

1. Welche Aspekte kennzeichnen das Energieproblem?

Das Energieproblem lässt sich in vier Bereiche aufteilen:

- **Wirtschaftlichkeit:** Energie war lange Zeit billig, daher wurde sie verschwendet durch übermäßigen Bedarf von Energiedienstleistung (ist die Bereitstellung eines gewissen Services mittels Einsatz von Energie, $S = f(p_s, Y)$) und geringer Effizienz. D.h., es wurde sehr schlecht mit Energie hausgehalten. Da Energie knapp ist (begrenzte Ressourcen, knappe Anbauflächen) muss mit ihr sorgsam umgegangen werden. Ob daraus die zukünftige Energieversorgung sichergestellt werden kann, folgt aus weiteren Punkten: der Bedarf an Energiedienstleistung wird in Zukunft weiter steigen; die Bereitstellung von Energiedienstleistung ist derzeit ineffizient; es werden konzentrierte Energieträger rasant abgebaut (Erdöl, Kohle), die nicht erneuerbar sind. Kurzfristig nicht erneuerbar: Kohle, Erdöl, Uran. Kurzfristig erneuerbar: Wind, Wasser, Biomasse
- **Soziale Problem:** Wie wird die Energie derzeit und in Zukunft verteilt? Ist diese Verteilung gerecht? Heute braucht eine Minderheit in den Industrieländern den Großteil der fossilen Energie. Die Energie soll allen Bevölkerungsschichten zu einem akzeptablen Preis zur Verfügung stehen (Preisregelung).
- **Ökologische Verträglichkeit:** Treibhausgasemissionen (Kyoto-Abkommen, CO_2 , CH_4), lokale Schadstoffemission (SO_2 , NO_x), Beeinträchtigung der Lebensqualität durch Umweltverschmutzung. Die Energieversorgung ist so auszulegen, dass die Belastungen ein Minimum werden.
- **Unsicherheit der Versorgung:** Kosten- und mengenmäßiges Risiko durch unsichere Lieferländer (es sollte Unabhängigkeit von den Lieferländern herrschen (Diversifizierung), damit keine Dominanz auftritt); durch Vertrauen auf erschöpfbare Energieträger (Effizienzsteigerung bei der Energieumwandlung, Nutzung von erneuerbaren Energieträgern).

2. Wodurch bewegte Rockefeller Ende des 19. Jahrhunderts die amerikanische Regierung zum Eingreifen?

Das Erdölzeitalter begann 1859 in den USA in Pennsylvania. Es wurde Erdöl in 21m Tiefe entdeckt. Daraus entstand in den USA das Erdölfieber. Im Gegensatz zum Goldrausch war es schwieriger Erdöl zu entdecken, weil man wesentlich mehr Kenntnis und Ausrüstung benötigt. Das Interesse am Erdöl war deshalb so groß, weil die Bürger ihr Wissen und auch ihr Kapital anwenden wollten. Sie wollten sich gegen die Adligen behaupten und dazu brauchte es wirtschaftliche Erfolge.

Dadurch wurden Aktiengesellschaften gegründet, bei denen jeder kapitalkräftige Bürger sein Geld anlegen konnte. Die Neugründungen und die Bankrotts hielten sich etwa die Waage. Einzig Rockefeller ist es gelungen alle Fäden in der Hand zu halten und die Konkurrenz fast vollständig zu verdrängen. Rockefeller wusste, dass das Erdölgeschäft nicht nur aus der Suche von Erdöl bestand, sondern auch aus dessen Transport, Verarbeitung und aus der Verbreitung der Produkte. Er baute auch die ersten Raffinerien.

Der Ölpreis sank in 20 Jahren auf ein Zwanzigstel. Die Erdölprodukte blieben auf fast konstanten Preisen. Deshalb war es Rockefeller mit seiner Standard Oil Company (heute Exxon) möglich, und weil er mehr Öl als alle anderen Konkurrenten transportierte, mit den Eisenbahngesellschaften Sondertarife auszuhandeln. Sie transportierten somit sein Öl um den halben Preis und dadurch wurden seine Konkurrenten aus dem Markt gedrängt.

Rockefeller baute daher ein Monopol auf, mit dem er Jahrzehnte lang das Ölgeschäft kontrollierte und auch den Verkauf der fertigen Produkte. Er konnte sogar die Preise des Händlers um die Ecke bestimmen. Er bekämpfte jeden neuen Unternehmer auf dem Markt, indem er z.B. Land so kaufte, dass sie keine Pipelines bauen konnten. Bis 1890 hatte Rockefeller den gesamten amerikanischen Markt inne und begann sich nach Europa und China auszudehnen.

Der Einfluss des Rockefeller-Imperiums wurde so gross, dass sich das amerikanische Parlament damit befasste und Anti-Trust-Gesetze erließ. Sie erreichten ihr Ziel aber nicht, weil das

Informationssystem des Imperiums nicht zerschlagen werden konnte. Rockefeller nutzte neue Technologien, wie das Telegrafensystem. Sein Konzern ist so groß geworden, dass er eigenes politisches und juristisches Gewicht hatte. Er bestimmte unabhängig von parlamentarischen und richterlichen Beschlüssen seinen Weg selbst.

3. Beschreiben Sie (zumindest) drei grundsätzliche Methoden zur Wirtschaftlichkeitsbewertung und ihre Eignung für Problemstellungen in der Energiewirtschaft. Von welchen wichtigen Parametern hängen diese Wirtschaftlichkeitsbewertungen ab?

Alle Entscheidungen, die von Menschen getroffen werden, sind ein Abwägen aus Nutzen und Aufwand. Diese Entscheidungen können mittels statischen oder dynamischen Verfahren unterstützt werden. Statische Verfahren berücksichtigen nur die im ersten Betriebsjahr gegebenen wirtschaftlichen Bedingungen und vernachlässigen Zinsen und Inflation. Daher sind sie nicht für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen geeignet, sondern dienen nur als grobe Abschätzungen.

Die zeitabhängige Kostenentwicklung lässt sich durch dynamische Verfahren miteinbeziehen. Einnahmen und Ausgaben zu verschiedenen Zeitpunkten lassen sich nicht einfach summieren. Es muss deshalb auch die Entfernung zu dem Zeitpunkt berücksichtigt werden. Diese zeitlich unterschiedlich anfallenden Kosten auf ein Basisjahr lassen sich mit den Methoden der dynamischen Wirtschaftlichkeitsberechnung beschreiben:

- Verzinsung und Diskontierung: Bei der diskreten Verzinsung ergeben sich die Zinsen jeweils nach einer Periode (normalerweise ein Jahr). Das Endkapital ergibt sich mit der Zinseszinsrechnung.

$$K_n = K_0(1+r)^n, \quad K_0 = \frac{K_n}{q^n}, \quad 1+r = q$$

Eine weitere Möglichkeit ist die stetige Verzinsung. Dabei erfolgt die Verzinsung in differentiell kleinen Zeitschritten.

$$K_n = K_0 e^{rn}$$

Aufzinsen lässt sich mit der Endwertformel beschreiben, Diskontieren ist die Umkehrung des Aufzinsens.

