurückbehalten, um es entsprechend dem Bedarf an elektrischer Energie (die nicht gespeichert werden kann) zu verarbeiten. Der Wasserabfluss aus Schnee- und Gletscherschmelze (Sommer) wird dadurch in die Wintermonate verlagert. Im Winter steht ein

[13] Bericht über die Restwassermengen (im Rahmen der Revision der Bundesverfassung auf dem Gebiet der Wasserwirtschaft), 1973 [14].

[14] Nur Elektrizitätswerke der allgemeinen Elektrizitätsversorgung; Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1980, 1981 [6].

grösserer Elektrizitätsbedarf kleineren natürlichen Abflussmengen gegenüber. Mit Pumpspeicherwerken wird Wasser in einen hochgelegenen Speicher gepumpt und kann von dort bei Bedarf wieder abgerufen werden. Bei diesem Vorgang der «Energieveredlung» wird keine zusätzliche Energie erzeugt, sondern lediglich Strom in Form von gespeichertem Wasser an Lager gelegt. Dabei werden Pumpen- und Reibungsverluste von rund 30% in Kauf genommen.

Die Vorarbeiten bis zum Baubeginn einer mittleren Wasserkraftanlage nehmen mindestens 6 bis 8 und mehr Jahre in Anspruch; für den Bau ist mit weiteren 4 bis 6 Jahren zu rechnen.

Ein wichtiges Kriterium für die Ausbauwürdigkeit einer Gewässerstrecke ist der Gestehungspreis der erzeugbaren Energie. Je länger je mehr tritt jedoch die Notwendigkeit der Bedarfsdeckung in den Vordergrund.

Bei der Wasserkraftnutzung handelt es sich in den meisten Fällen um Sondernutzungen öffentlicher Gewässer. Das verfügungsberechtigte Gemeinwesen entscheidet unter Abwägung aller Interessen, ob es diese Nutzung zulassen will. Stimmt es ihr zu, so hat es in einer Konzession den Umfang des Nutzungsrechtes festzulegen, ebenso die Gegenleistungen, Bedingungen und Auflagen. Ist das Recht verliehen, so gilt es im festgelegten Umfang als wohlerworben und geniesst damit einen starken Schutz. Die Dauer der Nutzungsrechte ist auf höchstens 80 Jahre begrenzt.

Die Kostenstruktur eines Wasserkraftwerkes wird von den festen Kosten (Kapitalkosten, Löhne, Unterhaltsmaterial) geprägt. Die Höhe der Produktion eines Jahres hat nur einen geringen Einfluss auf den Gesamtaufwand in diesem Jahr.

Der Strompreis wird in der Regel nur zu einem kleineren Teil durch Marktmechanismen bestimmt. Der grösste Teil der Produktion wird im angestammten Versorgungsgebiet oder aufgrund langfristiger Lieferverträge abgesetzt.

Die Nutzbarmachung der Wasserkraft bedingt grosse Bauvolumen und Investitionen, die sich auch auf andere Gebiete auswirken. Der Energieproduktion mit ihren Impulsen zugunsten der Volkswirtschaft und der Schaffung von Arbeitsplätzen stehen Eingriffe in den Wasserhaushalt, in die Landschaft und in Ökosysteme gegenüber. Bei der Interessenabwägung durch die Verleihungsbehörde werden Vor- und Nachteile gegeneinander abgewogen.

4.3 Wasserkraftnutzung: Restwasser

Jede vom Betriebswasser abgezweigte Restwassermenge bedeutet eine Verringerung der Energieproduktion einer Wasserkraftanlage und eine Erhöhung der Gestehungskosten pro kWh. Für die Deckung der Nachfrage steht weniger Energie zur Verfügung. Diese muss anderweitig, zum Beispiel in einer anderen Wasserkraftanlage oder durch thermische Produktion, mit meist höheren Gestehungskosten bereitgestellt werden.

Bei der Erteilung einer Wasserrechtskonzession legt die Konzessionsbehörde den Umfang des Nutzungsrechtes fest. Dazu gehört auch die Festlegung von Restwasserbedingungen. Letztere hat der Bewerber zu akzeptieren, will er vom Nutzungsrecht Gebrauch machen. Nach Erteilung einer Konzession wird der darin festgelegte Umfang des Nutzungsrechtes in der Regel als wohlerworbenes Recht zu gelten haben; eine nachträgliche Restwasserauflage wird somit meist nur gegen Entschädigung möglich sein. Die Erneuerung einer Konzession nach dem Ablauf wird wie eine Erstkonzession behandelt.

Restwasserbedingungen sind eindeutig zu definieren: Menge, zeitlicher Verlauf und Ort, an dem die Restwasserbedingung einzuhalten ist, sind genau festzulegen und müssen gemessen werden können.

Restwasserbedingungen bringen aber nicht nur Produktionseinbussen. Die verfügungsberechtigten Gemeinwesen haben Wasserzinsreduktionen in Kauf zu nehmen. Die Konsumenten haben höhere Stromkosten zu bezahlen. Die für grössere Betriebswassermengen gebauten Kraftwerke können im Falle nachträglicher Auflagen nicht mehr optimal betrieben werden. Längerfristig gesehen wird der ökologisch-landschaftschützerische Vorteil der Restwassermengen den Umweltbelastungen sowie den volkswirtschaftlichen Auswirkungen gegenüberzustellen sein, welche die Erzeugung der Ersatzenergie mit sich bringt. Im weiteren sind die Gelder bereitzustellen, die für die Schmälerung wohlerworbener Rechte an die Konzessionsinhaber auszurichten sind.

5. Begriffe

Arbeitspreis Preis pro kWh

Ausbauwassermenge Wassermenge, für deren Verarbeitung ein Wasserkraftwerk ausgelegt ist (auch Nutzwassermenge genannt)

Bruttoerzeugung Gesamte Erzeugung der ölthermischen Kraftwerke, der Wasserkraft- und Kernkraftwerke (auch Landeserzeugung genannt)

Bruttoenergieverbrauch Inländische Produktion von Primärenergieträgern (zum Beispiel Wasserkraft), Aussenhandel im Energiebereich, Veränderung der Lagerbestände an Primär- und Sekundärenergieträgern

Dotierwasser (l/s; m³/s) Künstlicher Wasserzuschuss (Dotierung) an der Fassungs- oder Sperrstelle, zwecks Einhaltung der vorgeschriebenen Minimalwassermenge im natürlichen Flusslauf an einer festgelegten Messstelle

Endverbrauch Verbrauch von Energie auf der Stufe des Letztverbrauchers (zum Beispiel Elektrizität, Benzin)

Erzeugungsmöglichkeit (GWh) Die mittlere Erzeugungsmöglichkeit ab Generator wird im allgemeinen aufgrund der Ausbaugrösse der Anlage und des durchschnittlichen jährlich vorhandenen Wasserzuflusses (langjährige Periode) berechnet

Gestehungskosten (Rp./kWh) Aufwand pro produzierte Kilowattstunde

Grundpreis Festpreis

GWh Gigawattstunde = 1 Million Kilowattstunden

Hochdruckanlage Wasserkraftanlage mit einer Bruttofallhöhe von über 50 m

kWh Kilowattstunde = $3{,}6 \cdot 10^6$ Joule

Landeserzeugung Siehe Bruttoerzeugung

Laufkraftwerk Wasserkraftwerk ohne eigenen Speicher, das auf die laufende Verarbeitung des jeweiligen Zuflusses angewiesen ist

Natürlicher Zufluss (m³/s) Wassermenge aus dem Einzugsgebiet, die in der Sekunde einem Querschnitt zufliesst

Nettoerzeugung Total Landeserzeugung abzüglich Speicherpumpen

Niederdruckanlage Wasserkraftanlage mit einer Bruttofallhöhe bis 50 m

Primärenergie Energie, welche keiner technischen Umsetzung unterworfen wurde

Produktionskapazität (kWh) Mögliche Produktion aufgrund der installierten Leistung

Pumpspeicherkraftwerk Wasserkraftwerk, dessen Speichervorrat ganz oder teilweise durch Pumpen bereitgestellt wird

Restwasser (l/s; m³/s) Wassermenge, die nach der Stauhaltung oder Ableitung an einer festgelegten Messstelle des natürlichen Flusslaufes noch vorhanden ist

Speicher, Speicherbecken Von Stauanlagen und dem Gelände umschlossener Raum zum Ansammeln von Wasser mit Einrichtungen zur planmässigen Entnahme für den Ausgleich zwischen Bedarf und Dargebot

Speicherkraftwerk Wasserkraftwerk mit Speicher

Speicherraum Fassungsvermögen eines Speichers

TJ Terajoule = 10^{12} Joule = 0,278 GWh

Umwälzkraftwerk Pumpspeicherkraftwerk ohne natürlichen Zufluss, lediglich Ersatz des unvermeidbaren Verlustwassers

Vorflut Möglichkeit des Wassers, mit natürlichem Gefälle oder durch künstliche Hebung abzufliessen

Wasserdargebot (m³/s) Von Natur oder künstlich einer Anlage zur Verfügung stehende Wassermenge

Wasserfracht Abflussmenge in Kubikmeter über einen bestimmten Zeitraum

Wuhrbaute Seitliche Uferverbauung bei Flussläufen

Literaturverzeichnis

[1] Schweizerische Gesamtenergiestatistik 1980; Bundesamt für Energiewirtschaft, Juni 1981; «Bulletin des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke» Nr. 12, Juni 1981

[2] *O. Krause:* Die Wasserkraft an der Schweizerischen Landesausstellung 1939 in Zürich; «Wasser- und Energiewirtschaft» Nr. 6, 1939

[3] Ausmass und Bedeutung der noch ungenutzten Schweizer Wasserkräfte; Studie Nr. 13 der Schriftreihe der Eidgenössischen Kommission für die Gesamtenergiekonzeption, Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband, 1977

[4] Schlussbericht der Eidgenössischen Kommission für die Gesamtenergiekonzeption, 1978

[5] Sechster Zehn-Werke-Bericht; Die sechs Überlandwerke Aare-Tessin AG (ATEL), Bernische Kraftwerke AG (BKW), Centralschweizerische Kraftwerke AG (CKW), Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG (EGL), SA l'Energie de l'Ouest-Suisse (EOS), Nordostschweizerische Kraftwerke AG (NOK) und die drei Stadtwerke Basel, Bern und Zürich sowie die Schweizerischen Bundesbahnen (SBB), 1979

[6] Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1980; Bundesamt für Energiewirtschaft, April 1981; «Bulletin des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke» Nr. 8, April 1981

[7] Pumpspeichermöglichkeiten in der Schweiz; Mitteilung Nr. 46 des Bundesamtes für Wasserwirtschaft, 1972

[8] Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz auf 1. Januar 1973 mit jährlichen Nachträgen; Bundesamt für Wasserwirtschaft, 1981

[9] Bericht der Eidg. Energiekommission, 1981

[10] Natürliche und durch Ableitung beeinflusste Wasserführung der schweizerischen Gewässer (Stand 1. 1. 1967); Mitteilung Nr. 45 des Bundesamtes für Wasserwirtschaft, 1968

[11] *C. Oswald:* Auswirkungen von Grossinvestitionen auf die Einkommenslage im Berggebiet; Nationales Forschungsprogramm «Regionalprobleme in der Schweiz», Projekt Nr. 251, 1980

[12] «wasser, energie, luft», Heft 11/12, November/Dezember 1979

[13] Finanz und Wirtschaft, Zürich, 1. Juli 1981

[14] Bericht über die Restwassermengen (im Rahmen der Revision der Bundesverfassung auf dem Gebiet der Wasserwirtschaft); Bundesamt für Wasserwirtschaft, 1973 (nicht veröffentlicht)

Inhaltsverzeichnis

		Seite
Vorwort		45
1.	Energiewirtschaftliche Aspekte der Schweiz	45
1.1	Energiesituation allgemein	
1.2	Bedeutung der Wasserkraft als Energieträger	
1.3	Bedeutung der Wasserkraftnutzung für die Elektrizitätsversorgung	
2.	Wasserkraftnutzung: Allgemeines	47
2.1	Die natürlichen Grundlagen der Wasserkraftnutzung	
2.2	Die technischen Grundlagen der Wasserkraftnutzung	
2.2.1	Spezifische Eigenschaften der verschiedenen Kraftwerktypen sowie ihre Bewirtschaftungsformen	
2.2.1.1	Laufkraftwerke	
2.2.1.2	Speicherkraftwerke	
2.2.1.3	Pumpspeicherkraftwerke	
2.2.2	Vereinfachte allgemeine Leistungs- und Energieberechnung	
2.2.3	Planung und Bau von Wasserkraftanlagen	
2.3	Die rechtlichen Grundlagen der Wasserkraftnutzung	49
2.3.1	Die Unterscheidung von öffentlichen und privaten Gewässern	
2.3.2	Wasserkraftnutzung als Sondernutzung eines öffentlichen Gewässers	
2.3.3	Das Verfügungsrecht über die Gewässer	
2.3.4	Die Konzession zur Nutzbarmachung von Wasserkräften	
2.3.5	Die nachträgliche Änderung von Konzessionen	
2.4	Wasserkraftnutzung und Elektrizitätswirtschaft	50
2.4.1	Produktion, Verteilung und Verbrauch	
2.4.2	Bisheriger und künftiger Verbrauch	
2.4.3	Stromkosten	
2.4.4	Stromaustausch mit dem Ausland	
2.4.5	Energiemarkt	
2.5	Die Auswirkungen der Wasserkraftnutzung	54
2.5.1	Auswirkungen auf die Natur und die Landschaft	
2.5.2	Auswirkungen innerhalb der Wasserwirtschaft	
2.5.2.1	Wassernutzungen	
2.5.2.2	Gewässer	
2.5.2.3	Hochwasserschutz	
2.5.3	Auswirkungen auf die Wirtschaft	
2.5.3.1	Regionalwirtschaft	
2.5.3.2	Industrie, Bahnen	
3.	Wasserkraftnutzung: Restwasser	56
3.1	Rechtliche Aspekte	
3.2	Festlegung und Kontrolle von Restwasserbedingungen	
3.3	Restwasserbedingungen und ihre Auswirkungen auf die Wasserkraftnutzung	
3.4	Darstellung des Restwasserproblems im Rahmen der Energiesituation und der Elektrizitätsversorgung	
3.4.1	Quantitative Auswirkungen	
3.4.2	Auswirkungen auf den Energieversorgungsgrad	
3.4.3	Fiskalische Auswirkungen	
3.4.4	Finanzielle Auswirkungen	
4.	Zusammenfassung	57
4.1	Energiewirtschaftliche Aspekte der Schweiz	
4.2	Wasserkraftnutzung: Allgemeines	
4.3	Wasserkraftnutzung: Restwasser	
5.	Begriffe	58
	Literaturverzeichnis	59

Der Bericht ist auch als Separatdruck erhältlich.

