

Tino Schütte *Hrsg.*

Leitungsgebundene Energieversorgung in Mittel- und Osteuropa

Elektrizität, Erdgas und Fernwärme



Springer Vieweg

Leistungsgebundene Energieversorgung in Mittel- und Osteuropa

Mit Beiträgen von

Emil Dvorský
Westböhmisches Institut für Wirtschaft
Pilsen, Tschechien

Arvydas Galinis
Litauisches Energieinstitut
Kaunas, Litauen

Vaclovas Miškinis
Litauisches Energieinstitut
Kaunas, Litauen

Tino Schütte
Hochschule Zittau/Görlitz
Zittau, Deutschland

Kaspars Šlihta
Internationale Hochschule für Wirtschaft
Riga, Lettland

Kvetoslava Šoltésová
Slowakische Innovations- und
Energieagentur
Banská Bystrica, Slowakei

Zdzisław Szalbierz
Technische Universität Breslau
Wrocław, Polen

Lenka Raková
Westböhmisches Institut für Wirtschaft
Pilsen, Tschechien

Olga Borozdina
Staatliche Universität für Wirtschaft
Sankt-Petersburg, Russland

Géza Mészáros
GOND-OLD Consulting
Budapest, Ungarn

Edyta Ropuszyńska-Surma
Technische Universität Breslau
Wrocław, Polen

Gunta Šlihta
Nationale Agentur für Bildungsentwicklung
Riga, Lettland

Andrea Simon
Env-in-Cent
Budapest, Ungarn

Jaroslav Šoltés
Nationale Energiegesellschaft
Banská Bystrica, Slowakei

Magdalena Węglarz
Technische Universität Breslau
Wrocław, Polen

Martin Sirový
Westböhmisches Institut für Wirtschaft
Pilsen, Tschechien

Tino Schütte
Hrsg.

Leistungsgebundene Energieversorgung in Mittel- und Osteuropa

Elektrizität, Erdgas und Fernwärme

Hrsg.
Tino Schütte
Hochschule Zittau/Görlitz
Zittau, Deutschland

ISBN 978-3-658-11586-9 ISBN 978-3-658-11587-6 (eBook)
<https://doi.org/10.1007/978-3-658-11587-6>

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Springer Vieweg

© Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, ein Teil von Springer Nature 2019

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die nicht ausdrücklich vom Urheberrechtsgesetz zugelassen ist, bedarf der vorherigen Zustimmung des Verlags. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Bearbeitungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen usw. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürften.

Der Verlag, die Autoren und die Herausgeber gehen davon aus, dass die Angaben und Informationen in diesem Werk zum Zeitpunkt der Veröffentlichung vollständig und korrekt sind. Weder der Verlag, noch die Autoren oder die Herausgeber übernehmen, ausdrücklich oder implizit, Gewähr für den Inhalt des Werkes, etwaige Fehler oder Äußerungen. Der Verlag bleibt im Hinblick auf geografische Zuordnungen und Gebietsbezeichnungen in veröffentlichten Karten und Institutionsadressen neutral.

Lektorat: Dr. Daniel Fröhlich

Springer Vieweg ist ein Imprint der eingetragenen Gesellschaft Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH und ist ein Teil von Springer Nature.

Die Anschrift der Gesellschaft ist: Abraham-Lincoln-Str. 46, 65189 Wiesbaden, Germany

Vorwort

Das vorliegende Buch zur leitungsgebundenen Energieversorgung in Mittel- und Osteuropa ist ein Ergebnis des internationalen Fachaustausches im Rahmen des Zittauer Energieseminars, das seit 1990 jährlich an der Hochschule Zittau/Görlitz, vormals Technische Hochschule (TH) Zittau, stattfindet. Anlass war sein 25-jähriges Bestehen.

Die wissenschaftliche Zusammenarbeit der Länder des damaligen Rates für gegenseitige Wirtschaftshilfe (RGW) wurde von den Akademien der Wissenschaften (AdW) der Mitgliedsländer des RGW getragen. Das lag darin begründet, dass in allen RGW-Ländern die AdW nach sowjetischem Vorbild die zentralen Forschungseinrichtungen für die Grundlagenforschung waren. In der DDR arbeiteten in der AdW über 22.000 Wissenschaftler. Die Forschungszusammenarbeit erfolgte im Rahmen von Forschungskomplexen. Die gemeinsame energetische Forschung fand im Komplex 6 „Systemuntersuchungen in der Energetik“ statt. Dieser Komplex wurde in der DDR vom Zentralinstitut für Kernforschung mit Sitz in Rossendorf bei Dresden koordiniert, da die Forschungszusammenarbeit im Komplex 6 schwerpunktmäßig aus kernenergetischer Forschung bestand.