Für die Wirtschaftlichkeitsbewertung lässt sich diese Methode fast nicht verwenden, da es sehr selten ist, dass nur ein Startkapital (einmaliges Auftreten von Einnahmen oder Ausgaben) vorliegt und weder Einnahmen noch Ausgaben vorhanden sind.

- Methode des internen Zinsfußes: Sie entspricht einer Umformulierung der Barwertmethode. Als interner Zinsfuß wird derjenige Zinsfuß bezeichnet, mit dem Ausgaben und Einnahmen abgezinst werden, sodass der Kapitalwert Null wird. Diese Methode setzt neben Ausgaben auch Einnahmen voraus. Daher ist sie nicht geeignet zur Bewertung von energiesparenden Maßnahmen, da bei diesen keine Einnahmen erzielt, sondern nur die Betriebskosten gesenkt werden.
- Amortisationszeit: Sie beschreibt die Zeit des Kapitalrückflusses bei den verbrauchsbezogenen, betriebsbezogenen und sonstigen Kosten für eine getätigte Mehrinvestition. Die Amortisationszeit ist ein Mass für das Investitionsrisiko. Man unterscheidet zwischen statischer Amortisationszeit, bei der die Mehrinvestition durch die jährliche Ersparnis dividiert wird.

$$T_{A,st} = \frac{I_0}{E}$$

Bei der dynamischen Amortisationszeit werden die Ersparnisse abgezinst.

$$I_0 = E \frac{1 - q^{-T_{A,dyn}}}{q - 1}, \quad T_{A,dyn} = \frac{\ln\left(\frac{E}{E - I_0 r}\right)}{\ln(1 + r)}$$

- Barwertmethode: siehe Frage 4.
- Annuitätenmethode: siehe Frage 5.

Abhängigkeit zeigt sich von den Parametern: Zinsfuß, Investitionskosten, Lebensdauer, laufende Kosten, Einnahmen.

4. Beschreiben Sie die Barwertmethode!

Dabei wird davon ausgegangen, dass zu verschiedenen Zeitpunkten Einnahmen und Ausgaben anfallen. Die jährlichen Ausgaben bestehen aus arbeitsabhängigen Kosten und Aufwendungen. Wenn man jetzt mehrere Projekte vergleicht, ist jenes das günstigste, das auf den Betrachtungszeitpunkt bezogen die niedrigsten Gesamtaufwendungen hat. Man nennt diesen Vergleichsbetrag den Barwert, daher kommt der Name der Barwertmethode.

Man kann nun den Barwert zu verschiedenen Zeitpunkten ermitteln. Einerseits zum Endzeitpunkt, wobei die jährlichen Kosten (Kapitalinvestition) aufgezinst werden.

$$B_n = K(q^{n-1} + q^{n-2} + \dots + q + 1), \quad S = \frac{q^n - 1}{q - 1} = \gamma, \quad B_n = K\gamma$$

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, dass man den Barwert zum Anfangszeitpunkt berechnet. Dabei geht man davon aus, dass die jährlichen Kosten während der Nutzungsdauer unverändert bleiben, so erhält man mittels Diskontieren:

$$B_0 = I_0 + K(q^{-1} + q^{-2} + \dots + q^{-n+1} + q^{-n}), \quad S = \frac{q^{-n} - 1}{1 - q} = \frac{(1+r)^n - 1}{r(1+r)^n} = \beta$$

Damit ergibt sich mit dem Barwertfaktor β und den Anlagekosten I_0 der Barwert:

$$B_0 = I_0 + K\beta, \quad \frac{B_0}{\beta} = \frac{I_0}{\beta} + K$$

Dabei ist $\frac{B_0}{\beta}$ die auf die Nutzungsdauer bezogenen durchschnittlichen jährlichen Kosten und $\frac{1}{\beta}$ der Kapitaldienstfaktor.

Wenn man die Barwertmethode auf die Energiewirtschaft anwendet, muss man darauf achten, dass man nur Projekte mit gleichen Anlagen vergleicht, da bei der Barwertmethode die zeitliche Verteilung der Ausgaben und Einnahmen berücksichtigt wird. Wenn jetzt z.B. die abgegebene Leistung bei allen Projekten gleich ist (Voraussetzung zum Vergleich), dann sind auch die damit erzielten Einnahmen gleich und es ist zulässig nur mehr die Ausgaben zu betrachten. Damit eignet sich die Barwertmethode ausgezeichnet für dieses Problem. Es werden somit die Ausgaben vor einem bestimmten Zeitpunkt (Vergangenheit) aufgezinst und danach (Zukunft) diskontiert. Der Barwert errechnet sich zu:

$$B_0 = \sum_{f=0}^h K_f(1+r)^f + \sum_{j=1}^n \frac{K_j}{(1+r)^j}$$

Jenes Projekt, das die geringsten auf den bestimmten Zeitpunkt bezogenen Ausgaben aufweist, ist zu verwirklichen.

Normalerweise ist der Betrachtungszeitraum für jedes Projekt gleich. Um aber Projekte mit unterschiedlicher Lebensdauer zu vergleichen, muss der Restwert einer Anlage berücksichtigt werden. Es wird als Lebensdauer das kürzer benutzte Projekt verwendet. Daraus folgt dann der Restwert:

$$R = K\varrho(n_B, n), \quad \varrho(n_B, n) = \frac{n - n_B}{n} \frac{1}{q^{n_B}}, \quad \text{mit } n > n_B$$

5. Beschreiben Sie die Annuitätenmethode!

Aus der Barwertmethode wird die Annuitätenmethode abgeleitet. Es werden dabei die durchschnittlichen Jahreskosten ermittelt, die sich für die Nutzungsdauer der Investition unter Berücksichtigung des Kalkulationszinsfußes und der jeweiligen Preissteigerungsraten ergeben. Dabei unterscheidet man zwischen folgenden Kostengruppen: kapitalgebundene Kosten, verbrauchsgebundene Kosten und betriebsgebundene Kosten.

Abschreibung und Zinsen werden Annuität genannt und als gleichbleibende Zahlungen A angesetzt.

$$A = \alpha I_0, \quad \alpha = \frac{1}{\beta} = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$$

Der Annuitätsfaktor kann in Abhängigkeit von der Nutzungsdauer und den Zinssatz berechnet werden. Zu den jährlichen Kosten kommen auch noch alle Jahresausgaben, die nicht kapitalabhängig sind (Betriebskosten, Energiekosten), dazu.

$$K_J = A + k_B + k_E$$

Die Annuitätenmethode ist für Probleme in der Energiewirtschaft bestens geeignet und hat sich vor allem dort durchgesetzt, wo größere Investitionsentscheidungen anfallen.