Table des matières

		page
Avant-propos		61
1.	Considérations sur l'économie énergétique de la Suisse	61
1.1	Situation générale	
1.2	Importance de l'énergie hydraulique	
1.3	Apport des forces hydrauliques à la production d'électricité	
2.	Utilisation des forces hydrauliques: généralités	63
2.1	Caractéristiques naturelles des forces hydrauliques	
2.2	Caractéristiques techniques des forces hydrauliques	
2.2.1	Spécification des différents types de centrales et de leur mode d'exploitation	
2.2.1.1	Centrales au fil de l'eau	
2.2.1.2	Centrales à accumulation	
2.2.1.3	Centrales à pompage-turbinage	
2.2.2	Calcul simplifié de la puissance et de la production d'énergie	
2.2.3	Projet et construction d'une installation hydro-électrique	
2.3	Bases juridiques de l'utilisation des forces hydrauliques	65
2.3.1	Distinction entre les eaux publiques et privées	
2.3.2	L'exploitation des forces hydrauliques considérée comme une utilisation particulière des eaux publiques	
2.3.3	Droit de disposer des eaux	
2.3.4	La concession pour l'utilisation de forces hydrauliques	
2.3.5	Modification d'une concession existante	
2.4	Utilisation des forces hydrauliques et économie électrique	66
2.4.1	Production, distribution et consommation	
2.4.2	La consommation dans le passé et à l'avenir	
2.4.3	Coûts de l'électricité	
2.4.4	Echange d'énergie avec l'étranger	
2.4.5	Marché de l'énergie	
2.5	Effets de l'utilisation des forces hydrauliques	69
2.5.1	Effets sur la nature et le paysage	
2.5.2	Effets intéressant l'économie des eaux	
2.5.2.1	Utilisations de l'eau	
2.5.2.2	Cours d'eau	
2.5.2.3	Protection contre les inondations	
2.5.3	Effets sur l'économie	
2.5.3.1	Economie régionale	
2.5.3.2	Industrie, chemins de fer	
3.	Utilisation des forces hydrauliques: débit minimum	71
3.1	Aspects juridiques	
3.2	Définition et contrôle du débit minimum	
3.3	Conditions liées au débit minimum et leurs effets sur l'utilisation des forces hydrauliques	
3.4	Le débit minimum vu dans le contexte de la situation énergétique et de l'approvisionnement en électricité	
3.4.1	Pertes sur la quantité produite	
3.4.2	Taux d'auto-approvisionnement	
3.4.3	Conséquences de nature fiscale	
3.4.4	Conséquences financières	
4.	Résumé	72
4.1	Aspects de l'approvisionnement énergétique de la Suisse	
4.2	Utilisation des forces hydrauliques: généralités	
4.3	Utilisation des forces hydrauliques: débits minimums	
5.	Terminologie	73
	Bibliographie	74

De ce rapport existent des tirés à part.

Avant-propos

Conformément à l'article 24bis de la Constitution fédérale, la Confédération a la compétence d'édicter des dispositions afin de maintenir des débits minimums convenables. En vue de travaux législatifs, un groupe de travail interdépartemental a rassemblé les documents nécessaires et préparé un catalogue des intérêts à considérer.
Dans ce cadre, l'Office fédéral de l'économie des eaux a également rédigé un rapport partiel qui traite ces problèmes en relation avec l'utilisation des forces hydrauliques et l'économie énergétique. Il contient des commentaires sur les conditions déterminantes du point de vue technique, juridique et économique et également des données expliquant dans quelles proportions les eaux de dotation réduisent la production d'énergie.
Le rapport final[1] de ce groupe de travail, publié en octobre 1982, comprend le rapport partiel susmentionné et d'autres contributions sur certains aspects du problème ainsi qu'une ébauche de législation. Ces différentes contributions ont été rédigées par les services compétents de la Confédération en recourant parfois à l'aide d'experts. Elles ne reflètent que l'opinion du service concerné.
Nous remercions l'Office fédéral de l'économie des eaux de nous avoir autorisé à publier son rapport et espérons que cela contribuera à une discussion objective de ce thème. *G.W.*

[1] Rapport final du groupe interdépartemental «eaux de restitution» (Présidence: M. le conseiller national *E. Akeret*, dr en droit). EDMZ, 3000 Berne, août 1982. Prix: fr. 34.–.

Utilisation des forces hydrauliques et problèmes relatifs aux débits minimums

Office fédéral de l'économie des eaux, Berne

Rapport rédigé par le groupe ad hoc «Utilisation des forces hydrauliques»
Office fédéral de l'économie des eaux
– *R. Chatelain, E. Knutti, A. Bracher*
Experts

– *A. Löhrer, E. Bur*	Office fédéral de l'énergie
– *E. Bucher*	Union des centrales suisses d'électricité
– *F. Foster*	Nordostschweizerische Kraftwerke AG
– *G. Weber*	Association suisse pour l'aménagement des eaux

1. Considérations sur l'économie énergétique de la Suisse

1.1 Situation générale

Durant les 50 années écoulées, la demande d'énergie en Suisse a plus que sextuplé. Une telle évolution impliquait nécessairement le recours au pétrole et à d'autres agents énergétiques tels que les combustibles nucléaires et le gaz naturel.
Si, en 1930, l'offre d'énergie brute consistait surtout en charbon (deux tiers de la consommation indigène), ce sont aujourd'hui le pétrole et ses dérivés qui en constituent l'élément essentiel (60%). Leur importance diminue depuis 1972, mais notre dépendance à cet égard reste trop grande dans l'optique de la sécurité d'approvisionnement. Si la situation s'est quelque peu améliorée, c'est surtout grâce à l'utilisation accrue du combustible nucléaire, du gaz et – depuis peu – du charbon. Pour la première fois en 1980, l'apport du nucléaire (15,9%) a été supérieur à celui de la force hydraulique (15,7%). La figure 1 donne le diagramme de la consommation d'énergie en Suisse en 1930 et en 1980, illustrant l'évolution décrite ci-dessus.

1.2 Importance de l'énergie hydraulique

Démunie de toute ressource en charbon, en pétrole et en uranium, la Suisse est obligée de tirer parti, dans des limites raisonnables, de toutes les autres possibilités qui s'offrent à elle. Les agents énergétiques indigènes couvrent à peine 20% de la consommation brute (figure 2). Parmi eux, l'énergie hydraulique occupe une place prépondérante. L'apport du bois de feu, des ordures et des déchets industriels est très secondaire. Les forces hydrauliques sont la plus propre et la plus écologique des sources d'énergie de haute vauleur. L'eau n'y est pas consommée, mais simplement mise en œuvre dans son cycle constamment renouvelé.
En 1980, la production hydro-électrique a représenté 13% de l'approvisionnement énergétique global (au niveau de la consommation finale), et 70% de la production indigène d'électricité.
Il a été calculé que la limite supérieure (purement théorique) d'exploitation de nos forces hydrauliques, atteignable avec un rendement de 100%, se situait entre 140 et 150 milliards de kWh par année[1]. Actuellement, la productibilité moyenne des centrales hydro-électriques avoisine 32 milliards de kWh/an.
Dans une étude parue en 1977[2], l'Association suisse pour l'aménagement des eaux évalue à 3–4 milliards de kWh l'accroissement de ce potentiel d'ici à la fin du siècle, compte tenu des facteurs écologiques, esthétiques, politiqes et économiques. L'hydro-électricité occupe donc une place relativement modeste dans les projets de développement de la production. La Commission fédérale de la conception globale de l'énergie (CGE) remarque, pour sa part: «La réalisation de quelques nouvelles installations à base de ‹houille blanche› (énergie hydraulique) ne résoudra pas le problème énergétique de la Suisse. Et pourtant, il faut s'efforcer de les mettre en service pour diversifier l'approvisionnement.»[3]

1.3 Apport des forces hydrauliques à la production d'électricité

La Suisse est un des rares pays au monde ayant tiré jusqu'ici des forces hydrauliques la majeure partie de sa production d'électricité. Il apparaît toutefois (tableau 1) que depuis une dizaine d'années, cet apport a tendance à diminuer, indépendamment du débit des cours d'eau. Ainsi en 1980, il a été pour la première fois inférieur à 70%, malgré des conditions hydrologiques particulièrement favorables. Les forces hydrauliques ne suffisent plus, depuis les années 60, à répondre à une demande toujours plus forte, de sorte qu'on a construit d'abord des centrales thermiques au pétrole, puis des centrales nucléaires exclusivement. En 1980, ces dernières ont fourni 28,4% de l'électri-

[1] *O. Krause:* Die Wasserkraft an der Schweizerischen Landesausstellung 1939 in Zürich, 1939 [2].

[2] Etendue et signification des forces hydrauliques suisses non encore utilisées [3].

[3] Rapport final CGE 1978, vol. I, p. 462 [4].

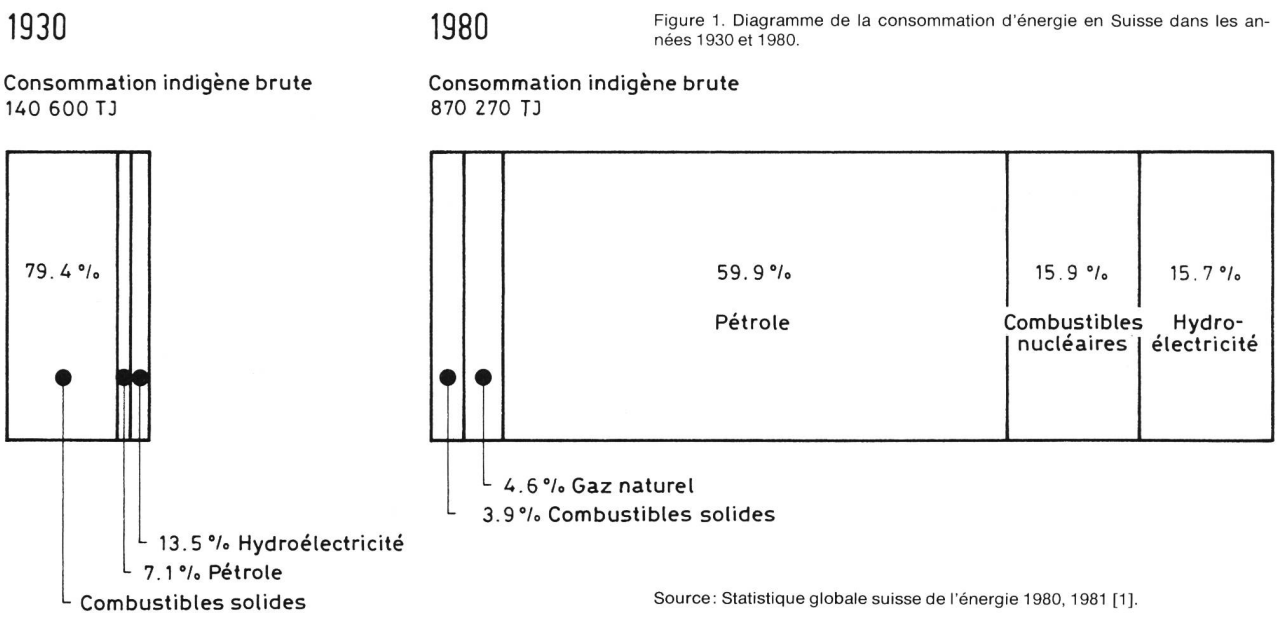


Figure 1. Diagramme de la consommation d'énergie en Suisse dans les années 1930 et 1980.