1985 wurde ich von der Leitung der AdW der DDR gebeten, eine Arbeitsrichtung „Methoden und grundlegende Richtungen der Energieeinsparungspolitik“ innerhalb des Komplexes 6 zu leiten, da von sowjetischer Seite die DDR als erfolgreichstes Land auf dem Gebiet der Energieeinsparung innerhalb des RGW angesehen wurde. Da ich bisher als Beauftragter für die Hauptforschungsrichtung „Rationelle Energieanwendung“ der AdW und des Hochschulwesens tätig war und als Mitglied des Forschungsrates der DDR die Arbeitsgruppe Energieanwendung leitete, sagte ich zu. Die Mitglieder für diese neue Arbeitsrichtung wurden von den AdW der Sowjetunion, Polens, der Tschechoslowakei, Ungarns, Bulgariens und Rumäniens delegiert. Das Ziel der Zusammenarbeit sollte die Erarbeitung einer Monografie sein, die arbeitsteilig erfolgen und die besonderen Erfahrungen der einzelnen Länder bei der Verwirklichung von Energieeinsparungen enthalten sollte. Die Mitglieder der Arbeitsrichtung trafen sich jeweils in einem anderen Land zur Beratung des Arbeitsstandes und der weiteren Schritte, so neben Dresden in Irkutsk, Budapest und Ruda Slaska.

Auf der Zusammenkunft der Gruppe im November 1990 in Ruda Slaska stellte ich meine Funktion als Leiter zur Verfügung, denn inzwischen war ich Bundesbürger und gehörte damit nicht mehr dem RGW und dem Warschauer Pakt, sondern der EG und der NATO an. Die Gruppe beriet darüber und bat mich, trotz dieser Veränderungen weiter zu leiten. Ich sagte zu und bat um einen Vorschlag, wer die nächste Zusammenkunft organisieren könnte. Keines der teilnehmenden Länder sah sich wegen eigener politischer Veränderungen dazu in der Lage. Um die Gruppe zu erhalten, lud ich für 1991 an die Technische Hochschule in Zittau ein. Damit war das Zittauer Seminar zur energiewirtschaftlichen Situation in den Ländern Mittel- und Osteuropas geboren.

Nachdem ich die Einladung nach Zittau ausgesprochen hatte, kam es zu gravierenden Veränderungen an der AdW der DDR und der Hochschule. Die AdW mit ihren Wissenschaftlern wurde aufgelöst und damit auch mein bisheriger Geldgeber für die Zusammenarbeit. An der Hochschule wurde meine Sektion Sozialistische Betriebswirtschaft abgewickelt und damit auch ich, was automatisch Entlassung bedeutete. Zur Weiterführung der Ausbildung wurde ich befristet für ein Jahr neu eingestellt. Wenn wir Wissenschaftler aus den östlichen Nachbarländern einladen wollten, mussten wir für diese in der Einladung zur Visumserteilung eine Erklärung abgeben, dass die Kosten für den Aufenthalt und die Krankenversicherung von der Hochschule übernommen werden. Obwohl die damalige Hochschulleitung wissenschaftlich sehr an der Überführung der Arbeitsrichtung an die Hochschule interessiert war, sah sich der Rektor finanziell nicht in der Lage, eine solche Erklärung abzugeben. Um das ganze Vorhaben nicht scheitern zu lassen, entschloss ich mich, die Finanzierung persönlich zu garantieren und gründete für eine mögliche Kreditfinanzierung 1991 ein Unternehmen mit der Bezeichnung „Wirtschaftsinformationen“, das noch heute existiert. Damit war aber noch kein Geld beschafft. Hierfür nutzte ich meine schon Ende 1990 aufgenommenen Kontakte zu Siemens KWU und bat, mich bei der Gewinnung von Sponsoren in der Alt-BRD zu unterstützen. Neben Siemens selbst beteiligte sich ESSO. Mit der Spende dieser zwei Unternehmen konnte ich die Kosten für Aufenthalt und Krankenversicherung decken.

Anfang der 1990er-Jahre kam es in der Sowjetunion (SU) zu starken Veränderungen im Unionsgefüge. In der Reihenfolge Litauen, Lettland und Estland erklärten diese Sowjetrepubliken 1990 ihre Unabhängigkeit. Ende 1991 brach die SU insgesamt zusammen und alle Sowjetrepubliken wurden selbstständige Staaten. Anfang 1993 kam es zur Trennung der Tschechoslowakei in die Tschechische und die Slowakische Republik. Diese Ereignisse hatten einen starken Einfluss auf die teilnehmenden Länder am Zittauer Seminar. Es kamen hinzu die Slowakei, Belorussland und die Ukraine, danach auch Lettland, Litauen, Estland und Kasachstan als ständige Teilnehmer. Auch Kuba, die USA, China und die Türkei waren an einzelnen Seminaren beteiligt.