6. Geben Sie einen groben Überblick über die Struktur der Energieversorgung und des Verbrauches in Österreich (wichtigste Energieträger, Anteile einzelner Verbrauchsgruppen und einzelner Anwendungen)!

Der Energiefluss lässt sich in drei Abschnitte einteilen: Energieaufkommen (Primärenergie), Energieumwandlung (Endenergie) und Endenergieeinsatz (Nutzenergie). Dabei betrug der inländische Anteil des Gesamtenergieaufkommens ca. 33%, der Rest wurde importiert. Der Nutzungsgrad von Primärenergie zu Nutzenergie beträgt nur 50%, der Rest geht verloren. An Primärenergie ist Erdöl am stärksten vertreten (wird aber immer mehr durch andere Energieträger substituiert). Darauf folgen Gas, Kohle, Wasserkraft. Beim Endenergieverbrauch ist auch Erdöl dominierend, wobei auch hier der Verbrauch zurück geht, ebenso wie Kohle. Gas, Strom, Fernwärme und erneuerbare Energieträger sind im kommen.

In Österreich unterscheidet man bei den Verwendungszwecken zwischen Raumheizung & Warmwasser (größter Verbrauch), Mobilität (an zweiter Stelle), Prozesswärme, mechanische Arbeit und Beleuchtung & EDV.

Zur Deckung des Energiebedarfs muss Österreich Energieträger importieren. Das inländische Energieaufkommen ist fast konstant, wobei mittlerweile Wasserkraft und erneuerbare Energieträger gestiegen, Erdöl, Kohle und Gas gesunken sind. Bei den Importen dominiert zwar weiterhin Erdöl (ist aber mit der Zeit gesunken), jedoch ist der Import von Gas gestiegen, wobei Kohle gesunken ist.

Die Endenergieträger lassen sich nach dem Gesamtenergieverbrauch (fallend) angeben:

- Erdöl: Drei Firmen tätig: OMV, RAG, Van Sickle. Der größte Verbraucher ist der Verkehr, gefolgt von den Kleinabnehmern und der Industrie. Der größte Bedarf von Erdöl besteht für Heizöl über Ottokraftstoff und Diesel (in letzter Zeit stark zunehmend).

Das Rohöl wird aus verschiedenen Ländern importiert, um nicht von einem einzigen Land abhängig zu sein (Diversifikation (z.B. politische Lage)). Das wichtigste Land ist Nigeria.

- Gas: Der Verbrauch von Gas ist stark gestiegen und wird zum Großteil importiert, wobei die Industrie der größte Abnehmer ist, gefolgt von Kleinabnehmern. Der Gasanteil von Haushalten ist in den letzten Jahren relativ stark gestiegen, wobei die restlichen Sektoren ziemlich konstant geblieben sind.

In Österreich fördern nur die OMV und RAG Erdgas.

- Kohle: Heute wird nur mehr in der Steiermark Braunkohle abgebaut, der restliche Bedarf an Kohle wird importiert, dabei ist aber der Gesamtverbrauch gesunken. Der größte Teil der Kohle wird in der Industrie verbraucht gefolgt von Kleinabnehmer.
- Strom:
- Fernwärme: Die Gewinnung erfolgt fast ausschließlich in Heizkraftwerken (Strom und Wärme) der Elektroversorgungsunternehmen oder in Heizwerken (nur Wärme). Der Anteil von Fernwärme ist sehr stark gestiegen, wobei sie speziell für Raumheizung & Warmwasser verwendet wird. Bei der Fernwärme entstehen hohe Investitionskosten.

Die erneuerbare Energieträger ohne Wasserkraft haben ein Anteil von ca. 12%. Sie lassen sich unterteilen in:

- Reine Stromproduktion
 - Photovoltaik: Die Stromproduktion spielt eine sehr untergeordnete Rolle, wobei aber die installierte Leistung von Photovoltaik-Anlagen ständig wächst.
 - Windenergie: Unterliegt derzeit einen starken Boom.
 - Kleinwasserkraft: Wasserkraftwerke mit einer Leistung kleiner 10MW.
- Reine Wärmeproduktion
 - Feste Biomasse: Die Nutzung lässt sich in drei grobe Punkte einteilen:
 - * Raumwärme & Warmwasser in Haushalten: Früher Einzelöfen, heute Zentralheizung. Befeuerung mit Stückholz (größter Teil), Hackgut und Pellets.
 - * Biomassenahwärme: Stetiger Aufschwung
 - * Automatische Holz- und Rindenfeuerung: Diese neuen Anlagen substituieren teilweise alte Biomasse-Anlagen.
 - Solarthermie: Sie umfasst sowohl thermische Solaranlagen zur Beheizung von Schwimmbäder als auch Anlagen zur Warmwasserbereitung (Großteil der Solarthermie).
 - Wärmepumpen: Maschinen, die der Umgebung Wärme entziehen und diese mittels eines thermodynamischen Prozesses auf ein höheres Temperaturniveau bringen. Sie werden hauptsächlich für Warmwasser, Heizung und Wärmerückgewinnung eingesetzt. Haben in den letzten Jahren ein kontinuierlichen Anstieg verzeichnet.
- Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen: Sie können entweder strom- oder wärmegeführt sein.
 - Feste Biomasse
 - Gasförmige Biomasse
 - * Biogas: Entsteht beim biologischen Abbau von organischen Stoffen und besteht vorwiegend aus Methan und Kohlendioxid.
 - * Deponiegas: Tritt bei Deponierung von Müll auf, wobei die Zusammensetzung sehr unterschiedlich sein kann.
 - * Klärgas: Entsteht durch anaerobe Behandlung des Klärschlammes, ist gleich wie Biogas.
 - Geothermie: Verwendet gleiches Prinzip wie die Wärmepumpe, wobei aber die Wärme nicht aus der Umgebung bezogen wird, sondern aus dem Erdinneren (Hot Dry Rock, hydrothermale Ressourcen). Meistens wird es zur Warmwasserbereitung benutzt, kann aber auch zur Erzeugung von Strom dienen.
- Mobilität, flüssige Biomasse: Sie ist in zwei verschiedenen Formen vorhanden, entweder als Bioethanol (wird dem Treibstoff hinzugefügt), oder als Biodiesel, der aus Rapsöl produziert wird (RME).

Der Verbrauch wird in Österreich in folgende Sektoren eingeteilt (in fallender Reihenfolge):

- Industrie: Am meisten wird Gas verbraucht, danach Strom, Kohle (konstant) und Öl (rückläufig).
- Haushalte: Der Anteil von erneuerbaren Energieträgern ist am Größten (Warmwasser & Heizung, erneuerbare Energieträger sind im Kommen), gefolgt von Öl, Gas, Strom und Kohle (stark rückläufig).

- Verkehr: Naturgemäß ist Öl (aufgeteilt in Benzin (konstant) und Diesel (steigend)) am stärksten vertreten, gefolgt von Strom.
- Service: Strom (gestiegen), Gas, Öl und Fernwärme.