Source: Statistique globale suisse de l'énergie 1980, 1981 [1].

Tableau 1. Apport (en %) de chaque type de centrales à la production indigène d'électricité.

Année	Centrales hydrauliques	Centrales thermiques classiques	Centrales nucléaires	Total
1970	89.6	5.1	5.3	100
1971	87.3	6.9	5.8	100
1972	78.3	7.3	14.4	100
1973	77.6	6.5	15.9	100
1974	76.3	5.7	18.0	100
1975	79.0	3.8	17.2	100
1976	73.4	5.7	20.9	100
1977	79.1	4.1	16.8	100
1978	76.8	4.3	18.9	100
1979	71.0	4.3	24.7	100
1980	69.6	2.0	28.4	100

Source: Statistique suisse de l'électricité 1980, 1981 [6].

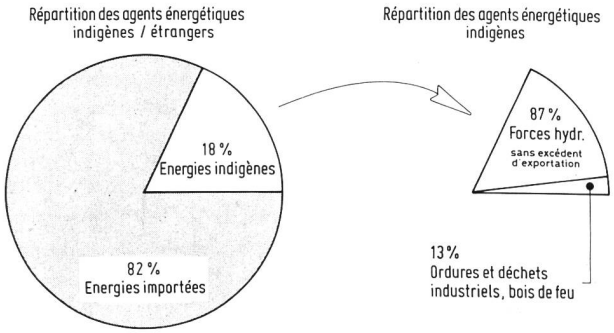
cité produite en Suisse[4]. A défaut d'occuper une place prépondérante dans l'ensemble de l'approvisionnement en énergie, les sources indigènes d'électricité sont du moins, aujourd'hui encore, deux fois plus productives que la technique nucléaire. Les centrales thermiques classiques n'ont assuré en 1980 que 2% de la production totale d'électricité. Bien que les forces hydrauliques aient perdu une bonne partie de leur importance, elles restent l'un des piliers de notre approvisionnement en électricité, avec un apport de plus de 50% dans la décennie qui vient. Le sixième Rapport des Dix[5] prévoit la répartition suivante en 1990: forces hydrauliques 57%, énergie nucléaire 39%, pétrole 4%.

La signification respective des centrales au fil de l'eau et à accumulation, décrites sous chiffre 2.2.1, ressort de la figure 3 (diagramme de charge de la production et de la consommation durant un jour ouvrable de l'hiver et de l'été). Les centrales au fil de l'eau ainsi que les usines thermiques produisent de l'énergie en ruban, couvrant la demande de base. Les premières assurent 45% de la production hydro-électrique totale.

Les centrales à accumulation se caractérisent par leur forte puissance installée et leur souplesse, deux qualités qui permettent de produire à bref délai de grandes quantités d'énergie destinée à couvrir surtout les pointes journalières de la demande. En dehors des heures de pointe, ces installations sont souvent arrêtées. Les coûts de produc-

[4] Statistique suisse de l'électricité 1980, 1981 [6].

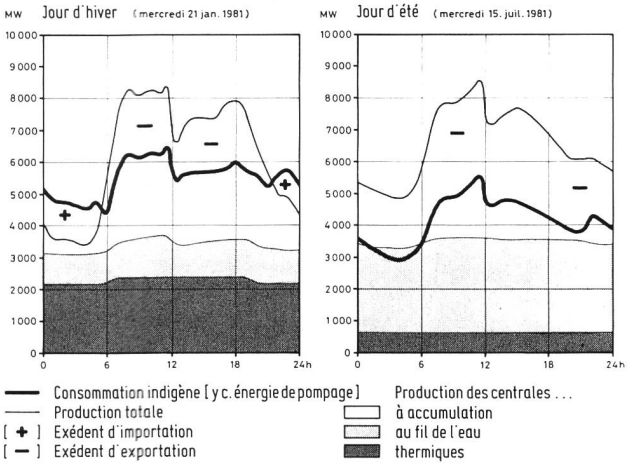
Figure 2. Consommation brute d'énergie en 1980 [870 270 TJ].



Source: Statistique suisse de l'énergie 1980, 1981 [1].

[5] Sixième Rapport des Dix, 1979 [5].

Figure 3. Diagramme de charge de la production et de la consommation.



tion de l'énergie qu'elles fournissent, normalement à midi et le soir, sont en général plus élevés que pour la charge de base. Il s'agit en effet d'équipements dont les capacités ne sont utilisées que sporadiquement. Ces centrales assurent 55% de la production hydro-électrique totale.
La demande d'électricité évolue au gré des heures et des saisons. La production est irrégulière aussi, car elle repose pour une bonne part sur des forces hydrauliques tributaires des conditions météorologiques. Un approvisionnement sûr et avantageux implique donc une certaine adaptation réciproque de la production et de la consommation (figure 3).

2. *Utilisation des forces hydrauliques: généralités*

2.1 Caractéristiques naturelles des forces hydrauliques

L'utilisation des forces hydrauliques est tributaire des conditions météorologiques et hydrologiques. La Suisse étant située dans une zone au climat tempéré, l'essentiel des précipitations se produit au printemps et en été. D'une année à l'autre, leur volume varie. Les torrents des hautes Alpes ont généralement leur niveau le plus bas en février et leur plus fort débit au mois de juin (fonte des neiges). La majeure partie du bassin versant des grands cours d'eau se situant dans les Alpes, leur débit se modifie largement en fonction de celui des torrents. Il sera donc moins important en hiver qu'en été, quoiqu'une certaine compensation intervienne par la présence des lacs et leur régulation partielle, ainsi que par les bassins d'accumulation artificiels. Les débits évoluent au gré des conditions climatiques selon l'heure, le jour ou le mois. Certains cours d'eau connaissent des périodes de sécheresse absolue. Les conditions décrites ainsi que les grandes différences de hauteur des chutes (de quelques mètres à beaucoup plus de 1000 mètres) impliquent le recours à des techniques très diverses pour tirer parti au maximum des forces hydrauliques disponibles.

2.2 Caractéristiques techniques des forces hydrauliques

2.2.1 Spécification des différents types de centrales et de leur mode d'exploitation

Les centrales au fil de l'eau tirent parti du débit jusqu'à un niveau donné (débit équipé ou débit maximal utilisable). L'eau qui arrive en sus passe par-dessus la retenue, inutilisée. Si le débit naturel est très irrégulier par suite des conditions climatiques et géographiques, le stockage permet la compensation sur une période limitée. En conséquence, on distingue les centrales à accumulation et au fil de l'eau. Ces dernières n'ont pas ou presque pas de possibilités de stockage. Elles tirent donc parti essentiellement du débit naturel. Les centrales à accumulation disposent d'un bassin permettant la régulation du débit naturel en fonction des besoins.

2.2.1.1 Centrales au fil de l'eau

La centrale au fil de l'eau (figure 4), le plus souvent une installation à basse chute, est le type de centrale hydraulique le plus ancien. Jusqu'à concurrence du débit équipé, l'eau est amenée par une chute, pouvant atteindre une cinquantaine de mètres, aux turbines qui actionnent les génératrices. Etant donné ce principe de fonctionnement, la production dépend toujours du débit du cours d'eau, dont les variations ne passent pas inaperçues. Les centrales au fil de l'eau sont généralement des installations fluviales.

2.2.1.2 Centrales à accumulation

Les centrales à accumulation (figure 5), le plus souvent des installations à haute chute, comprennent également les centrales à pompage-turbinage. Un barrage leur permet de retenir l'eau de fonte des neiges et des glaciers en période de forts débits (été), pour alimenter les turbines lorsque la demande est la plus forte (hiver) par le truchement de conduites forcées et de puits blindés qui constituent une chute généralement importante. Elles forment en même temps une première protection contre les inondations, tout en assurant un débit relativement régulier aux centrales au fil de l'eau situées en aval. L'électricité étant impossible à stocker, les lacs d'accumulation situés en altitude représentent une importante réserve d'énergie, destinée avant tout à couvrir les besoins du pays en hiver

Figure 4. Centrale au fil de l'eau.

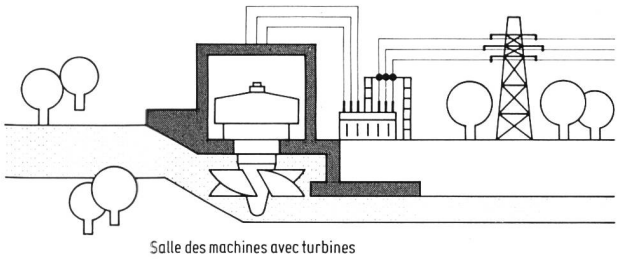


Figure 5. Centrale à accumulation.

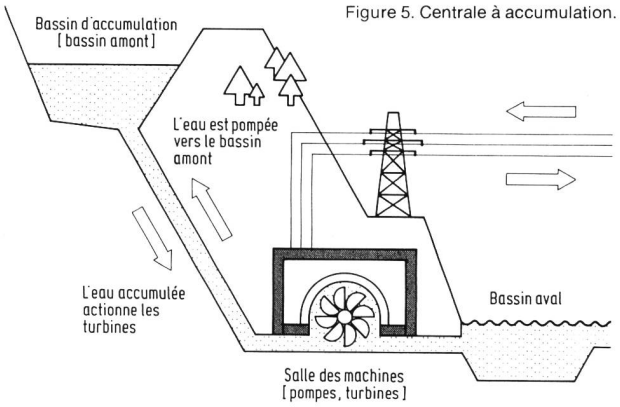
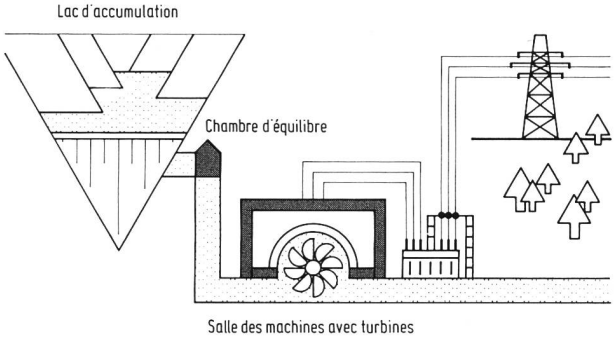


Figure 6. Centrale à pompage-turbinage.



et à pallier les dérangements dans d'autres unités de production.

Les centrales à accumulation avec pompage, dites centrales à pompage-turbinage, se caractérisent par le fait qu'en période de faible demande, elles utilisent l'énergie produite par d'autres unités en charge de base pour propulser de l'eau dans des bassins situés en amont, constituant ainsi une réserve pour les périodes de forte demande. Souvent, des pompes permettent également d'élargir le bassin versant d'un lac d'accumulation en soutirant l'eau d'une vallée voisine.

2.2.1.3 Centrales à pompage-turbinage

Les centrales à pompage-turbinage (figure 6) – le plus souvent des installations à haute chute – sont quelquefois des installations combinées. Celles-ci tirent parti non seulement de l'eau élevée par pompage, mais aussi de l'écoulement naturel dans le bassin d'accumulation. Elles méritent leur nom lorsque cet écoulement dépasse un certain volume par rapport à celui de l'eau turbinée[6]. La centrale à pompage-turbinage emprunte de l'énergie produite ailleurs pour pomper de l'eau captée dans un cours d'eau, un lac ou un bassin d'accumulation jusqu'à un bassin plus élevé, d'où elle reviendra aux turbines en période de plus forte demande. Ce mécanisme ne produit donc pas d'énergie, mais il permet d'en constituer une réserve sous forme liquide. Les pertes (pompage, turbinage et frottement) avoisinent 30%. Elles sont partiellement compensées par la valeur plus élevée de l'énergie stockée. Il peut s'agir d'un cycle saisonnier ou au contraire d'un stockage de brève durée, avec vidange hebdomadaire, voire quotidienne. Dans ce dernier cas, le pompage a généralement lieu de nuit, en alternance avec la production de jour. Si l'installation dispose d'un bassin inférieur et d'un bassin supérieur, elle ne nécessite qu'un apport d'eau minimal. Le liquide fait la navette entre les deux bassins, et il suffit de compenser les pertes imputables à l'infiltration et à l'évaporation. Une telle installation est dite de repompage. Toutes les usines à accumulation permettent d'adapter la production aux besoins. Combinées entre elles, les trois sortes de centrales décrites offrent des possibilités quasi idéales.

2.2.2 Calcul simplifié de la puissance et de la production d'énergie

La puissance approximative des centrales au fil de l'eau et à accumulation se calcule selon les indications du tableau 2.

L'énergie correspond au travail fourni. Elle est exprimée en kWh (tableau 3).

[6] Possibilités d'accumulation par pompage en Suisse, 1972, p. 10 [7].

Dans les centrales à accumulation, 1 m³ d'eau tombant de 450 m (hauteur de chute nette) représente environ 1 kWh.