Wenn es zum 1. Seminar 1991 Siemens KWU und ESSO waren, die zahlend teilnahmen, waren es schon zum 3. Seminar 1993 Preußen Elektra, die LAUBAG, das Verbundnetz Gas, die MEVAG Potsdam, die Stadtwerke Leipzig, die Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit Köln, der Maschinenbau Halberstadt und das IfU Sachsen aus Hirschfelde. Durch ihre Teilnahmegebühren entspannten sich die finanziellen Probleme, ich

konnte Hotelzimmer und auch Reisekostenzuschüsse bezahlen. Das Zittauer Seminar hatte sich als Veranstaltung mit einem Teilnehmerfeld Mittel- und osteuropäischer Staaten etabliert. Die Anzahl der teilnehmenden Personen wurde von mir bewusst klein gehalten, um die Diskussion und das persönliche Kennenlernen zu fördern. Von jedem teilnehmenden Land wurden ein schriftlicher Bericht und ein Vortrag beigesteuert. Für diesen Bericht wurden Schwerpunkte vorgegeben und statistische Informationen abgefordert, die bestimmte Entwicklungen, z. B. der Energiepreise, betrafen. Daraus wurden Zeitreihen gebildet, die Tendenzen sichtbar machten. Diese weitgehende inhaltliche Gleichartigkeit der Berichte ließ Ländervergleiche bezüglich wesentlicher Prozesse der Transformation der Energiewirtschaft dieser Länder von der Plan- zur Marktwirtschaft zu. In Fachzeitschriften sowohl dieser Länder als auch in Deutschland wurden die zusammengefassten Erkenntnisse weiterverbreitet. Ein ständiger Punkt war die aktuelle Entwicklung der wirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Situation. Wechselnde Schwerpunkte waren u. a.: Energiepreisbildung, Privatisierung, Dezentralisierung, Liberalisierung oder Energieeinsparungsbestrebungen. Bei den meisten dieser Schwerpunkte kam es zu kontroversen Diskussionen, abhängig von dem jeweiligen Erfahrungsstand im einzelnen Land. Hier halfen die deutschen Teilnehmer vor allem aus ostdeutschen Energieunternehmen, die diese oftmals schmerzlichen Prozesse im Eilverfahren vollzogen hatten. Dabei wirkte es sich positiv aus, dass über die Jahre persönliche Freundschaften entstanden waren.

Eine kontinuierliche Herausforderung war die Finanzierung des Seminars. Im Jahr 2000 endete altersbedingt meine Tätigkeit an der Hochschule. Ich nutzte die Zeit danach, um ein EU-Projekt auszuarbeiten und zu beantragen, welches die Integration möglichst vieler Teilnehmerländer am Seminar zum Ziel hatte, um zumindest in Teilen die Seminarfinanzierung über Projektmittel durchführen zu können. Die EU-Kommission bestätigte einen Projektvorschlag Ende 2002 mit einer Laufzeit von 40 Monaten. Damit war die Finanzierung des Zittauer Seminars bis 2005 gesichert.

Während des 15. Seminars 2005 kam es zu einem Wechsel in der Seminarleitung. Aus Altersgründen hatte ich darum gebeten, von dieser Funktion entbunden zu werden. Der damalige Prorektor Prof. Dr. Joachim Zielbauer, gleichzeitig einer meiner Schüler, übernahm den Staffelstab und führte das Zittauer Seminar zur Energiewirtschaft in den Ländern Mittel- und Osteuropas bis 2013. Danach übernahm Prof. Dr. Tino Schütte die Organisation und wissenschaftliche Leitung. Das Seminar hat vor allem nach 1990 den Prozess der Transformation der Energiewirtschaft in den ehemaligen sozialistischen Ländern Europas von der Plan- zur Marktwirtschaft unterstützt und geholfen, die Kandidatenländer an die EU heranzuführen. Dieser Prozess wurde durch die Aufnahme Polens, Tschechiens, der Slowakei, Ungarns, Estlands, Lettlands und Litauens am 1. Mai 2004 als Mitglieder der EU erfolgreich beendet. Das Seminar hat darauf reagiert. Die Teilnahme ist öffentlicher geworden, die Themen passen sich den aktuellen Entwicklungen in der Energiewirtschaft, besonders den neuen Erfordernissen der Energiewende, an. Die beteiligten Länder erweitern sich über Europa hinaus und die Teilnehmerzahl gewerblicher Unternehmen steigt.

Ich möchte mich bei allen bedanken, die als Mitwirkende, als Sponsoren, als Teilnehmer oder Organisatoren dazu beigetragen haben, dass dieses Seminar auf sein langjähriges Bestehen, trotz extrem komplizierter Anfangsbedingungen und stürmischer Zwischenzeiten, stolz sein kann. Mein Dank gilt auch der Hochschulleitung, die immer im Seminar einen Kernpunkt des wissenschaftlichen Lebens gesehen hat und ihm mögliche Unterstützung gewährte.

Das vorliegende Fachbuch ist ein Grundlagenwerk, indem es für ausgewählte Transformationsländer in Mittel- und Osteuropa die Entwicklung der netzgebundenen Energiewirtschaft und ihrer Teilsysteme seit den 1990er-Jahren bis in die Gegenwart skizziert und sichtbar macht, welche gewaltigen Veränderungen in diesen Ländern stattgefunden haben.