7. Nennen Sie einige historische Gründe für die Liberalisierung und Deregulierung der Elektrizitätswirtschaft!

Die geschichtliche Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft lässt sich in vier Stufen einteilen:

- Bis 1918: Aufbau von lokaler Stromversorgung, zuerst Gleichstrom, dann Wechselstrom. Wechselstrom war die Grundlage (weil einigemaßen verlustfrei zu transportieren) für den Aufbau einer Elektrizitätsversorgung.
- Bis 1945: Nach dem 1. Weltkrieg hatte man keinen Zugriff mehr auf die Kohlenvorräte. Daraus ergab sich die Hinwendung zur Wasserkraft. Es wurden die Landesgesellschaften gegründet und das Elektrizitätswegegesezt (1922) eingeführt. Mit dem Anschluss an Deutschland wurde die Elektrizitätswirtschaft nach Deutschland ausgerichtet, es wurden viele Kraftwerksprojekte begonnen (meist Wasserkraft). Auch wurden mehrere Hochspannungsleitungen gebaut.
- Bis 1998: Nach dem 2. Weltkrieg wurde eine Neuorganisation erforderlich, wobei das 2. Verstaatlichungsgesetz erlassen wurde. Es wurden alle Elektroversorgungsunternehmen verstaatlicht. Dadurch entstand ein Gebietsmonopol. In den 80er Jahren nahm der Widerstand gegen Kraftwerksneubauten zu und es wurden folgende Kritikpunkte laut:
 - Privilegienwirtschaft
 - politische Begünstigung
 - mangelndes ökologisches Bewusstsein
 - Vernachlässigung neuer erneuerbarer Energieträger
 - ineffiziente Energienutzung verbraucherseitig
 - Quersubvention von Spitzenlast durch Grundlast
 - stark überhöhte Gehälter
 - Versorgungsposten für frühere Politiker
- Ab 1999: Liberalisierung

Eventuelle weitere Gründe:

- *Es wurden von den Elektroversorgungsunternehmen überhöhte Kosten veranschlagt (sehr hohe Versorgungssicherheit, zu viel Personal, vergoldete Turbinen).*
- *Mit der Entwicklung von GuD-Anlagen (Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerksanlagen) und der zunehmenden Bedeutung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wurde deutlich, dass kleinere Kraftwerkeinheiten kostengünstiger sind. Daraus folgt, dass die Erzeugung kein natürliches Monopol ist.*
- *Leere Staatskassen.*

8. Geben Sie einen Überblick über die Elektrizitätsversorgung in Österreich (z.B. Anteile verschiedener Energieträger an der Aufbringung, Verbrauch in Abhängigkeit von der Jahreszeit)!

In der Elektrizitätswirtschaft wird zwischen öffentlicher Elektrizitätsversorgung (Aufbringung und Verwendung elektrischer Energie bei den Elektroversorgungsunternehmen) und gesamter Elektrizitätsversorgung (Aufbringung und Verwendung elektrischer Energie bei den Elektroversorgungsunternehmen, Industriebetrieben und den ÖBB) unterschieden.

Die wichtigsten Merkmale der österreichischen Stromversorgung sind: thermo-hydraulischer Verbund, Volatilität der Wasserkraft und Importüberschüsse im Winter sowie Nettoexporte im Sommer. Heute wird in Österreich vor allem Wasserkraft (70%) gefolgt von Gas (13%) und den restlichen Energieträgern zur Stromerzeugung eingesetzt. Die erneuerbaren Energieträger spielen eine untergeordnete Rolle, wobei bis zum Jahr 2007 4% Strom daraus erzeugt werden muss. D.h., Strom wird hauptsächlich aus Wasserkraft gewonnen, der Rest wird thermisch erzeugt. Der restliche fehlende Strom wird importiert.

Die Erzeugung ist über das Jahr nicht konstant, sondern hängt vom jeweils verfügbaren Wasserdargebot ab (im Sommer mehr → Export, im Winter weniger → Import von Strom). Die thermischen Kraftwerke müssen die Differenz ausgleichen. D.h., dass im Sommer der Strom zum größten Teil von Wasserkraftwerken geliefert wird, im Winter größtenteils von thermischen Kraftwerken. Stromaustausch findet mit fast allen Nachbarländern statt, wobei Deutschland das wichtigste ist. Im Winter kommt es zu einem höheren Strombedarf als im Sommer, wobei auch der Tagesverlauf in den Jahreszeiten verschieden ist. Im Sommer gibt es nur eine Stromspitze zu Mittag, im Winter gibt es ebenfalls eine zu Mittag, aber auch am Abend.

Die größten Verbraucher sind die Industrie, gefolgt von Haushalt (hat stark aufgeholt) und dem öffentlichen Sektor.

9. Welche wichtigen Neuerungen bringt die letzte ElWOG-Novelle für die österreichische Elektrizitätswirtschaft?

Am 19. Februar 1999 trat das ElWOG (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz) in Kraft. Es wurde im Juli 2000 nochmals novelliert, die Novelle trat am 1. Oktober 2001 in Kraft. Durch dieses Gesetz wurde der Strommarkt in Österreich liberalisiert. Die wichtigsten Elemente für die österreichische Elektrizitätswirtschaft sind:

- Zugelassene Kunden: Zuerst wurden nur Kunden mit einem bestimmten Minimalverbrauch für den offenen Markt zugelassen. Mit der Novelle wurden alle Stromverbraucher als Kunden zugelassen, das entspricht einer 100%-igen Marktöffnung.
- Regulierungsbehörde: Die oberste Aufsichtsbehörde ist der Bundesminister für wirtschaftliche Angelegenheiten (BMWA). Weiters wurden zwei Regulierungsbehörden eingesetzt, die Elektrizitäts-Control (E-Control, sie übt zwei Funktionen aus: agiert als eigenständige Behörde, dient als Geschäftsstelle für die ECK) und die Elektrizitäts-Control-Kommission (ECK, ist ein weisungsfreies Kollegialorgan mit richterlichem Einschlag).

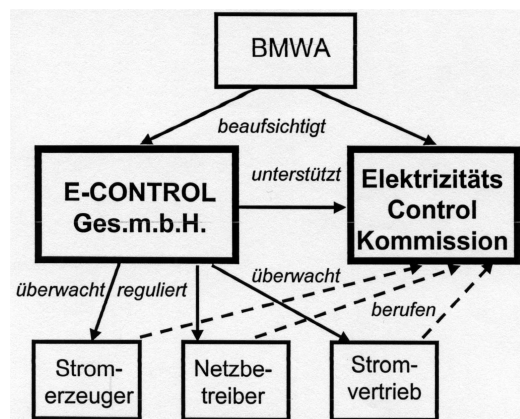


Abbildung 1: Regulierungsstruktur in Österreich

- Betrieb von Netzen: Alle Kunden dürfen mit Erzeugern und Stromhändlern Verträge machen. Die Netzbetreiber müssen sich einer Bilanzgruppe anschließen. Die Netzbetreiber sind

verpflichtet allen Kunden Netzzugang zu genehmigten Bedingungen zu gewähren. Diese Bedingungen dürfen nicht diskriminierend sein.