2.2.3 Projet et construction d'une installation hydro-électrique

Il faut distinguer de prime abord les facteurs liés au projet et ceux qui ne le sont pas. Parmi les premiers, mentionnons avant tout le volume des apports, la hauteur de chute, ainsi que les conditions géologiques et topographiques. Ces éléments déterminent dans une large mesure les coûts spécifiques de la réalisation. L'intérêt d'un projet de centrale au fil de l'eau dépend aussi des variations saisonnières du débit et de la fréquence des basses eaux. Pour une centrale à accumulation, c'est moins le rythme des apports que leur volume total qui importe. Pour le déterminer, il faut connaître l'ensemble des affluents. Ceux-ci comprennent les écoulements naturels proprement dits (affluent naturel), auxquels peuvent s'ajouter des captages supplémentaires et de l'eau de repompage. Il convient de soustraire de ce volume l'eau nécessaire aux dotations et aux purges, ainsi que les fuites, les déversements et l'évaporation, le tout premier de ces éléments étant le principal. Les facteurs à prendre en considération, indépendamment du projet, sont les taux d'intérêt des capitaux à longue

Tableau 2. Approximation de la puissance des centrales au fil de l'eau et des centrales à accumulation.

Centrales au fil de l'eau	Centrales à accumulation
1. Définitions	**1. Définitions**
Q = Volume d'eau par unité de temps [m³/s]	V = Volume utile du bassin par an [m³]
H_N = Hauteur de chute nette [m]	H_N = Hauteur de chute nette * [m]
H_{Br} = Hauteur de chute brute [m]	H_{Br} = Hauteur de chute brute * [m]
η = Rendement total [–]	η = Rendement total [–]
η_T = Rendement turbine [–]	η_T = Rendement turbine [–]
η_G = Rendement génératrice [–]	η_G = Rendement génératrice [–]
η_{Tr} = Rendement transformateur [–]	η_{Tr} = Rendement transformateur [–]
	T = Temps de fonctionnement par an [s]
γ_w = Poids spécifique eau [kg/m³]	γ_w = Poids spécifique eau [kg/m³]
L_N = Puissance nette [kW]	L_N = Puissance nette [kW]
2. Calcul	**2. Calcul**
$L_N = \gamma_w \cdot Q \cdot H_N \cdot \eta$	$L_N = \gamma_w \cdot Q_A \cdot H_N \cdot \eta$
$= 1000 \cdot Q \cdot H_N \cdot \eta$ $[\frac{kg}{m^3} \cdot \frac{m^3}{s} \cdot m \cdot -]$	$= 1000 \cdot \frac{V}{T} \cdot H_N \cdot \eta$ $[\frac{kg}{m^3} \cdot \frac{m^3}{s} \cdot m \cdot -]$
$= 1000 \cdot Q \cdot H_N \cdot \eta$ $[\frac{kgm}{s}]$	$= 1000 \cdot \frac{V}{T} \cdot H_N \cdot \eta$ $[\frac{kgm}{s}]$
$= \frac{1000}{75 \cdot 1.36} \cdot Q \cdot H_N \cdot \eta$ [kW]	$= \frac{1000}{75 \cdot 1.36} \cdot \frac{V}{T} \cdot H_N \cdot \eta$ [kW]
$= 9.81 \cdot Q \cdot H_N \cdot \eta$ [kW]	$= 9.81 \cdot \frac{V}{T} \cdot H_N \cdot \eta$ [kW]
3. Règle approximative	**3. Règle approximative**
$\eta_T \approx 0.92$, $\eta_G \approx 0.96$, $\eta_{Tr} \approx 0.98$ $\Big\}$ $\eta = \eta_T \cdot \eta_G \cdot \eta_{Tr} \approx 0.86$	$\eta_T \approx 0.92$, $\eta_G \approx 0.96$, $\eta_{Tr} \approx 0.98$ $\Big\}$ $\eta = \eta_T \cdot \eta_G \cdot \eta_{Tr} \approx 0.86$
$L_N \approx 8 \cdot Q \cdot H_N$ [kW]	$L_N \approx 8 \cdot \frac{V}{T} \cdot H_N$ [kW]
$H_N \approx H_{Br}$	$H_N \approx 0.95 \cdot H_{Br}$
	$T \approx 1500$ heures (durée idéale)

* (centre de gravité)

Tableau 3. Approximation de la production d'énergie des centrales au fil de l'eau et des centrales à accumulation.

Centrales au fil de l'eau	Centrales à accumulation
E = Energie [kWh]	E = Energie [kWh]
$E = \int L_N dt$	$E = \int L_N dt$
$E = \int 9.81 \cdot Q \cdot H_N \cdot \eta \cdot dt$ [kWh]	$E = 9.81 \cdot \frac{V}{3600} \cdot H_N \cdot \eta$ [kWh]
	$= 0.00272 \cdot V \cdot H_N \cdot \eta$ [kWh]
	(= production annuelle d'énergie)

échéance, la tendance à la dévaluation de la monnaie, l'évolution des coûts des autres agents énergétiques, le climat politique, pour ne citer que les principaux.
La planification d'une installation hydro-électrique comporte différentes phases avant d'aboutir à la réalisation. Schématiquement, la démarche est la suivante:
- esquisse générale du projet pour en évaluer les avantages;
- collecte des données fondamentales de nature hydrologique, topographique, géologique;
- projet pour la demande de concession;
- demande de concession avec négociation, mise à l'enquête et délai de recours;
- (octroi de la concession);
- projet de construction pour la décision de construire et les différentes procédures d'autorisation;
- (octroi de différentes autorisations);
- préparation des documents de soumission et enfin
- projet détaillé (se poursuit pendant la réalisation).

Plusieurs années s'écouleront jusqu'à la mise en chantier. Actuellement, il faut compter plus de 6 à 8 ans pour une centrale de moyenne dimension. La construction s'étendra à son tour sur 4 à 6 années. Selon sa durée, les coûts de planification, de direction du chantier, de rémunération des capitaux, de taxe, etc. atteindront 30 à 40% du montant à investir pour les seuls travaux de construction et les machines.
L'opportunité d'une telle entreprise est une notion en constante évolution. Le principal critère envisagé par le passé était le coût de production, compte tenu de la qualité de l'énergie. La mise en place d'un équipement nouveau renchérit parallèlement à la construction en général, de sorte que la comparaison avec des réalisations anciennes ne joue que si l'on tient compte de cet élément. Au surplus, le facteur coûts paraît devoir perdre de son importance à l'avenir, au profit de la couverture des besoins. Par ailleurs, il faut considérer l'évolution des autres agents énergétiques, de leurs coûts de production et de leur disponibilité. Le prix de l'hydro-électricité est fortement tributaire aussi des conditions faites à la centrale en matière de débits réservés. Bref, tous ces critères permettent d'évaluer l'opportunité d'une installation, mais non de la calculer. C'est à celui qui envisage de la réaliser qu'il appartient de décider s'il veut consentir aux investissements nécessaires. Dans l'affirmative, il y a tout lieu de passer aux actes.

2.3 Bases juridiques de l'utilisation des forces hydrauliques

Au niveau fédéral, les dispositions essentielles sont contenues dans l'article 24bis de la Constitution et dans la loi du 22 décembre 1916 sur l'utilisation des forces hydrauliques (LFH). La législation cantonale complète ces dispositions-cadres.

2.3.1 Distinction entre les eaux publiques et privées

Le droit suisse connaît des eaux publiques et des eaux privées. Aux termes de l'article 664, 2e alinéa, du Code civil suisse, les eaux sont réputées publiques lorsque leur propriété privée n'est pas établie. C'est ce qui se passe dans la majorité des cas, notamment pour les cours d'eau et lacs d'une certaine importance. Faute d'avoir éliminé la propriété privée, le législateur a dû en tenir compte et prévoir dans la LFH les dispositions nécessaires pour assurer à la Confédération son droit de haute surveillance dans ce domaine. En revanche, l'utilisation des eaux privées est régie par le droit civil. De son côté, la LFH est surtout axée sur l'utilisation des eaux publiques, à juste titre.

2.3.2 L'exploitation des forces hydrauliques considérée comme une utilisation particulière des eaux publiques

Dans l'usage des biens publics, on distingue entre l'usage commun, l'usage commun accru et l'utilisation particulière. Le premier de ces termes s'applique lorsque l'utilisation peut être tolérée sans restriction, du fait de sa faible emprise.
On parle d'usage commun accru lorsqu'il n'y a pas lieu d'y donner accès à un nombre illimité de personnes, quoique l'emprise reste modeste. Enfin, il y a utilisation particulière quand, l'accès étant autorisé à un petit nombre, tous les autres en sont exclus.
A cette gradation correspond l'intensité croissante du contrôle exercé par les pouvoirs publics. L'usage commun est ouvert à tous, sans distinction. Les autorités n'interviennent qu'en cas de perturbation, c'est-à-dire après coup. Dans l'usage commun accru, le contrôle préventif est de règle. L'utilisation est donc admise, mais elle requiert une autorisation de police préalable qui lui permet d'éliminer d'emblée les effets indésirables. Enfin, l'utilisation particulière n'entre en ligne de compte qu'après que l'autorité en a octroyé le droit.
Manifestement, l'exploitation des forces hydrauliques constitue une utilisation particulière des eaux. C'est pourquoi la LFH règle de façon plus détaillée la procédure d'octroi ainsi que le contenu de la concession et ses effets.

2.3.3 Droit de disposer des eaux

A son article 24bis, 3e alinéa, la Constitution stipule que le droit de disposer des eaux relève normalement de la compétence des cantons. Il incombe à la législation cantonale de définir dans chaque cas la collectivité au niveau du canton pouvant exercer ce droit. C'est à cette dernière qu'il appartiendra de décider s'il y a lieu d'accepter une utilisation particulière des eaux, telle que l'exploitation des forces hydrauliques.
Cette acceptation peut revêtir des formes très différentes, selon que le futur utilisateur est la collectivité elle-même, une autre collectivité ou un tiers, un particulier. Il s'agit le plus souvent d'une concession, conformément à la LFH, car la plubart des centrales hydro-électriques sont construites et exploitées par des entreprises organisées selon le droit privé.
Dans des cas spéciaux, la Confédération dispose de certaines attributions qu'il convient de mentionner en passant. C'est elle qui décide de l'octroi ou de l'exercice des droits, lorsque les rapports internationaux sont touchés. Il en va de même pour les rapports intercantonaux, lorsque les cantons ne parviennent pas à un accord. Enfin, la Confédération est habilitée à requérir les eaux pour les besoins de ses entreprises de transport (CFF, PTT).

2.3.4 La concession pour l'utilisation de forces hydrauliques

Une concession d'utilisation de forces hydrauliques est un acte administratif, résultant de la décision d'une autorité. Celle-ci n'est pas libre. Elle est liée à la Constitution et à la loi (principe de légalité) et, de manière générale, à la défense de l'intérêt public. L'utilisation d'une force hydraulique touchant des intérêts très divers, l'autorité doit en tenir compte en rendant sa décision.
Dans une installation hydro-électrique, nombre d'éléments de détail imposent un choix. Toute solution comporte des avantages et des inconvénients, tant pour l'autorité concédante que pour le concessionnaire. C'est pourquoi, il est

d'usage de fixer les modalités exactes dans des négociations entre les deux parties. Cet aspect contractuel fait partie intégrante de la concession de droits d'eau.
Il s'agit avant tout de fixer l'étendue des droits octroyés. Les éléments essentiels en sont la hauteur de chute et le débit. D'autre part, il faut fixer les contre-prestations que le concessionnaire doit fournir, par exemple, les redevances hydrauliques, l'énergie gratuite ou à un prix préférentiel, le droit de retour. Enfin, la concession contient encore d'autres charges et conditions.
Le bénéficiaire détient alors le droit d'utiliser les eaux selon les termes de la concession. Il s'agit d'un droit acquis, qui ne peut être retiré ou restreint que dans l'intérêt public et moyennant une indemnité pleine et entière. Le Tribunal fédéral protège fortement les droits acquis, même en cas de modification de la loi. Il les assimile en quelque sorte au droit de propriété, garanti en vertu de l'article 22ter de la Constitution. Il tient également compte du fait que le droit acquis ne repose pas seulement sur des normes légales, mais qu'il a été explicitement octroyé par l'autorité. Ainsi se dessinent les limites de la protection dont il bénéficie: tant que la concession reproduit le contenu des prescriptions sans vouloir le fixer en l'espèce, il n'y a pas de garantie ni, par conséquent, de protection particulière. Toute modification de ces prescriptions s'appliquera également au concessionnaire. A vrai dire, il est souvent difficile de déterminer après coup si une disposition ne fait que reproduire une prescription ou si elle constitue une garantie particulière.
Selon l'article 58, 1er alinéa LFH, la durée d'une concession pour l'utilisation des forces hydrauliques est limitée à 80 ans au maximum. Une durée inférieure peut être admise, mais elle entrave l'amortissement des investissements, généralement élevés. Une concession échue peut être renouvelée, mais seules les collectivités sont habilitées à l'exiger. Juridiquement, c'est une opération équivalant à une nouvelle concession.

2.3.5 Modification d'une concession existante

Le concessionnaire étant considéré comme jouissant d'un droit acquis, il en résulte qu'une modification souhaitée unilatéralement par la collectivité n'entre en ligne de compte que là où la concession se borne à reproduire des dispositions légales, sans garantie particulière en l'espèce. Au surplus, toute modification implique l'accord de la collectivité et du concessionnaire sur les nouvelles conditions.