Ebersbach-Neugersdorf, August 2018

Prof. Dr. rer. oec. habil. Wilhelm Riesner

Inhaltsverzeichnis

1 Polen	1
Edyta Ropuszyńska-Surma, Magdalena Węglarz und Zdzisław Szalbierz	
2 Tschechien	27
Martin Sirový, Emil Dvorský und Lenka Raková	
3 Slowakei	51
Kvetoslava Šoltésová und Jaroslav Šoltés	
4 Ungarn	73
Géza Mészáros und Andrea Simon	
5 Litauen	93
Vaclovas Miškinis und Arvydas Galinis	
6 Lettland	119
Gunta Šlihta und Kaspars Šlihta	
7 Estland	137
Tino Schütte	
8 Russische Föderation	151
Olga Borozdina	
9 Deutschland	171
Tino Schütte	
10 Zusammenfassender Vergleich	193
Tino Schütte	
Glossar	203

Abkürzungsverzeichnis

Länderübergreifend

BIP	Bruttoinlandsprodukt
BRELL	Belarus, Russia, Estonia, Latvia and Lithuania (Weißrussland, Russland, Estland, Lettland und Litauen)
BSV	Bruttostromverbrauch
BWS	Bruttowertschöpfung
CNG	Compressed Natural Gas (komprimiertes Erdgas)
EE	Erneuerbare Energien
EEV	Endenergieverbrauch
EEX	European Energy Exchange (Europäische Energiebörse)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas (Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber)
EU28	die derzeitigen 28 Mitgliedsstaaten der Europäischen Union (EU)
EUR	Währung Euro (1 EUR = 100 ct)
Eurostat	Statistisches Amt der Europäischen Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EW	Einwohner
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GUD	Gas- und Dampfturbinen
H-Gas	High Calorific Gas (Erdgas mit einem Methangehalt größer 87 %)
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HKW	Heizkraftwerk
IPS/UPS	Integrated Power System/Unified Power System (einheitliches Elektroenergiesystem mit Russland)
ISO	Independent System Operator (unabhängiger Systembetreiber)

ITO	Independent Transmission Operator (unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber)
kJ	Kilojoule [3600 kJ = 1 kWh] (10^3 -Vielfache sind MJ, GJ, TJ, PJ, ...)
KKP	Kaufkraftparität
KKS	Kaufkraftstandard
KKW	Kernkraftwerk
KW	Kraftwerk
kW	Kilowatt (10^3 -Vielfache sind MW, GW, ...)
kWh	Kilowattstunde (10^3 -Vielfache sind MWh, GWh, TWh, ...)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
L-Gas	Low Calorific Gas (Erdgas mit einem Methangehalt von 80 bis 87 %)
LNG	Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
MwSt	Mehrwertsteuer
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development (Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung)
ORC	Organic Rankine Cycle (organischer Rankine-Kreisprozess)
PEV	Primärenergieverbrauch
Phelix	Physical electricity index (physikalischer Stromindex)
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
PVA	Photovoltaikanlage
SAIDI	System Average Interruption Duration Index (mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen)
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (übergeordnete Steuerung und Datenerfassung)
TNB	Transportnetzbetreiber
TPA	Third Party Access (Netzzugang Dritter)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WKA	Windkraftanlage
WKW	Wasserkraftwerk

Polen

EC	Elektrociepłownia
GAZ-SYSTEM	Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.
GUS	Główny Urząd Statystyczny
KPMG	Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu
OSM	Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.
PGNiG	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
PMG	Podziemne Magazyny Gazu
PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

PSG	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
TGE	Towarowa Giełda Energii S.A.
URE	Urząd Regulacji Energetyki
ZUSOK	Zakład Unieszkodliwiania Stałych Odpadów Komunalnych

Tschechische Republik

ČEPS	Česká Energetická Přenosová Soustava a.s.
ČEZ	České Energetické Závody a.s.
EPH	Energetický a Průmyslový Holding a.s.
ERÚ	Energetický Regulační Úřad
OTE	Operátor Trhu s Elektrinou a.s.
ZEVO	Zařízení na Energetické Využití Odpadu
NET4GAS	NET4GAS s.r.o.

Slowakei

Eustream	eustream a.s.
OKTE	Organizátor Krátkodobého Trhu s Elektrinou a.s.
SE	Slovenské Elektrárne a. s.
SED	Stredoslovenská Energetika Distribúcia a.s.
SEPS	Slovenská Elektrizačná Prenosová Sústava a. s.
SIEA	Slovenská Inovačná a Energetická Agentúra
SPP	Slovenský Plynárenský Priemysel a.s.
SU SR	Štatistický Úrad Slovenskej Republiky
ÚRSO	Úrad pre Reguláciu Sieťových Odvetví
VSD	Východoslovenská Distribučná a.s.
ZSD	Západoslovenská Distribučná a.s.