- Verweigerung des Netzzuganges: außergewöhnliche Netzzustände (z.B. Störfälle), mangelnde Netzkapazität
- Systemnutzungstarife:
 - Netzbenutzungsentgelt, Netzbereitstellungsentgelt, Systemdienstleistungsentgelt, Netzverlustentgelt, Entgelt für internationale Transaktionen: durch ECK verordnet.
 - Entgelt für Messleistung: aufwandsorientiert abgerechnet.
 - Netzzutrittsentgelt

Die Systemnutzungstarife sind kostenorientiert zu bestimmen. Sie haben den Grundsatz der Gleichbehandlung aller Systembenutzer zu entsprechen.

- Einteilung in Regelzonen: Österreich besteht aus drei Regelzonen (Vorarlberg (deutsche Regelzone), Tirol und der Osten Österreichs). An den Grenzen einer Regelzone sind Leistungsmessgeräte installiert (Werte online zu Regelzentrale übertragen). Der Regelzonenführer regelt innerhalb seiner Zone, sodass die Fahrpläne erfüllt werden.
- Bildung von Bilanzgruppen (auf Strom bezogen): Um die sich aus dem statistischen Ausgleich ergebenden Kostenvorteile auf der Kundenseite lukrieren zu können, werden Marktteilnehmer (Erzeuger, Lieferant, Verbraucher) zu einer Bilanzgruppe zusammengeschlossen. Nur ein ungeplanter Energieaustausch wird verrechnet.
- Erneuerbare Energieträger: Mindestens 8% muss aus Kleinwasserkraft kommen. Bis zum Jahr 2007 schrittweise Anhebung auf 4% des Ökostromes.
- Labeling von Strom: Verpflichtung dem Endverbraucher den Anteil der verschiedenen Primärenergieträger auszuweisen.

10. Was sind die wichtigsten drei Elemente der EU-Richtlinie für einen europäischen Strombinnenmarkt?

Die EU-Richtlinie zur Einführung eines europäischen Strombinnenmarktes ist der zentrale Motor für die Liberalisierung der Strommärkte in Europa. Die drei Eckpfeiler sind folgende:

- Unbundling von vertikal integrierten Elektroversorgungsunternehmen (zumindest in Erzeugung, Übertragung und Vertrieb): Unbundling ist wichtig, um mögliche Verzerrungen, Diskriminierungen bzw. Quersubventionen zwischen den verschiedenen Segmenten zu verhindern.
- Marktöffnungsgrade: Freie Wahl des Elektroversorgungsunternehmen für zugelassene Kunden und stufenweiser Marktöffnungsprozess. Es müssen folgende Minimalanforderungen der EU-Länder erfüllt werden.
 - 1999: 26% Marktöffnung (Grundlage: sämtliche 40GWh-Kunden auf EU-Ebene) bzw. alle 100GWh-Kunden.
 - 2000: 30% Marktöffnung (Grundlage: 20GWh-Kunden auf EU-Ebene)
 - 2003: 35% Marktöffnung (Grundlage: 9GWh-Kunden auf EU-Ebene)
- Beschreibung von möglichen Netzzugangsmodellen für Übertragungs- und Verteilernetze: Es werden zwei alternative Modelle angeboten: Third Party Access (TPA) und Single Buyer Model (SB), wobei sich die meisten EU-Länder für den regulierten TPA (rTPA) entschieden haben. Deutschland hat den verhandelten TPA (nTPA) gewählt. Manche Länder haben durch die Einführung des SB versucht den Monopolcharakter zu erhalten, wobei Frankreich (größter Verfechter des SB) jetzt auch den rTPA eingeführt hat.

11. Was versteht man unter Unbundling im liberalisierten Strommarkt und aus welchen Gründen ist Unbundling wichtig für effektiven Wettbewerb?

Unter Unbundling versteht man die Entflechtung von Wettbewerbselementen und natürlichen Monopolen. Es gibt zwei verschiedene Integrationsarten: vertikal (Elektroversorgungsunternehmen mit Erzeugung, Übertragung und Vertrieb) und horizontal (Bahn: Güter- und Personenverkehr).

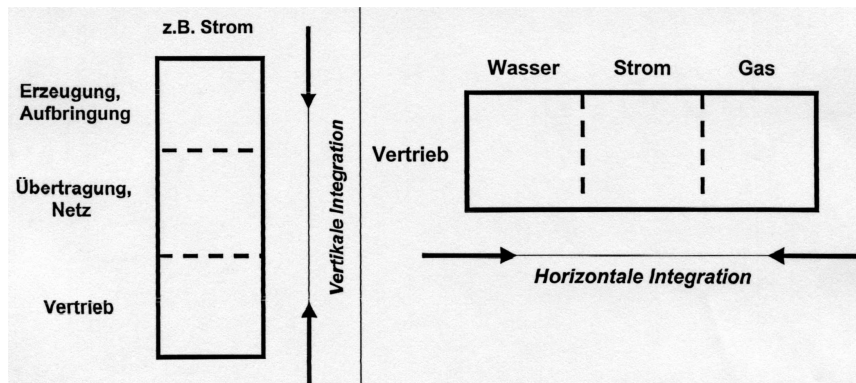


Abbildung 2: Vertikale und horizontale Integration

In der EU-Richtlinie wird die Auflösung der vertikalen Integration und die Implementierung von Unbundling als eine der wichtigsten Voraussetzungen von Wettbewerb angesehen. Somit erfordert der Wettbewerb nun die Trennung der Segmente, in denen Wettbewerb möglich ist und in die mit natürlichem Monopol. Die Trennung zwischen Stromerzeugung und Netz ist wichtig, damit neue potentielle Stromerzeuger, die am Wettbewerb teilnehmen möchten, der Marktzugang ermöglicht wird. Durch die Trennung von Erzeugung, Übertragung und Verteilung werden mögliche Wettbewerbsverzerrungen, Quersubventionen und Diskriminierungen verhindert. Diese Trennung wird als Unbundling bezeichnet. Weiters unterscheidet man zwischen einfachen und umfassenden Unbundling.