2.4 Utilisation des forces hydrauliques et économie électrique

2.4.1 Production, distribution et consommation

En 1980, les centrales hydro-électriques suisses ont produit 33 542 GWh bruts (au fil de l'eau: 14 967 GWh, accumulation: 18 575 GWh). Si l'on admet que les 1531 GWh consommés par les pompes d'accumulation proviennent de cette même énergie hydraulique, la production nette a atteint 32 011 GWh. Il convient de relever que 1980 a connu des conditions hydrologiques très favorables.
La production effective dépend de la capacité des centrales. A la fin de 1980, 435 installations hydro-électriques d'une puissance supérieure à 300 kW étaient en service. Leur puissance totale avoisine 11 400 MW. Elles sont en mesure de produire en moyenne 32 000 GWh par année. La figure 7 donne un aperçu de la répartition géographique des principales d'entre elles et de leur productibilité. Deux tiers de la puissance installée se situent dans les cantons de montagne que sont Uri, les Grisons, le Tessin et le Valais (tableau 4). Ces cantons produisent aussi les deux tiers de l'électricité hydraulique suisse. Il apparaît donc que les centrales hydrauliques alpines jouent un rôle déterminant dans notre approvisionnement en électricité.
Le cheminement de l'électricité de la production au consommateur est illustré à la figure 8. Il passe par les stations suivantes:

1 Centrale – des génératrices actionnées par les turbines produisent le courant. Différentes sociétés productrices se partagent généralement les risques d'une grande centrale (société de partenaires).
2 Transformateur – accroît la tension généralement à 220 ou 380 kV afin de tirer parti de la capacité des lignes de transport.
3 Réseau d'interconnexion – ce réseau à très haute tension relie les équipements de production (centrales) aux centres de consommation.
4 Sous-station – réduit la tension généralement à 50 ou 16 kV.
5 Lignes à moyenne tension.
6 Station transformatrice dans les villages et quartiers – amène le courant à la tension ordinaire de 220/380 volts.

La figure 9 représente la production nette ainsi que la répartition entre le semestre d'hiver et celui d'été. Les valeurs indiquées pour 1990 se fondent sur la productibilité moyenne des installations actuelles, y compris la centrale nucléaire en construction de Leibstadt et l'électricité importée représentant la participation suisse aux centrales nucléaires françaises de Fessenheim 1 et 2 et de Bugey 2 et 3. La figure indique aussi l'ampleur des variations imputables à l'hydrologie ainsi que l'apport d'une grande installation thermique (centrale nucléaire de Gösgen ou de Leibstadt). Dans des conditions défavorables, la production hivernale peut n'atteindre que 24 000 GWh (5% de probabilité), et même moins dans des cas extrêmes.

2.4.2 La consommation dans le passé et à l'avenir

La figure 10 présente la consommation finale de 1960 à 1980. Les valeurs prévues par la Commission fédérale de l'énergie (CFE) pour 1990 y ont également été portées. La capacité de production atteindra alors 27 800 GWh durant le semestre d'hiver (moyenne). Si les débits sont inférieurs à la moyenne ou qu'une centrale d'une certaine importance tombe en panne, la sécurité d'approvisionnement ne pourra plus être assurée dès la fin des années 80, sans une extension des installations productrices.
La figure 11 donne la répartition relative de la consommation d'électricité pour les années 1960, 1970 et 1980.
En 1980, la consommation moyenne en Suisse a atteint 5500 kWh par personne.

2.4.3 Coûts de l'électricité

Si la consommation d'électricité est plus forte pendant le semestre d'hiver, il n'en va pas de même de la productibilité des usines hydrauliques, qui baisse pendant la mauvaise saison.
Les excédents de la production d'électricité surviennent essentiellement durant le semestre d'été. Liés aux conditions météorologiques et au débit des cours d'eau, ils ont un caractère nettement aléatoire. De même, la mise en service d'une grande installation productrice entraîne des excédents pendant quelques années, soit jusqu'à ce que la consommation ait crû dans les mêmes proportions. Le produit de la vente d'excédents fortuits ou limités dans le

Figure 7. Usines et groupes d'usines hydro-électriques de la Suisse. Productibilité annuelle moyenne (usines supérieures à 20 millions de kWh). Etat 1981.

Source: Office fédéral pour l'économie des eaux, 1981 [8].

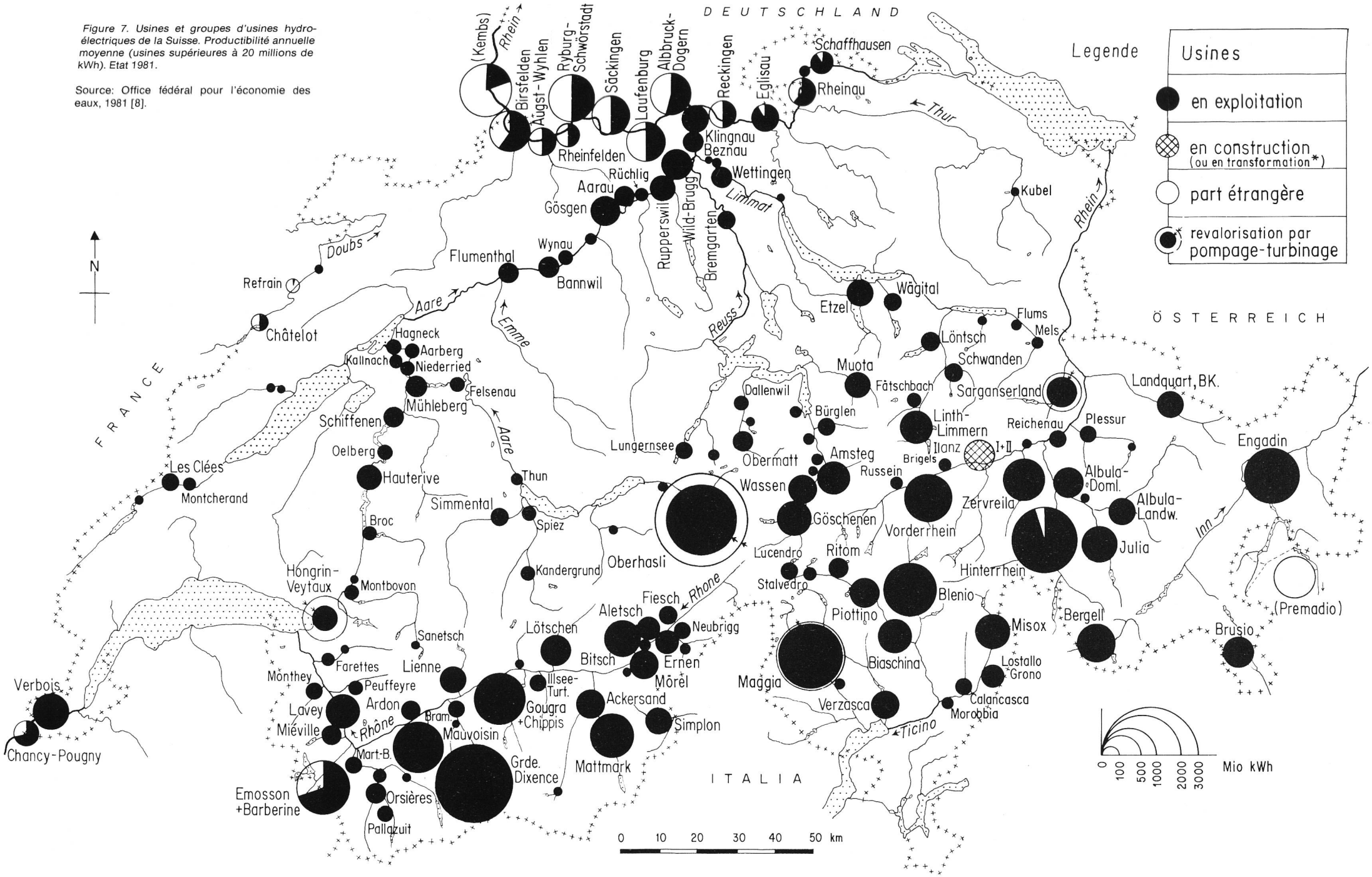


Tableau 4. Apport des cantons de montagne à notre approvisionnement en électricité en 1981.

Canton	Usines	Puissance maximale aux bornes de la génératrice		Productibilité annuelle moyenne	
	Nombre	MW	%	GWh	%
Uri	17	369.3	3	1 316.7	4
Grisons	70	2 372.3	21	6 776.5	21
Tessin	26	1 446.4	13	3 637.2	11
Valais	71	3 303.6	29	8 586.3	27
Suisse	435	11 407.0	100	31 887.0	100

Source: Office fédéral de l'économie des eaux, 1981 [8].

Figure 8. De la centrale au consommateur, le cheminement de l'électricité.

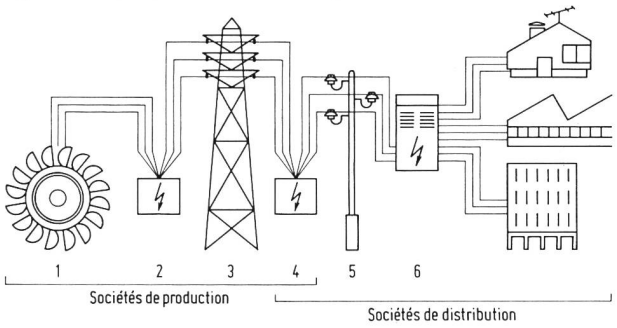
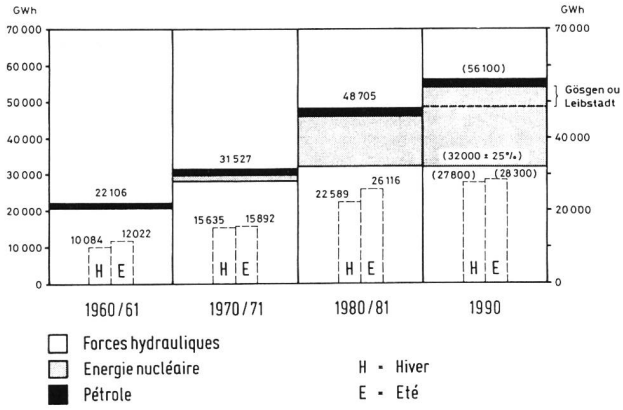
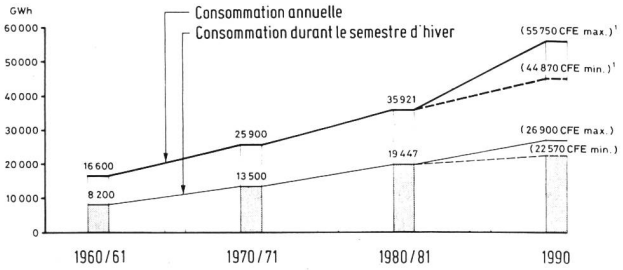


Figure 9. Production nette et répartition semestre d'hiver/semestre d'été.



Source: Statistique suisse de l'électricité 1980, 1981 [6] et Sixième Rapport des Dix, 1979 [5].

Figure 10. Evolution de la consommation finale d'électricité.



Source: Statistique suisse de l'électricité 1980, 1981 [6] et Rapport CFE, 1981 [9].

¹ Ces valeurs, qui ne figurent pas directement dans le rapport, ont été calculées.

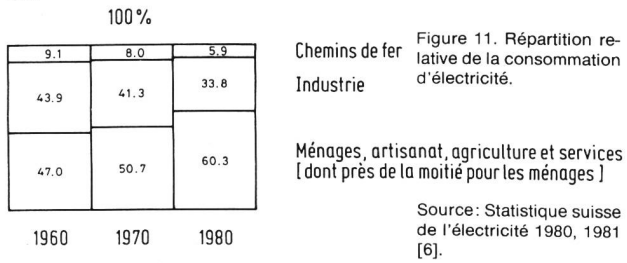


Figure 11. Répartition relative de la consommation d'électricité.

Source: Statistique suisse de l'électricité 1980, 1981 [6].

temps est plutôt modeste. Il n'en contribue pas moins à couvrir les coûts de production, fixes dans leur majeure partie.

La clé de répartition donnée ci-après se fonde sur des moyennes ou sur des cas isolés et n'a qu'une valeur indicative. Dans la pratique, de sensibles différences sont possibles.

Le prix de vente de l'électricité facturé aux ménages comporte grossièrement:

⅓ de coûts de production proprement dits

⅓ de coûts de transport, y compris sous-station et postes de couplage

⅓ de coûts de distribution, y compris relevé et administration.

Dans une usine hydro-électrique, seule une faible partie des coûts dépend de la production. Les coûts fixes, frais de capitaux (intérêts, amortissements), salaires, matériel d'entretien, prédominent nettement. En cas de pertes de production, les coûts fixes restent à peu près inchangés, de sorte que c'est le coût du kWh qui augmente.