Ungarn

FGSZ	Földgázszállító Zrt
HUPX	Magyar Szervezett Villamosenergia-piac Zrt.
KÁT	Kötelező Átvételi Rendszer
KHEM	Közlekedési, Hírközlési és Energetikai Minisztérium
MAVIR	Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító Zrt.
MEKH	Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal
MFGK	Magyar Földgázkereskedő Zrt.
MFGT	Magyar Földgáztároló Zrt.

MMBF	MMBF Földgáztároló Zrt.
MOL	Magyar Olaj és Gázipari Nyrt
MVM	Magyar Villamos Művek Zrt.
VET	Villamosenergia Törvény

Litauen

Amber Grid	Amber Grid AB
ESO	Energijos Skirstymo Operatorius AB
ET	Energijos Tiekimas UAB
INTER RAO	INTER RAO Lietuva UAB
LE	Lietuvos Energija UAB
Ligrid	Litgrid AB
NCC	National Commission for Energy Control and Prices

Lettland

AST	Augstsprieguma Tīkls AS
CBG	Conexus Baltic Grid AS
Latvenergo	Latvenergo AS
LREM	Latvijas Republikas Ekonomikas Ministrija
RS	Rīgas Siltums AS
SPRK	Sabiedrisko Pakalpojumu Regulēšanas Komisija
ST	Sadales Tīkls AS

Estland

EG	Eesti Gaas AS
Elering	Elering AS
EP	Eesti Põlevkivi AS
Esti Energia	Esti Energia AS

Russland

ATS	Администратор Торговой Системы ОАО
DPM	Договор о Предоставлении Мощности
FSK EES	Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы ПАО
FSTRF	Федеральная Служба по Тарифам

Gazprom	Газпром ПАО
RAO	Единая Энергетическая Система России
Rosenergoatom	Концерн Росэнергоатом ОАО
Rosseti	Российские Сети ПАО
RusHydro	РусГидро ПАО
SO EES	Системный Оператор Единой Энергетической Системы ОАО

Deutschland

50Hertz	50Hertz Transmission GmbH
Amprion	Amprion GmbH
BNetzA	Bundesnetzagentur
EEG	Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien
EEWärmeG	Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung
Tennet	TenneT TSO GmbH
TransnetBW	TransnetBW GmbH
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co. KG
GPL	Gaspool Balancing Services GmbH
PRISMA	Prisma European Capacity Platform GmbH

Edyta Ropuszyńska-Surma, Magdalena Węglarz
und Zdzisław Szalbierz

1.1 Rahmenbedingungen

Die Republik Polen grenzt an Russland (Oblast Kaliningrad), Litauen, Weißrussland, die Ukraine, die Slowakei, Tschechien und Deutschland. Die Länge der Ostseegrenze misst 395 km. Die Fläche Polens beträgt 322.575 km². Die Hauptstadt ist Warschau. Weitere größere Städte sind Lodz, Krakau, Breslau, Posen, Danzig, Stettin, Bromberg und Kattowitz. Am 04.06.1989 wurde Polen offiziell ein kapitalistisches Land mit der sozialen Marktwirtschaft als Leitbild. An diesem Tag haben die ersten freien Wahlen zum Senat und zum Parlament stattgefunden. Die durchgeführten Reformen und der Prozess der Harmonisierung der polnischen Gesetzgebung an EU-Richtlinien ermöglichten den Beitritt Polens zur EU im Jahr 2004. Laut Beitrittsvertrag verpflichtete sich Polen, grundsätzlich den EUR einzuführen. Ein konkreter Termin wurde aber nicht festgelegt. Seit 1999 hat Polen ein dreistufiges Verwaltungssystem. Die Struktur besteht aus Gemeinden, Landkreisen und Wojewodschaften. Es gibt 16 Wojewodschaften, 314 Landkreise und 66 Städte mit dem Status eines Landkreises sowie 2479 Gemeinden. Es gibt drei Arten von Gemeinden: städtische, städtisch-ländliche und ländliche.

Polen hat gegenwärtig rund 38 Mio. Einwohner und eine Bevölkerungsdichte von 123 EW/km², wobei die der ländlichen Gebiete bei lediglich 52 EW/km² und die der Städte bei 1082 EW/km² liegt [1]. In den 1990er-Jahren ist es zu einem leichten Bevölkerungsrückgang gekommen. Die Lebenserwartung hat sich erhöht, die Geburtenrate ist gesunken und das Land verzeichnete einen negativen Saldo der internationalen Migration, vor allem bei jungen Menschen. Es wird ein Alterungstrend der Bevölkerung