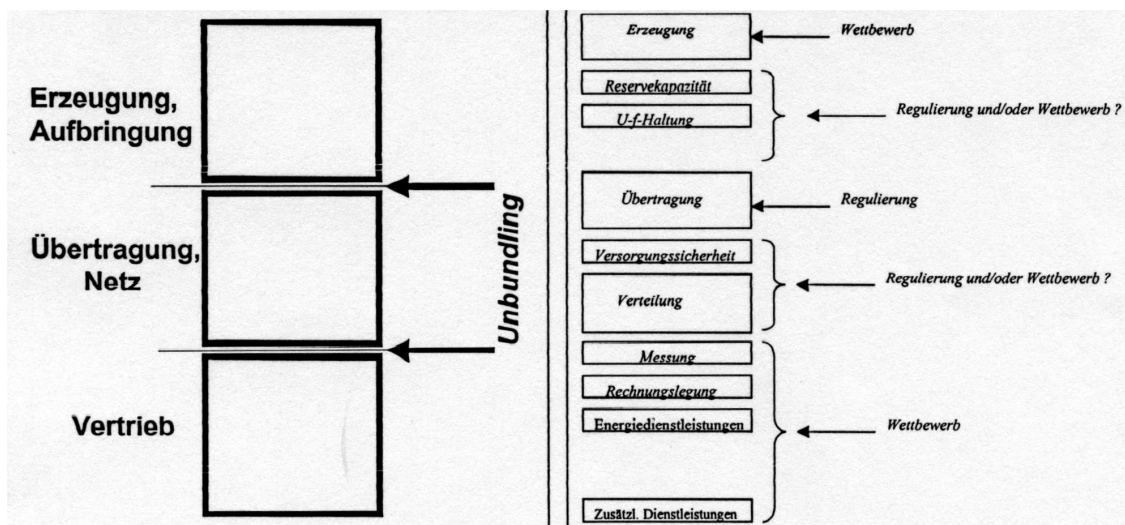


Abbildung 3: Einfaches und umfassendes Unbundling

Wichtig ist auch, dass im Bereich der Verteilung der Stromversorger frei gewählt werden kann. D.h. aber auch, dass die Verteiler den Strom selbst erzeugen müssen. Eine Entflechtung von Erzeugung und Verteilung wäre für den Wettbewerb kontraproduktiv (siehe Kalifornien). In der Praxis ist allerdings zu beobachten, dass die Elektroversorgungsunternehmen in den Ländern versuchen das Prinzip des Unbundling zu verhindern (Marktmacht bei der Übertragung zu erhalten, weil dieser Bereich ein Monopol darstellt und es einfach ist Gewinne zu lukrieren).

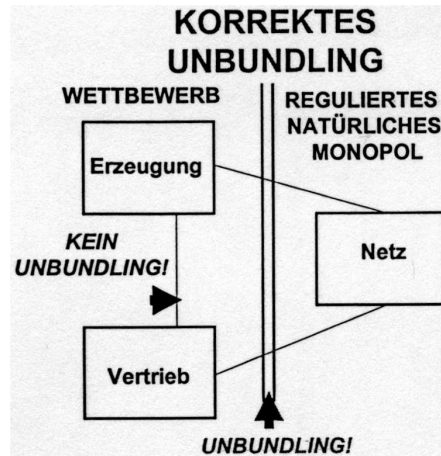


Abbildung 4: Korrektes Unbundling

12. Wie unterscheiden sich verschiedene Kraftwerkstypen (z.B. Dampfturbinen-Kraftwerke, Gasturbinen und Laufwasser-Kraftwerke) von den Kostenstrukturen und den Einsatzarten her (→ Grafik!)?

Der Trend geht von langfristigen zu kurzfristigen Projekten (von Wasserkraftwerken zu Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD)). Grund dafür ist, dass der Strommarkt liberalisiert wurde und daher die Kunden den Anbieter wechseln können.

Die Stromerzeugungskosten sind nur ein Teil für die Wirtschaftlichkeitsbewertung eines Kraftwerkes, weitere sind: Wann fällt der produzierte Strom an (Wasserkraft), tatsächliche jährliche Einsatzdauer (kalorische Kraftwerke).

Wichtige Parameter für die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken:

- Abschreibungsdauer: Wasserkraftwerke ca. 30 bis 50 Jahre, Kalorische- und GuD-Kraftwerke ca. 10 bis 20 Jahre.
- Investitionskosten: Wasserkraftwerke ca. 2200 bis 4400 €/kW, Kalorische- und GuD-Kraftwerke ca. 600 bis 1500 €/kW.
- Lastfaktor (jährliche Einsatzdauer in h/a): Wasserkraftwerke ca. 6000 h/a, Kalorische- und GuD-Kraftwerke ca. 4000 bis 8000 h/a (früher: 2000 bis 3500 h/a).
- Zinssatz: 4 bis 8 % real, 6 bis 10 % nominal.

Es lassen sich verschiedene Arten von Kosten unterscheiden: fixe Kosten (Investitionskosten, unabhängig von dem erzeugten Output (quasi-fixe Kosten: Anfahrtskosten)), variable Kosten (Brennstoffkosten, hängen direkt vom erzeugten Output ab) und Transaktionskosten (organisatorische Kosten). Weiters sind hier noch die Durchschnittskosten und Grenzkosten anzuführen.

Die Investitionskosten werden meistens in der Literatur über den Anlagenbarwert zu installierter Leistung in kW dargestellt.

$$\frac{\text{Barwert}}{\text{installierte Leistung}} = \frac{B}{P_I}$$

Arbeitsabhängige Kosten (Brennstoffkosten) sind abhängig vom Heizwert des Brennstoffes H_U (unterer Heizwert), Wirkungsgrad η und vom Preis je Brennstoffeinheit p_B .

$$k_E = \frac{p_B}{H_U \eta}$$

Der Brennstoffbedarf eines kalorischen Kraftwerkes ist nicht unabhängig von den jährlichen Betriebsstunden, d.h. je länger der jährliche Betrieb ist, desto besser wird der Wirkungsgrad.

Legt man die gesamten Produktionskosten auf die einzelnen produzierten Einheiten um, erhält man die Durchschnittskosten AC (average costs). Die Durchschnittskosten ergeben somit einen guten Vergleichswert.

$$AC = \frac{C(x)}{x}$$

Die Grenzkosten MC (marginal costs) geben an, wie stark sich die Kosten in Abhängigkeit vom Output verändern. Sie geben somit jene Kosten an, die jede zusätzlich produzierte Einheit verursacht. Im Minimum der Durchschnittskosten sind die Durchschnittskosten und die Grenzkosten gleich groß.

$$MC = \frac{dC(x)}{dx}$$

Vereinfachend werden nur die Investitionskosten und die Brennstoffkosten betrachtet. Daher ergibt sich für die Gesamtkosten:

$$k_{\text{ges}} = \frac{B}{T} + k_E, \quad T = \text{jährliche Volllaststunden}$$

Kraftwerkstyp	Investition	Annuitätsfaktor	Annuitäten	Brennstoffkosten
Kohle	1500 €/kW	0,15	200 €/(kW·a)	3,5 Cent/kWh
Laufwasser	4000 €/kW	0,13	600 €/(kW·a)	
Wasserspeicher	3000 €/kW	0,13	400 €/(kW·a)	
Gasturbine	600 €/kW	0,15	80 €/(kW·a)	7,2 Cent/kWh
GuD-Anlage	900 €/kW	0,15	150 €/(kW·a)	3 Cent/kWh

Die Werte in der Tabelle ergeben sich mit einer Lebensdauer LD bei kalorischen Kraftwerken von 20 Jahren und bei Wasserkraft von 50 Jahren, wobei der Zinssatz $r = 10\%$, Steuersatz $s = 3\%$ und Versicherung $v = 1\%$ beträgt.