Les coûts de production varient fortement d'une centrale à l'autre. Les facteurs déterminants en sont d'abord les caractéristiques locales, la technique appliquée et la conception de l'installation (charge de base, moyenne ou de pointe); à cela, s'ajoute la date de construction (taux d'intérêt, renchérissement, etc.). C'est la raison pour laquelle la comparaison des coûts de production d'une centrale à une autre peut aboutir à des conclusions erronées. Incontestablement, les unités récemment édifiées produisent beaucoup plus cher.

La figure 12 donne un aperçu de la structure des coûts de production dans différents types de centrales. La figure 13 montre le rôle que joue le type d'équipement, pour une centrale à accumulation et pour une centrale nucléaire.

Comme l'indique la figure 12, les coûts fixes (c'est-à-dire indépendants du volume de production et de consommation) prédominent dans les centrales hydrauliques. Par ailleurs, les coûts de distribution ont quasiment le caractère de coûts fixes: abstraction faite de l'extension du réseau (nouveaux raccordements), ils ne sont tributaires de la consommation que par les pertes de transport.

Il en résulte qu'un tarif à deux éléments est généralement appliqué en Suisse. Il se compose d'une taxe de base (ou taxe d'abonnement, ou encore taxe de puissance pour les usagers importants), destinée à couvrir une part, au moins, des coûts fixes – et d'un prix du kilowattheure, ou taxe d'énergie.

Ce second élément comprend souvent un haut tarif, appliqué de jour, et un bas tarif pendant les périodes de moindre consommation.

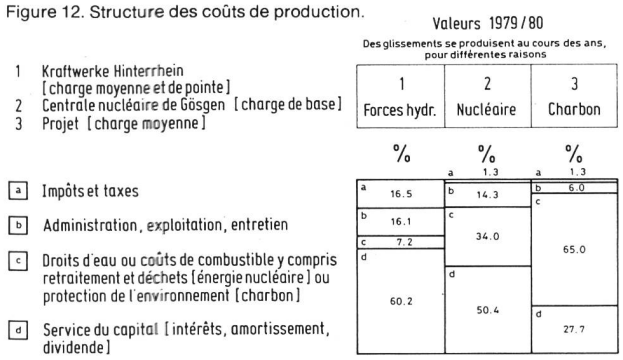
Bien que le prix du kilowattheure varie en fonction de la consommation, ce système n'est pas véritablement dégressif. Il vise à répartir le plus équitablement possible les coûts effectifs, encore que la taxe d'abonnement des ménages ne couvre généralement qu'une faible partie des coûts fixes et constitue par conséquent un élément social non négligeable.

2.4.4 Echange d'énergie avec l'étranger

Le réseau européen d'interconnexion, auquel la Suisse est rattachée, permet l'échange d'électricité d'un pays à l'autre. Les compagnies suisses se voient souvent reprocher d'exporter de grandes quantités d'électricité tout en demandant l'autorisation d'édifier de nouvelles centrales. Leur attitude n'est contradictoire qu'en apparence. Pour disposer de suffisamment d'électricité lorsque les conditions se détériorent, il est nécessaire de construire à

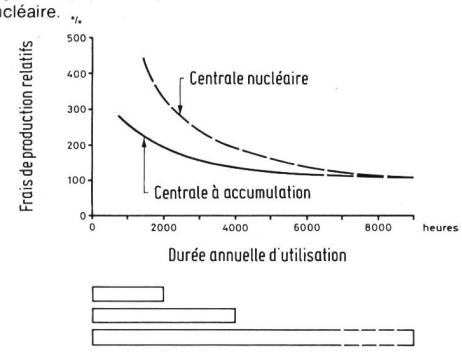
l'avance les centrales correspondant à la consommation prévue dans le pays. Il n'est pas contesté que si les conditions restent moyennes, voire bonnes, ces installations produisent pendant quelques années au-delà des besoins du pays.
L'apport important des forces hydrauliques, tributaire des conditions météorologiques, fait qu'il ne faut s'attendre à une production moyenne qu'une année sur deux. Une sécurité d'approvisionnement plus élevée implique des capacités moyennes de production supérieures aux besoins du pays. Des importations massives n'entrent pas en ligne de compte, car l'étranger est confronté également à des problèmes de ce genre.
Or, la sécurité d'approvisionnement a pour corollaire des excédents d'exportation, les installations productrices ne devant pas être sous-utilisées en cas de conditions favorables et en-dehors des heures de pointe. La bonne utilisation des capacités contribue à réduire les coûts de production, ce dont le consommateur profite. Par ailleurs, l'électricité exportée permet de réduire, à l'étranger, la consommation de pétrole et de charbon, réduisant d'autant la pollution de l'air. Les gros excédents d'exportation, tels que celui de 1980 résultent notamment de ce que la production s'accroît de manière discontinue, avec un bond en avant chaque fois qu'une centrale d'une certaine importance (Gösgen, par exemple) est mise en service.
Par ailleurs, un excédent d'importation peut se produire pendant la période difficile de l'hiver, en dépit de la sécurité d'approvisionnement réalisée (décembre 1980 par exemple). Notre politique d'approvisionnement ne profite donc pas uniquement aux pays étrangers.
L'exportation de l'énergie produite dans des centrales hydrauliques et nucléaires n'est possible que si la Confédération délivre une autorisation. Celle-ci est accordée seulement lorsqu'on prévoit que le pays n'aura pas besoin de cette énergie pendant la période en question. L'autorisation peut être révoquée en cas de nécessité.

Figure 12. Structure des coûts de production.



Source: Rapports de gestion.

Figure 13. Effet du type d'équipement pour une centrale à accumulation et pour une centrale nucléaire.



Source: Rapport final CGE, 1978 [4].

Le pompage permet quelquefois de limiter l'exportation d'électricité, en constituant des réserves en période de faible charge, utilisables par la suite comme énergie de pointe. Cette technique onéreuse ne saurait cependant se généraliser, faute d'installations en suffisance et de sites adéquats.

2.4.5 Marché de l'énergie

La majeure partie de l'électricité produite est destinée à répondre à des obligations contractuelles de fourniture à long terme ou à couvrir les besoins d'une région spécifique. Il n'existe un véritable marché de l'énergie que pour les capacités excédentaires et la surproduction occasionnelle. Les collectivités publiques sont fortement représentées, tant dans les sociétés de production que dans celles de distribution. Leur objectif principal est d'assurer des fournitures sûres et avantageuses à des conditions fixes. En cas de pénurie, l'énergie de pointe doit néanmoins être payée d'un prix particulièrement élevé.

2.5 Effets de l'utilisation des forces hydrauliques

Des investissements énormes ont été consacrés depuis 80 ans à l'exploitation des forces hydrauliques. Des constructions aux dimensions imposantes ont ainsi été réalisées dans des régions généralement reculées. Dans les pages qui suivent, nous allons examiner les effets connexes, tant positifs que négatifs, de ces investissements. Les effets négatifs sont des inconvénients dont il faut s'accommoder pour notre approvisionnement en énergie.

2.5.1 Effets sur la nature et le paysage

Les interventions de l'homme dans le débit des cours d'eau, les modifications apportées au paysage et à la topographie ne datent pas d'hier. Nos vallées alpines ont été plus ou moins soumises à ces influences dès leur occupation. Contre les inondations, les torrents ont été endigués, des bassins de retenue construits. Des pare-avalanches protègent les bâtiments, les voies de communication et les forêts. Le défrichage a précédé l'exploitation du sol, laissant son empreinte sur de vastes étendues de végétation. A cela s'est ajoutée, ces dernières années, une intense activité pour le développement des infrastructures jusque dans des régions reculées. L'essor du tourisme est à ce prix.
La mise en œuvre des forces hydrauliques n'est que l'une des nombreuses formes d'exploitation de notre pays qui porte atteinte au paysage. Les effets en sont relativement modérés.

2.5.2 Effets intéressant l'économie des eaux

2.5.2.1 Utilisations de l'eau

En Suisse, le principal aspect à considérer, outre l'exploitation des eaux, est la protection contre les dégâts qu'elles commettent. Il est rare que la préférence soit donnée à de véritables équipements combinés, susceptibles de satisfaire simultanément à d'autres besoins que ceux de l'utilisation des forces hydrauliques: économie des eaux (approvisionnement en eau potable et industrielle, régulation de la nappe phréatique), défense contre les eaux (endiguement de torrents, consolidation de lits), ouvrages liés à des voies navigables, irrigation, drainage. Il n'en reste pas moins que les centrales hydrauliques engendrent bien souvent des effets positifs dans certains de ces secteurs. De plus, les lacs d'accumulation offrent de nouvelles zones de détente.

2.5.2.2 Cours d'eau

Les centrales hydrauliques ne consomment ni ne polluent l'eau. Elles restituent le débit initial, qui peut être réutilisé à d'autres fins en aval. Sur 42 000 km de cours d'eau que compte la Suisse, 2000 km seulement se trouvent sensiblement diminués par l'utilisation qui en est faite[7]. On entend par là que le volume de leurs eaux est réduit d'au moins 20% par année. Il ne saurait donc être question d'exploiter «jusqu'à la dernière goutte» du «moindre ruisseau», pas plus que de condamner toutes nos eaux à s'accumuler derrière des barrages ou à s'écouler dans des galeries.
En cas d'exploitation, les affluents situés en aval du captage ou du barrage conservent généralement leur caractère d'origine. Ils remplissent une fonction importante en atténuant l'atteinte portée au cours d'eau exploité.
Connaissant les inconvénients liés à l'utilisation des eaux, nous en oublions bien souvent les avantages de l'électrification très poussée de notre pays, qui n'a été possible que grâce à la mise en œuvre des forces hydrauliques. L'eau retenue dans les bassins d'accumulation pendant les périodes de pluie améliore très sensiblement les débits en saison sèche.

2.5.2.3 Protection contre les inondations

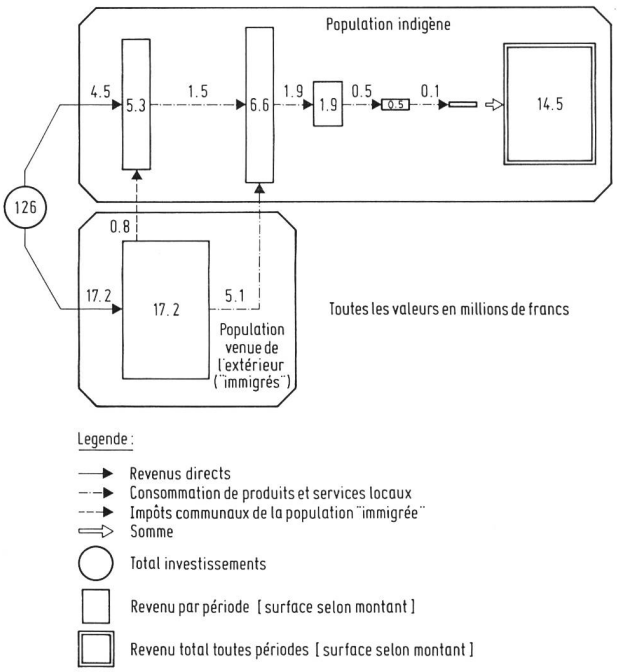
De manière générale, l'exploitation des forces hydrauliques réduit le risque d'inondation. De plus, le niveau supérieur des lacs naturels situés en aval des bassins d'accumulation se trouve normalement diminué, autre avantage. Grâce aux bassins d'accumulation, les débits naturels des cours d'eau situés en aval sont plus faibles l'été, plus importants l'hiver. Pour le Rhin à Bâle, par exemple, la différence est de l'ordre de 100 m^3/s en plus ou en moins, selon la saison, ce dont la navigation profite aussi.