E. Ropuszyńska-Surma (✉) · M. Węglarz · Z. Szalbierz

Technische Universität Breslau, Wrocław, Polen

E-Mail: edyta.ropuszynska-surma@pwr.edu.pl; magdalena.weglarz@pwr.edu.pl;
zdzislaw.szalbierz@pwr.edu.pl

beobachtet, obwohl der Anteil der Menschen über 65 Jahre an der Gesamtbevölkerung und das Durchschnittsalter deutlich unter dem Durchschnitt der EU liegen. Das Statistische Zentralamt (GUS) prognostiziert einen Rückgang der Bevölkerungszahl auf 33,9 Mio. im Jahr 2050 (Prognose 2014). Die demografischen Veränderungen erfordern Maßnahmen der Regierung: Familienpolitik, Verlängerung des Ruhestandalters und Unterstützung der Wirtschaftstätigkeit der Bevölkerung. In Bezug auf die Energiewirtschaft ist die Veränderung der Wohnorte ein wichtiger Trend. Mit der Erhöhung des durchschnittlichen Pro-Kopf-Einkommens sinkt die Zahl der Stadtbewohner und die der Landbewohner steigt. Laut Daten des GUS macht die Stadtbevölkerung rund 60 % der gesamten Bevölkerung aus. Im Jahr 2002 waren es noch 62 %. Besonders attraktiv sind die ländlichen Gebiete in der Umgebung von Großstädten. Eine beunruhigende Beobachtung ist die steigende Ungleichverteilung. 2012 betrug der Gini-Koeffizient bzgl. der Einkommensverteilung in Polen 0,3 [2].

2016 belief sich das polnische BIP zu Marktpreisen (nominales BIP) auf 426 Mrd. EUR und somit das BIP pro Kopf auf rund 11.200 EUR (Tab. 1.1). Ein wichtiger Maßstab ist der Volumenindex des BIP in KKS pro Einwohner relativ zum Durchschnitt der Europäischen Union (EU28 = 100). Im Jahr 2016 lag er für Polen bei 68. 2016 betrug die Arbeitslosenquote gemäß Eurostat für die Altersgruppe 20–64 Jahre 6,1 %, d. h. niedriger als für die EU28 mit 8,4.

Seit 1990 hat Polen eine Reihe von sozialen und wirtschaftlichen Reformen durchgeführt. Anfangs waren sie das Ergebnis des Wechsels des politischen Systems und später der Anpassung der Wirtschaft an den EU-Beitritt. Die Struktur des BIP hat sich geändert. Der Anteil des Dienstleistungssektors ist größer und der der Industrie kleiner geworden. Zudem hat sich der Anteil des Finanzsektors deutlich erhöht. Im Jahr 2013 betrug der Anteil des Privatsektors am BIP 84,6 %, während es 1990 nur 40 % waren. Mit den Veränderungen in der Wirtschaftsstruktur, dem Lebensstil der Bürger und dem technischen Fortschritt hat sich auch die Energieintensität des BIP verändert. In den Jahren 1996–2002 sanken der Primärenergieverbrauch und der Endenergieverbrauch deutlich. Nach 2002 kehrte sich dieser Trend um, was vor allem auf einen Anstieg des Energieverbrauchs im Verkehrssektor und im Dienstleistungssektor zurückzuführen ist. Obwohl der Verbrauch von Primär- und Endenergie steigt, sinkt die Energieintensität des BIP allmählich als Folge des schnelleren BIP-Wachstums. Im Laufe der Zeit verbessern sich die makroökonomischen Indikatoren. Die Wirtschaft ist wieder in eine Phase des Wachstums übergegangen. Es wurden neue Arbeitsplätze in der Privatwirtschaft geschaffen, die Arbeitslosenquote hat sich stabilisiert. Die ausländischen Direktinvestitionen sind gestiegen, die

Tab. 1.1 Bevölkerung und wirtschaftliche Entwicklung. (Quelle: [3])

	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Bevölkerung [Mio. EW]	38,6	38,3	38,2	38,0	38,1	38,1	38,1	38,0	38,0	38,0
BIP nominal [Mrd. EUR]	108,7	186,4	256,2	361,8	380,2	389,4	394,7	411,0	430,1	426,0

Verschuldung der Wirtschaft wurde reduziert und die Zahlungsbilanz hat sich durch die Stimulierung der Exporte verbessert. Weitere Fakten, die Systemänderungen in Polen herbeigeführt haben, sind die Gründung der Warschauer Börse 1991, die Denomination des PLN 1997 und der freie Wechselkurs 2000.

Polen besitzt Lagerstätten von Steinkohle (die zwei größten Vorkommen befinden sich in Oberschlesien und Lublin), Braunkohle (Belchatow, Konin, Turoszow und Legnica), Schwefel, Silber, Kupfer, Zink und Blei. Es werden auch Stein- und Siedesalz sowie Natursteine abgebaut (z. B. Kalkstein, Sandstein, Mergel) [4]. Im Südosten des Landes gibt es Lagerstätten von Erdöl und Erdgas. Das geschätzte Volumen an Erdgas beträgt rund 132.070 Mio. m³ und das an Erdöl 24 Mio. m³ [5]. In der letzten Zeit wurden zudem Schiefergasvorkommen entdeckt und die Möglichkeit seiner Gewinnung in einem größeren Maßstab untersucht. Abb. 1.1 zeigt die Entwicklung der heimischen Energiegewinnung.