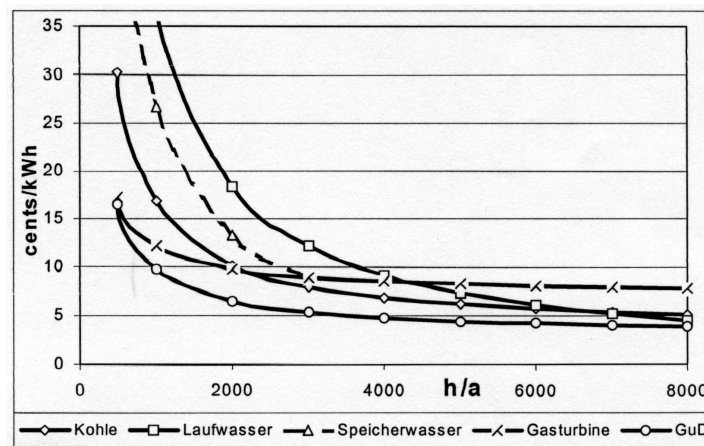


Abbildung 5: Stromerzeugungskosten in Abhängigkeit von den jährlichen Betriebsstunden

13. Erläutern Sie anhand einer Grafik, wie sich die Kraftwerkstypen »Kohle-Kraftwerk« und »Laufwasser-Kraftwerk« von den Kostenstrukturen in Abhängigkeit von der Einsatzzeit pro Jahr unterscheiden!

Grafik siehe vorherige Frage.

Kraftwerke mit hohem Kapital- und niedrigem Brennstoffanteil sind vorteilhaft bei: hoher Auslastung, niedrigem Zinsniveau, hohen Brennstoffkosten.

Kraftwerke mit niedrigem Kapital- und hohem Brennstoffanteil sind vorteilhaft bei: bei geringer Auslastung (Spitzenlast), hohem Zinsniveau, geringen Brennstoffkosten.

14. Was versteht man unter »Economies of Scale« und welche Bedeutung hatten diese früher bzw. haben sie heute in der Energiewirtschaft? Erläutern Sie das Prinzip grafisch!

Der Begriff »Economies of Scale« besagt, dass in der Produktion strikt wachsende Skalenerträge gegeben sind, d.h. bei einem bestimmten Input wird ein nicht linearer, überproportional hoher Output erzielt.

Economies of Scale besagt, dass große Kraftwerke spezifisch billiger sind als kleine und dass daher danach zu trachten ist, diese optimale Größe voll auszuschöpfen. Bis in die 80er Jahre stieg daher die Kraftwerksgröße kontinuierlich an. Anfang der 90er kam es zu einem Umbruch. Es tauchten plötzlich GuD-Kraftwerke auf, die zwar nur eine kleine Leistung hatten, aber spezifisch deutlich billiger waren als die Großanlagen. Damit kündigte sich das Ende des Economies of Scale an und damit auch die Notwendigkeit den großen Elektroversorgungsunternehmen das Monopol der Erzeugung zu sichern. Denn wenn kleinere Einheiten billiger sind, warum sollten dann nicht auch kleinere Unternehmen Strom erzeugen können.

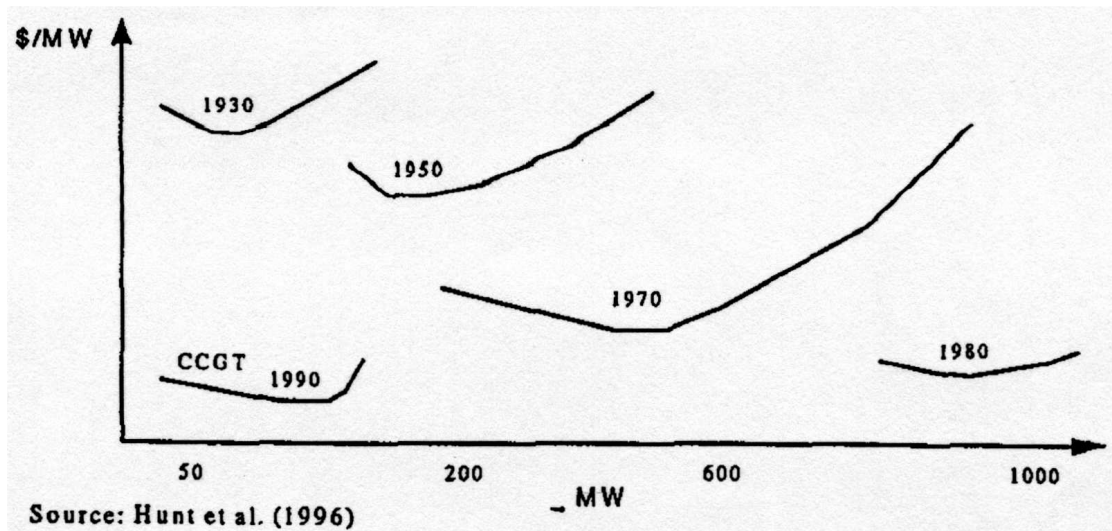


Abbildung 6: Historische Kurven von Kraftwerken

15. Was ist der Unterschied zwischen Preisen und Tarifen?

Die Strompreise bzw. Tarife hängen von folgenden Faktoren ab: Politische Rahmenbedingungen (entweder Durchschnittskosten oder Grenzkosten, mehr oder weniger Steuern); Marktstrukturen (abhängig von den Einstiegsbarrieren, Wettbewerb, Oligopol, Monopol); Nachfrageseitige Parameter (Zahlungsbereitschaft, Einkommen, Strompreis); Angebotsseitige Parameter (fixe Kosten,

variable Kosten, technische Effizienz).

Preise bilden sich auf dem freien Markt, Tarife werden von einer Behörde festgelegt (verordnete Preise).