2.5.3 Effets sur l'économie

2.5.3.1 Economie régionale

La construction de centrales hydrauliques a souvent contribué à une relance économique des régions de montagne. Des montants non négligeables ont été ainsi investis non seulement dans les transports et le tourisme, mais aussi dans l'économie énergétique et en particulier dans l'utilisation des forces hydrauliques, ce qui a entraîné la création de postes de travail. Au surplus, les importants avantages financiers concédés aux communes dont relèvent les cours d'eau exploités ont vraisemblablement été le facteur qui leur a permis d'entreprendre des réalisations importantes à leur niveau. Dans une étude se rattachant aux programmes nationaux de recherche[8], *C. Oswald* cite l'exemple de la société des forces motrices Albula-Landwasser pour montrer dans quelle large mesure une région a profité de la construction et de l'exploitation d'un tel équipement. Des revenus supplémentaires se montant à 14,5 mio de francs (11,5% du coût de construction) y ont été perçus. Un tiers de cette somme, lié directement à des travaux de construction, est allé à la population (salaires, bénéfices, etc.) et aux communes (taxes de concession, produit de l'impôt des travailleurs «immigrés»). Le solde résulte de l'apport des biens de consommation destinés aux personnes occupées à la construction (figure 14).
Il ressort de cette même étude que les régions les plus faibles économiquement profitent le plus de l'implantation d'une centrale. Il apparaît que la région citée a vu la situation de l'emploi et le revenu moyen s'améliorer rapidement, le dépeuplement se ralentir (avec accroissement de la population par endroits) et les finances communales s'améliorer. En outre, sur le plan des infrastructures, le chantier impliquait plusieurs réalisations qui furent par la suite cédées gratuitement à la population (développement du réseau routier, meilleur approvisionnement en électricité et en eau potable, installations d'épuration des eaux). Comme le souligne le rapport Oswald ([11], p. 69), la construction de la centrale n'a pas été seulement un coup de fouet donné à l'économie locale; à son tour, la phase d'exploitation a amélioré les revenus et elle exercera encore longtemps à l'avenir cet effet bénéfique, décisif pour le développement de la vallée. Rappelons qu'à part les salaires des employés et les impôts communaux, toute centrale verse chaque année, dans la région où elle est implantée, des montants substantiels au titre de droits d'eau et de dividende garanti sur le capital. En outre, la population en profite par la fourniture d'énergie gratuite ou à des conditions de faveur, cela à divers titres. Enfin, le droit de retour fait qu'une fois la concession échue, la majeure partie des installations est transférée, gratuitement et libre de charges, pour moitié aux communes concernées et pour moitié au canton.
Grâce à cette manne, les communes ont pu réaliser avec dynamisme leurs propres projets d'infrastructure (écoles, églises, bibliothèques, réfection de bâtiment, etc.). Pour reprendre les conclusions du rapport précité ([11], p. 70), il apparaît que les investissements liés à la centrale ont fortement stimulé le développement économique de cette région de montagne, fournissant un apport décisif à l'amélioration de ses conditions de vie.
Une enquête faite en 1979, auprès des centrales hydroélectriques des Grisons, complétée par des données et évaluations des services administratifs, montre incontestablement que ces équipements revêtent une grande importance, tant pour le canton que pour les communes, sur les

Figure 14. Accroissement total des revenus engendré par les centrales Albula-Landwasser.



Source: *C. Oswald:* Auswirkungen von Grossinvestitionen auf die Einkommenslage im Berggebiet, 1980 [11].

[7] Débits naturels des cours d'eau suisses et leurs débits modifiés par suite de dérivation (état au 1-1-67), 1968 [10].

[8] *C. Oswald:* Auswirkungen von Grossinvestitionen . . ., 1980 [11].

plans économique, énergétique et financier[9]. L'émigration de la population des villages de montagne s'accompagne du recul des surfaces exploitées en cultures et en forêts. Leur retour à l'état de friche constitue une véritable dégradation. Pour éviter que la population déserte ces zones, l'amélioration de son niveau de vie est indispensable. L'exploitation des forces hydrauliques fournit une contribution non négligeable à l'objectif supérieur de l'aide aux régions de montagne et, par voie de conséquence, à la protection du paysage.

2.5.3.2 Industrie, chemins de fer

Les grands consommateurs industriels ainsi que les chemins de fer peuvent s'assurer leurs fournitures d'électricité en devenant propriétaires de centrales, en y participant ou en s'associant à de grandes entreprises nationales, comme l'ont fait récemment les industries chimiques bâloises[10]. En 1980, 10% de l'électricité produite en Suisse provenait de centrales relevant de l'industrie ou des chemins de fer. Les forces hydrauliques y jouent un rôle prépondérant, car elles ont fourni près de 90% de cette énergie, contre un peu plus de 10% d'origine thermique.
L'électricité ainsi produite en régie est avant tout destinée à couvrir les besoins propres, c'est-à-dire ceux de la production industrielle et du transport ferroviaire. Quelques entreprises ont toutefois un créneau dans l'approvisionnement général, soit qu'elles disposent de leur propre zone de vente directe aux ménages, soit qu'elles passent par un revendeur.

3. Utilisation des forces hydrauliques: débit minimum

3.1 Aspects juridiques

La portée juridique du problème du débit minimum (également «eau de restitution») diffère selon qu'il s'agit d'une concession nouvelle ou existante. Le renouvellement est assimilable à l'octroi d'une nouvelle concession.
Lors de l'octroi, il convient de rappeler que le requérant ne peut pas exiger qu'il soit fait droit à sa requête. De son côté, l'autorité est tenue de décider en fonction de l'intérêt public. Si la concession est octroyée, elle doit préciser l'ampleur du droit d'utilisation en indiquant le débit auquel il correspond. Si ce droit est limité par l'institution d'un débit minimum, celui-ci doit y être précisé aussi.
Avec l'octroi de la concession, la situation juridique change. Le droit d'utilisation, dont l'ampleur est fixée dans cet acte, prend la valeur d'un droit acquis. Celui-ci se fonde non seulement sur l'article 43 de la loi fédérale sur l'utilisation des forces hydrauliques (LFH), mais aussi, indépendamment de cette disposition, sur des principes constitutionnels (garantie de la propriété, bonne foi). Il est toujours possible de fixer après coup un débit minimum restreignant l'ampleur du droit d'utilisation. Cela suppose toutefois que soit prouvé un intérêt public justifiant que l'on revienne sur l'évaluation antérieure des intérêts en jeu. De plus, la limitation du droit d'utilisation mérite indemnité.

3.2 Définition et contrôle du débit minimum

Le débit minimum doit être défini sans aucune équivoque, quels que soient les critères et les contraintes pris en compte. Le débit peut être mesuré, il doit donc être réglable et contrôlable.
Il faut également fixer de manière parfaitement claire le lieu où le débit minimum intervient. Il convient de tenir compte des affluents en aval du point de captage ou du barrage pour calculer le débit minimum du cours d'eau exploité. Ce serait négliger ce facteur que de définir le débit minimum au pied d'un barrage (eau de dotation). Ce simple exemple montre bien l'importance du lieu où cet engagement doit être tenu. Il illustre aussi les difficultés qu'il peut y avoir à régler et à contrôler le débit minimum. Il convient de mentionner à ce propos les captages supplémentaires, parfois situés dans des régions reculées, difficiles d'accès. Quoi qu'il en soit, il importe de faire en sorte que le réglage et le contrôle puissent intervenir de manière sûre. En fixant le débit minimum, il faut tenir compte de la situation initiale et en particulier du niveau des basses eaux avant l'implantation d'une centrale.

3.3 Conditions liées au débit minimum et leurs effets sur l'utilisation des forces hydrauliques

La question du débit minimum joue certainement un rôle important toutes les fois qu'il y a dérivation d'une partie d'un cours d'eau: cela ne s'applique pas seulement aux forces hydrauliques. Il faut en effet considérer le point de vue des pêcheurs, le besoin d'un débit minimum pour évacuer les alluvions, la baisse éventuelle de la nappe phréatique, etc. Rappelons toutefois que le débit minimum n'est pas la seule solution à envisager et qu'il faut étudier aussi, par exemple, la construction de stations d'épuration des eaux (ou leur agrandissement) et la mise en place d'ouvrages auxiliaires.
Fondamentalement, les exigences relatives au débit minimum peuvent répondre à des préoccupations diverses, notamment:
- d'autres utilisations, telles que la pêche, l'irrigation, l'approvisionnement en eau potable, des centrales existantes, la navigation;
- le niveau de la nappe phréatique (agriculture, eau potable);
- la protection du paysage;
- la dilution des eaux usées.

L'ampleur du débit minimum, facteur essentiel d'une éventuelle production d'énergie, n'est pas seule en cause. Il faut définir aussi son écoulement dans le temps (régime). Les possibilités suivantes peuvent être envisagées:
- un régime constant (fixe ou variable en fonction du débit);
- un régime saisonnier (fixe ou variable en fonction du débit);
- un régime limité à certains jours (fixe ou variable en fonction du débit);
- un régime limité à certaines heures (constant ou variable en fonction du débit);

L'écoulement variable peut se référer au débit du cours d'eau utilisé, mesuré en amont du captage, ou à celui d'un cours d'eau comparable.
En principe, tout débit minimum diminue la production énergétique. Ce facteur dépend fortement des conditions propres à la centrale considérée; son calcul est généralement difficile et souvent aléatoire.

3.4 Le débit minimum vu dans le contexte de la situation énergétique et de l'approvisionnement en électricité

Pour l'utilisateur, le débit minimum pose un certain nombre de problèmes de nature économique, politique et fiscale.

[9] «wasser, energie, luft – eau, énergie, air», 1979 [12].

[10] «Finanz und Wirtschaft», 1981 [13].

Chaque kWh non produit du fait de cette obligation accroît le coût spécifique de production. Si le prix de vente reste stable, il en résulte une réduction de la rentabilité de la centrale. Il est vrai qu'en général, c'est le consommateur qui supporte cette charge accrue. Dans tous les cas, les collectivités concédantes voient diminuer leur recette (droits d'eau). Outre ces effets financiers, il faut considérer les aspects technico-économiques de la question. Les centrales existantes ont souvent été conçues en fonction d'un certain débit minimum, dont le régime est fixé dans la concession. Toute modification ultérieure de cette valeur entraîne inéluctablement une exploitation qui n'est plus optimale.

3.4.1 Pertes sur la quantité produite

Des analyses ont montré que les dispositions relatives au débit minimum entraînent une perte de production atteignant 0,5% à 10% selon l'emplacement et la saison[11]. La proportion est beaucoup plus élevée en été qu'en hiver.
Des mesures faites dans cinq centrales à accumulation, il ressort que celles-ci pourraient produire en moyenne 4% de plus, n'étaient les débits minimums. Si on admet que ce chiffre correspond à l'ensemble des installations similaires en Suisse, il faut constater que leur production totale (18 575 GWh en 1980) se trouve réduite de 800 GWh, soit de la production annuelle de Mauvoisin ou de l'équivalent de la consommation de la ville de Genève, avec ses 150 000 habitants. De manière encore plus générale, «réserver» 1 pour cent du débit de l'ensemble des centrales suisses à accumulation, c'est réduire leur production de 200 GWh par année, soit du rendement moyen de l'usine de Verzasca, ou encore de la consommation d'électricité de la ville de Bienne (55 000 habitants). Il n'est pas sans intérêt de concrétiser cette perte, alors même qu'elle ne représente que 0,1 % de l'apport des énergies indigènes.

3.4.2 Taux d'auto-approvisionnement

Réduire la productivité des forces hydrauliques en imposant aux exploitants des centrales des exigences plus élevées quant au débit minimum, c'est infliger à l'économie nationale une perte non négligeable (ressources inexploitées). A défaut d'installations nouvelles, l'énergie non produite devrait être importée. L'auto-approvisionnement du pays s'en trouverait réduit d'autant.

3.4.3 Conséquences de nature fiscale

Chaque année, les centrales consacrent des sommes importantes au paiement des impôts, droits d'eau et autres taxes. Les droits d'eau sont mentionnés aux articles 49 ss LFH, qui fixent notamment les taux maximaux. La fiscalité applicable à chaque cas dépend de la législation fédérale, cantonale et communale sur l'imposition des personnes morales.
Durant l'année comptable 1979, les impôts et droits d'eau versés ont atteint 233 mio de francs, soit 5,75% des dépenses des centrales[12]. Cantons et communes en sont les principaux bénéficiaires, puis la Confédération. A cela s'ajoute souvent la fourniture d'énergie gratuite ou à un tarif préférentiel, imposée par la concession, au bénéfice de la commune qui l'octroie.
Les collectivités publiques perçoivent sur la production d'électricité des recettes fiscales déterminées d'une part par le taux de l'impôt, de l'autre par la production, plus ou moins élevée selon la période. Durant l'année comptable 1979, ces impôts et taxes ont représenté 0,76 ct. par kWh produit. Si des prescriptions renforcées quant au débit minimum entraînaient le recul de la production de 1%, les taux d'imposition restant les mêmes, les collectivités publiques perdraient au moins 1,5 million de francs de recettes fiscales, cette perte se répartissant inégalement entre elles.

3.4.4 Conséquences financières

En principe, des dispositions renforcées sur les débits minimums entraînent un recul de la production d'énergie. Une diminution de 1% de la production par accumulation représente la perte de 200 GWh, valant actuellement quelque 15 mio de francs et qui correspondent à 17 200 t d'équivalent-pétrole. Cette énergie devra être produite ailleurs, que ce soit dans une autre installation hydro-électrique ou dans une usine thermique, avec des coûts de production généralement plus élevés.
En règle générale, la concession et la jurisprudence prévoient un dédommagement pour les pertes de cette nature. Dans une usine hydro-électrique, les coûts fixes prédominent. Les frais globaux ne sont que faiblement tributaires du volume de la production. C'est pourquoi des dispositions plus strictes quant au débit minimum, imposées par une nouvelle concession à une centrale existante, renchérissent le kWh produit. Afin de ne pas porter préjudice à l'exploitation, ce renchérissement est généralement reporté au niveau suivant (société distributrice) et finalement sur le consommateur. Dans le cas d'une nouvelle centrale, il faut prévoir d'emblée des coûts de production plus élevés au kWh (à moins que le projet soit abandonné). Les tarifs d'électricité étant une composante de l'indice des prix à la consommation, leur renchérissement se reporte inévitablement sur la spirale des prix.