Der Energieverbrauch der Industrie wird von der Entwicklung des Wirtschaftswachstums beeinflusst. Die besonders energieintensiven Branchen sind die Metallurgie, die chemische sowie die Mineralstoffindustrie, die 60 % des gesamten Energieverbrauchs der Industrie ausmachen (Abb. 1.2). 2016 haben die polnischen Haushalte rund 31 % der Endenergie verbraucht. In den vergangenen 20 Jahren ist der Anteil der Energie für die Wärmebereitstellung zurückgegangen. Ein günstiger Trend ist die systematische Senkung des Stromverbrauchs pro Kopf. Obwohl die Primärenergieintensität des polnischen BIP, temperaturbereinigt, in konstanten Preisen von 2005 und unter Berücksichtigung der Kaufkraftparität gesunken ist, liegt sie noch immer über dem europäischen Durchschnitt.

Die Umweltindikatoren verbessern sich schrittweise. Allerdings sind die Treibhausgasemissionen noch immer hoch und der Anteil der erneuerbaren Energien an der Energieerzeugung gering. Im Jahr 2016 betrug der Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen an der Primärenergieerzeugung rund 13,5 %. Die CO₂-Emissionen der Energieversorgung

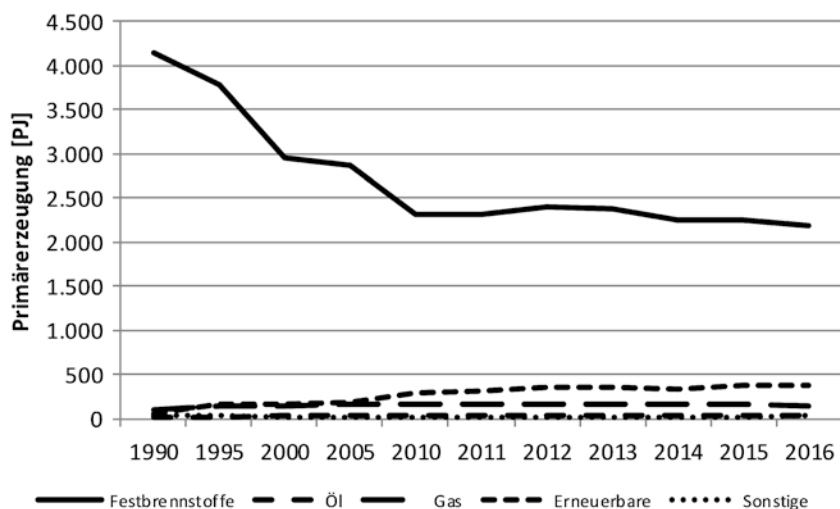


Abb. 1.1 Heimische Energiegewinnung. (Quelle: [3])

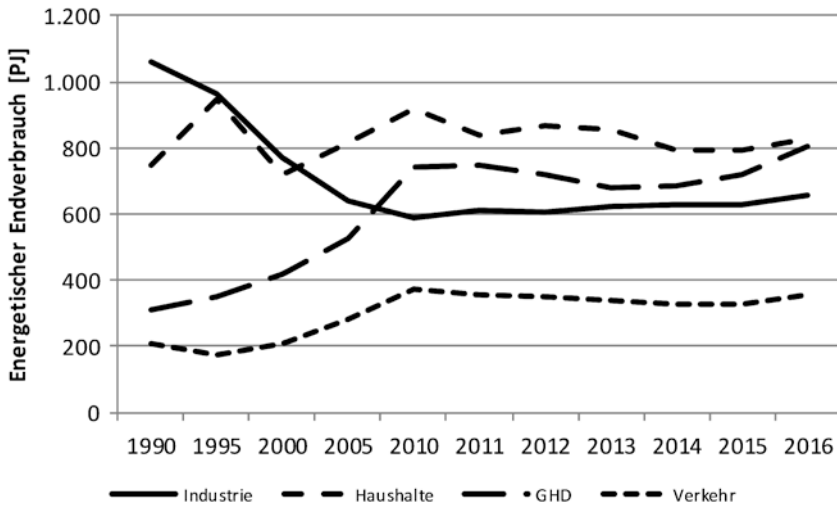


Abb. 1.2 Endenergieverbrauch. (Quelle: [3])

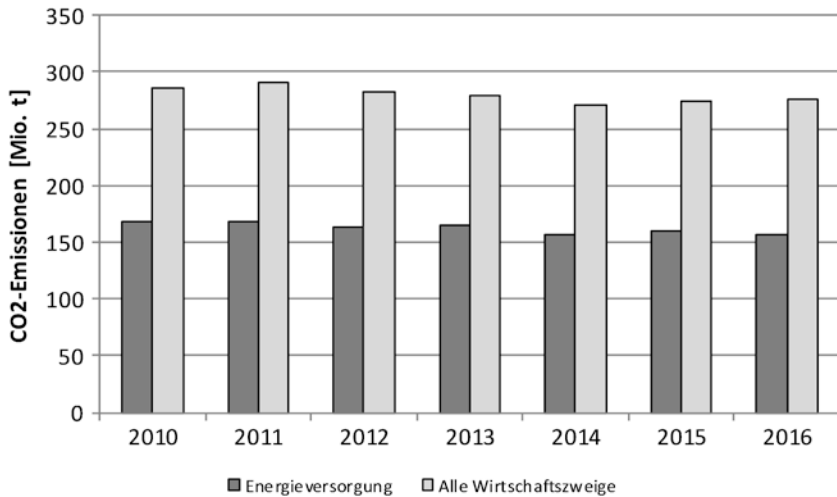


Abb. 1.3 CO₂-Emissionen. (Quelle: [3])