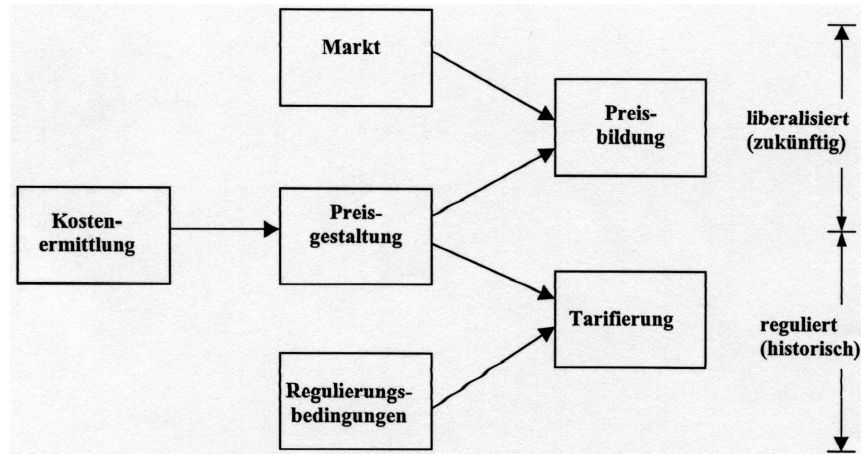


Abbildung 7: Bildung von Preisen und Tarifen

Preise besitzen drei Aufgaben: Übermittlung von Information (Mitteilung über Preis an den Kunden, ob Ressourcen-Knappheit, Änderung in der Präferenz auf der Versorgerseite); Anreiz für Verhaltensänderung (Energiesparen nicht notwendig, wenn Energie so billig); Festlegung der Einkommensverteilung (ohne Einbeziehung der Einkommensverteilung können Preise keinen Anreiz geben das Verhalten zu ändern, wenn kein persönlicher Profit abfällt).

Daraus ergibt sich, dass das Manipulieren von Preisen immer ein schlechtes Instrument ist, wenn man soziale Gleichheit oder Gerechtigkeit herstellen will, da Preismanipulationen immer zu Verzerrungen führen.

Tarife haben mehrere Anforderungen gleichzeitig zu erfüllen, die jedoch nicht ohne Widerspruch zueinander stehen können: einfach und überschaubar für den Kunden; ökonomisch effizient; strategisches Instrument der Elektroversorgungsunternehmen. Das alte Regulierungsmodell war ein Cost-based- oder Cost-plus-Modell, bei dem alle anfallenden Kosten durch den gesamten verkauften Strom dividiert wurden. Daraus ergab sich dann der Strompreis (= Tarif).

Es ergeben sich somit verschiedene Arten der Preisbildung: reguliertes Monopol (Preis = Tarif = Durchschnittskosten); Wettbewerb (Preis = Grenzkosten (kurz- oder langfristig)); Strategische Preisbildung bei imperfekten Wettbewerb; Monopolpreise.

16. Welche Arten von Strommärkten, welche Marktmodelle, gibt es unter Wettbewerb in Abhängigkeit der Zeit? Wodurch unterscheiden sich die verschiedenen Marktmodelle?

Früher wurden alle Entscheidungen der Elektroversorgungsunternehmen langfristig (Jahre) getroffen, heute sind die Entscheidungszeiträume wesentlich kürzer (Monate, Tage). Die Möglichkeit langfristige Verträge abzuschließen ist ein zentraler Unterschied zwischen den verschiedenen praktisch implementierten Liberalisierungsmodellen. Unter Wettbewerb unterscheidet man zwischen folgenden Märkten:

- Langfristig (Monate, Jahre): Allgemeine Eigenschaften: Bei Futures und Forward konvergieren die Preise gegen den Spotmarktpreis. Diese Konvergenz ist eine fundamentale Eigenschaft des Futures-Marktes. Von dem Erfüllungsmechanismus des Futures-Marktes machen die wenigsten davon gebraucht, d.h. es werden nur 2% der Kontrakte wirklich physikalisch durch Stromlieferung erfüllt (Paradoxon des Marktes).

- Futures-Märkte (Börse, Terminkontrahandel, standardisiert): Futures sind Terminkontrakte und diese werden nur an Warenbörsen gehandelt, wobei Liefertermin, Ort, Qualität und Menge standardisiert sind. Es werden alle Eigenschaften definiert, bis auf den Preis. Ein Futures-Kontrakt besteht, wenn ein Käufer und Verkäufer einen Preis vereinbaren, wobei dessen Höhe nicht limitiert ist. Handel in Europa nur am Nordpool und an der EEX (Börse in Frankfurt).
- Forward-Märkte (Bilateral oder Börse, Terminkontrahandel, nicht standardisiert): Ein Forward ist ein nicht standardisierter bilateraler Vertrag zwischen Marktteilnehmern. Bei Abschluss eines Forward muss jeder Teilnehmer die Bonität selbst überprüfen.
- Kurzfristig (Tage, Wochen):
 - Spotmärkte (Bilateral):
 - Börse:
 - Pools: Existiert in Europa in England & Wales, sowie in Skandinavien (Nordpool). Ein Pool ist durch folgende Eigenschaften charakterisiert: Existenz eines Übertragungsnetzbetreibers (verantwortlich für Netzbetrieb); eine Strombörse; gleicher Netzzugang für alle Erzeuger. Es wird weiter unterschieden zwischen verpflichtende und freiwillige Pools (hier existiert ein bilateraler (Forward-)Markt parallel zum Pool).
Ablauf in einem Pool: Nachfragekurve prognostiziert (kurzfristig, unelastisch), Aufruf um Angebote, Angebote geordnet nach Kosten der Erzeugung, Marktpreis = Schnittpunkt aus Angebots- und Nachfragekurve (diesen Marktpreis erhalten alle Anbieter, die links von Schnittpunkt liegen, egal wie hoch ihr Angebot war).
 - Indices:
- Sehr kurzfristig (15 Minuten):
 - Markt für Ausgleichsenergie:

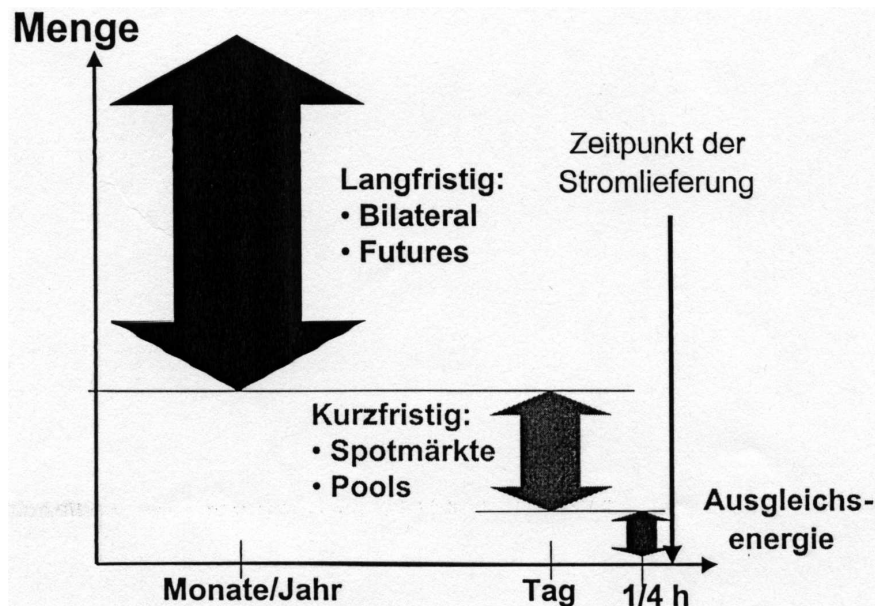


Abbildung 8: Strommärkte in Abhängigkeit von der Zeit