4. Résumé

4.1 Aspects de l'approvisionnement énergétique de la Suisse

L'approvisionnement en énergie de la Suisse est très fortement dépendant de l'étranger. En 1980, seul ⅕ environ de la consommation brute globale a pu être couvert par des agents énergétiques indigènes; les forces hydrauliques y ont participé pour environ 90%. La production des usines hydro-électriques pourra encore être augmentée quelque peu par des aménagements supplémentaires, mais le gain ainsi réalisé sera bien inférieur à l'accroissement de la consommation en électricité.
Les aménagements hydro-électriques assurent ainsi une part importante de l'alimentation en électricité; l'énergie obtenue grâce à eux est très utile lors de difficultés d'approvisionnement.

4.2 Utilisation des forces hydrauliques: généralités

Pour utiliser de façon rationnelle la force hydraulique, source d'énergie sans cesse renouvelée, des unités de production furent construites ou aménagées par étapes dès le début du siècle.
Les usines au fil de l'eau utilisent l'eau d'une rivière au moment de son écoulement. Dans le cas des usines à accumulation, l'eau est stockée dans des retenues afin d'être utilisée suivant les besoins en énergie électrique (qui ne peut pas être accumulée). Comme la demande en électricité est forte et les débits naturels faibles en hiver, les eaux provenant de la fonte des neiges et des glaciers (été) sont

[11] Rapport concernant les débits minimums, 1973 [14].

[12] Seulement pour les centrales assurant l'approvisionnement général; source: Statistique suisse de l'électricité 1980, 1981 [6].

stockées en altitude jusqu'aux mois d'hiver. Avec les installations d'accumulation par pompage, l'eau est pompée dans une retenue située à un niveau supérieur et peut être à nouveau turbinée lorsque la demande en énergie augmente. Lors de cette opération «d'ennoblissement de l'énergie», on ne produit pas une énergie supplémentaire, il s'agit simplement du stockage d'électricité sous forme d'eau. Il faut cependant compter avec une perte d'énergie d'environ 30% due aux pompes et au frottement dans les conduites.

Les travaux préparatoires avant le début des travaux de construction d'un aménagement hydro-électrique de moyenne importance prennent au moins 6 à 8 ans voire plus; pour la construction, 4 à 6 ans sont nécessaires.

Un critère important pour juger de la possibilité d'aménager une section de cours d'eau est le prix de revient de l'énergie productible. Mais de plus en plus, la couverture des besoins énergétiques devient prioritaire.

Par utilisation des forces hydrauliques, on entend dans la plupart des cas des utilisations particulières de cours d'eau publics. La communauté disposant de la force détermine, après pesée de tous les intérêts en présence, si le droit d'utilisation peut être accordé. Si c'est le cas, elle doit alors fixer l'étendue de ce droit dans une concession, ainsi que les contre-prestations, conditions et charges. Lorsque le droit est concédé, il est considéré dans l'étendue fixée comme acquis et jouit ainsi d'une forte protection. La durée d'un tel droit ne peut excéder 80 ans.

Dans la structure des coûts d'un aménagement hydro-électrique, les coûts fixes (intérêts du capital, salaires, matériel d'entretien) sont déterminants. Le niveau de la production au cours d'une année n'a qu'une influence minime sur les dépenses annuelles globales.

En règle générale, le prix de l'électricité est très peu soumis aux mécanismes du marché. La plus grande partie de la production est soit fournie directement à la région où elle est produite soit livrée ailleurs sur la base de contrats de longue durée. L'utilisation d'une force hydraulique exige des constructions et des investissements importants qui ont également des répercussions sur d'autres secteurs. Si la production d'énergie favorise d'un côté l'économie et la création de places de travail, elle implique d'un autre côté des interventions dans le régime des eaux, le paysage et l'écosystème. Lors de l'examen des intérêts en présence, l'autorité concédante doit peser les avantages et les inconvénients.

4.3 Utilisation des forces hydrauliques: débits minimums

Tout débit minimum soustrait à l'exploitation signifie une diminution de la production d'énergie d'une usine hydro-électrique et une augmentation du prix de revient du kWh. Il y aura moins d'énergie pour satisfaire la demande. Celle-là devra être produite par une autre usine, hydro-électrique ou thermique, à un prix de revient plus élevé la plupart du temps.

Lors de l'octroi d'une concession de droit d'eau, l'autorité concédante fixe l'étendue du droit d'utilisation. Il lui appartient également de fixer les débits minimums. Ces derniers doivent être acceptés par le requérant, s'il veut faire usage du droit d'utilisation. Après l'octroi d'une concession, l'étendue fixée du droit d'utilisation est considérée en général comme un droit acquis; une condition supplémentaire concernant les débits minimums ne sera alors possible que contre dédommagement. Le renouvellement d'une concession à son échéance est traité comme une concession initiale.

Les conditions concernant les débits minimums: quantité, durée et lieu où ces conditions doivent être respectées, sont à fixer clairement et doivent être mesurables. les débits minimums n'entraînent pas seulement des diminutions de production. Les communautés disposant de la force doivent compter avec une réduction des redevances, les consommateurs avec une augmentation du prix de l'électricité. Lorsque des conditions ultérieures sont imposées, les aménagements hydro-électriques dimensionnés pour des capacités plus grandes ne peuvent plus être exploités de façon optimale. A longue échéance, il faudra mettre en balance d'un côté les avantages qu'apportent les débits minimums à l'écologie et au paysage et de l'autre les atteintes à l'environement et les conséquences économiques qu'entraîne la production de l'énergie de remplacement. Il faut, en outre, mettre à disposition les fonds qui permettront d'indemniser le concessionnaire pour la restriction apportée à ses droits acquis.

5. Terminologie

Apports d'eau (m^3/s) Eau mise à disposition d'un aménagement naturellement ou artificiellement

Bassin d'accumulation Endroit fermé par un barrage et le terrain, pour l'accumulation d'eau avec des installations de captage pour la compensation entre les besoins et les apports

Capacité d'accumulation Le volume d'eau total que le réservoir peut contenir entre le niveau du fond et le niveau le plus haut admis pour l'exploitation

Capacité d'écoulement Possibilité de l'eau de s'écouler grâce à une pente naturelle ou à une élévation artificielle

Capacité de production (kWh) Production possible en fonction de la puissance installée

Centrale/Usine à accumulation Aménagement hydro-électrique avec bassin d'accumulation

Centrale/Usine au fil de l'eau Aménagement hydro-électrique sans bassin d'accumulation propre; doit utiliser le débit réel

Centrale/Usine à pompage-turbinage Aménagement hydro-électrique dont l'accumulation est constituée en tout ou en partie par des pompes

Centrale/Usine à repompage Aménagement à pompage-turbinage sans apport naturel, seulement compensation des pertes inévitables

Consommation brute d'énergie Production indigène des agents énergétiques primaires (p.ex. force hydraulique), importation (moins l'exportation) de l'énergie, variation des stocks des agents énergétiques primaires et secondaires

Consommation finale Consommation d'énergie au niveau du consommateur (p.ex. électricité, essence)

Coûts de production (ct./kWh) Frais par kWh produit

Débit équipé Débit d'eau qu'un aménagement hydro-électrique peut utiliser (également nommé débit maximal utilisable)

Débit naturel (ou apports naturels) (m^3/s) Volume d'eau qui s'écoule durant une seconde en un point donné

Débit minimum (l/s; m^3/s) Débit encore disponible à un point fixé du cours d'eau naturel après une rétention ou une dérivation

Eau de dotation (l/s; m³/s) Apport d'eau artificiel (dotation) à l'endroit de la prise ou du barrage pour le maintien du débit minimum prescrit dans le cours d'eau naturel à un point donné

Energie primaire Energie qui n'a subi aucune transformation technique

GWh Gigawattheure = 1 mio de kWh

Installation à basse chute Aménagement hydro-électrique avec une hauteur de chute brute jusqu'à 50 m

Installation à haute chute Aménagement hydro-électrique avec une hauteur de chute brute de plus de 50 m

kWh Kilowattheure = $3{,}6 \cdot 10^6$ joule

Ouvrages d'endiguement Construction en rive sur un cours d'eau

Productibilité La productibilité moyenne aux bornes du générateur est calculée généralement sur la base de la capacité d'absorption des ouvrages et du débit annuel moyen disponible (longue période)

Production brute Production totale des centrales thermiques, hydrauliques et nucléaires (également nommée production nationale)

Production nationale Voir production brute

Production nette Production nationale totale moins les pompes d'accumulation

Taxe de base Prix fixe

Taxe d'énergie Prix du kWh

TJ Térajoule = 10^{12} joule = 0,278 mio de kWh

Volume d'eau écoulé Débit en m³ dans une certaine période

Bibliographie

[1] Statistique globale suisse de l'énergie 1980; Office fédéral de l'énergie, juin 1981; «bulletin de l'Union des centrales suisses d'électricité», no 12, juin 1981

[2] *O. Krause:* Die Wasserkraft an der Schweizerischen Landesausstellung 1939 in Zürich; «Wasser- und Energiewirtschaft», no 6, 1939

[3] Etendue et signification des forces hydrauliques suisses non encore utilisées; étude no 13 de la Commission fédérale de la conception globale de l'énergie, Association suisse pour l'aménagement des eaux, 1977

[4] Rapport final de la Commission de la conception globale de l'énergie, 1978

[5] Sixième Rapport des Dix; les six entreprises Aar et Tessin SA d'Electricité (ATEL), Forces Motrices Bernoises SA (FMB), Centralschweizerische Kraftwerke AG (CKW), Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg AG (EGL), SA l'Energie de l'Ouest-Suisse (EOS), Nordostschweizerische Kraftwerke AG (NOK) ainsi que les trois services urbains de Bâle, Berne et Zurich et les Chemins de fer fédéraux (CFF), 1979

[6] Statistique suisse de l'électricité 1980; Office fédéral de l'énergie, avril 1981; «bulletin de l'Union des centrales suisses d'électricité», no 8, avril 1980

[7] Possibilités d'accumulation par pompage en Suisse; communication no 46 de l'Office fédéral de l'économie des eaux, 1972

[8] Statistique des usines hydro-électriques de la Suisse au 1-1-1973 avec compléments annuels; Office fédéral de l'économie des eaux, 1981

[9] Rapport de la Commission fédérale de l'énergie, 1981

[10] Débits naturels des cours d'eau suisses et leurs débits modifiés par suite de dérivation (état au 1-1-1967); communication no 45 de l'Office fédéral de l'économie des eaux, 1968

[11] *C. Oswald:* Auswirkungen von Grossinvestitionen auf die Einkommenslage im Berggebiet; programme national de recherches «Problèmes régionaux en Suisse», projet no 251, 1980

[12] «wasser, energie, lufft – eau, énergie, air», fascicule no 11/12, 1979

[13] «Finanz und Wirtschaft», Zurich, 1er juillet 1981

[14] Rapport concernant les débits minimums (dans le cadre de la révision de la constitution fédérale sur le plan de l'économie des eaux); Office fédéral de l'économie des eaux, 1973 (non publié).

wasser energie eau énergie air luft

Schweizerische Fachzeitschrift für Wasserrecht, Wasserbau, Wasserkraftnutzung, Gewässerschutz, Wasserversorgung, Bewässerung und Entwässerung, Seenregulierung, Hochwasserschutz, Binnenschiffahrt, Energiewirtschaft, Lufthygiene
Revue suisse spécialisée traitant de la législation sur l'utilisation des eaux, des constructions hydrauliques, de la mise en valeur des forces hydrauliques, de la protection des eaux, de l'irrigation et du drainage, de la régularisation de lacs, des correction de cours d'eau et des endiguements de torrents, de la navigation fluviale et de l'hygiène de l'air.
Gegründet 1908. Vor 1976 «Wasser- und Energiewirtschaft», avant 1976 «Cours d'eau et énergie»

Redaktion: Georg Weber, dipl. Ing. ETH, Direktor des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes

Verlag und Administration: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband, Rütistrasse 3 A, CH-5401 Baden, Telefon 056 22 50 69
Bankverbindung: Aargauische Kantonalbank, Baden (Postcheckkonto 50 - 3092 Aarau, zugunsten Konto 826 000 «Wasser, Energie, Luft»)

Inseratenverwaltung: IVA AG für internationale Werbung, Postfach, 8032 Zürich, Telefon 01 251 24 50
1004 Lausanne, 19, avenue Beaulieu, tél. 021 37 72 72

Druck: Buchdruckerei AG Baden, Rütistrasse 3, 5400 Baden, Telefon 056 22 55 04

Lithos: Busag Repros, Postfach, 8032 Zürich, Telefon 01 53 67 30

«Wasser, Energie, Luft» ist offizielles Organ des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes **(SWV)** und seiner Gruppen: Reussverband, Associazione Ticinese di Economica delle Acque, Verband Aare-Rheinwerke, Linth-Limmatverband, Rheinverband, Aargauischer Wasserwirtschaftsverband sowie das Organ der Schweizerischen Vereinigung für Gewässerschutz und Lufthygiene **(VGL)** und des Schweizerischen Nationalkomitees für Grosse Talsperren

Jahresabonnement Fr. 72.–, für das Ausland Fr. 85.–

Einzelpreis Heft 3 1983 Fr. 15.– zuzüglich Porto (Einzelpreis variierend je nach Umfang), Sonderdruck «Restwasser» Fr. 10.–