betragen im gleichen Jahr 156 Mio. t und damit 56,7 % an den gesamten CO₂-Emissionen. Die relativ hohen Emissionen sind ein Ergebnis der verbreiteten Nutzung konventioneller Energie (Abb. 1.3). Es werden fast 80 % der Energie aus Stein- und Braunkohle erzeugt.

Einen Schlüsseleinfluss auf die Energiepolitik haben der Präsident und der Ministerrat (Regierung), dem der Ministerpräsident vorsteht. Die wichtigste Rechtsvorschrift, die mehrfach geändert wurde, ist das Energiegesetz von 1997. Es legt die Grundsätze der polnischen Energiepolitik, Bedingungen für die Versorgung und Nutzung von Brennstoffen

und Energie (einschließlich Wärme) und die Verantwortlichkeiten der Energieunternehmen fest. Es benennt auch die für die Energiepolitik verantwortlichen Instanzen und ihre Aufgabenfelder. Die durch das Gesetz eingeführten Regelungen betreffen unter anderem die Einführung von Marktmechanismen, die Entwicklung des Groß- und Einzelhandels mit Strom und Gas, die Bestellung und Arbeitsweise der unabhängigen Regulierungsbehörde für Energie (URE), die Einführung von Unterstützungsmechanismen für die Entwicklung erneuerbarer Energien, die Kraft-Wärme-Kopplung und Verbesserungen der Energieeffizienz. Es wurden zudem die Aufgaben des Übertragungsnetzbetreibers und der Verteilnetzbetreiber definiert. Seit Juli 2007 können alle Strom- und Gaskunden das TPA-Prinzip nutzen. Die Entwicklung des Großhandelsmarktes wurde durch die Eröffnung der Energiebörse 1999 möglich. Der Marktmechanismus für die Unterstützung der erneuerbaren Energien wurde 2005 eingeführt. Grundprinzip ist die Verpflichtung des Vertriebsunternehmens, diese Energie zu kaufen. Die URE stellt hierfür „grüne Zertifikate“ aus. Unternehmen, die Endkunden beliefern, sind zudem verpflichtet, Energieeffizienzzertifikate („weiße Zertifikate“) zu erwerben, die ebenfalls durch die URE ausgestellt werden. Außerdem gibt es „rote Zertifikate“ für Strom aus KWK-Anlagen.

Detaillierte Vorgaben zu den gemäß Energiegesetz eingeführten Bestimmungen sind in Verordnungen des Wirtschaftsministers geregelt. Diese sind u. a. Regeln für die Gestaltung und Kalkulation der Tarife im Handel mit Strom, Wärme und Brennstoffen sowie Betriebsbedingungen von Gas- und Stromsystemen oder Durchführungsbestimmungen für Ursprungszertifikate. Der Wirtschaftsminister ist das oberste Organ der staatlichen Verwaltung in Fragen der Energiepolitik. Die anderen Behörden und Unternehmen, die sich aktiv an der Umsetzung der nationalen Energiepolitik beteiligen, sind der Präsident der Energieregulierungsbehörde, der Präsident des Amtes für Wettbewerb und Verbraucherschutz, Betreiber von Übertragungsnetzen und Verteilnetzen sowie die Energieversorgungsunternehmen. Letztere spielen eine wichtige Rolle bei der Gewährleistung der Energiesicherheit, einschließlich der Entwicklung der Energieinfrastruktur. Die Gebietskörperschaften auf der Wojewodschafts- und Kommunalebene nehmen an der Energieplanung in den Regionen teil. Eine Pflicht der Gemeinde ist es, ihre eigene Energiepolitik zu entwickeln, die das Potenzial der Gemeinde und ihre von der lokalen Bevölkerung akzeptierten Vorhaben berücksichtigt.

Die Energiepolitik wird regelmäßig in Übereinstimmung mit dem Grundsatz der nachhaltigen Entwicklung des Landes erarbeitet. Die darin vorgestellten Prognosen umfassen mindestens 20 Jahre. Die Durchsetzungsmaßnahmen und damit verbundene Instrumente betreffen die nächsten vier Jahre. Die Energiepolitik wird durch den Ministerrat verabschiedet. Das gültige Regierungsdokument ist die Energiepolitik Polens bis 2030, in der u. a. die folgenden Entwicklungen thematisiert werden: Verbesserung der Energieeffizienz, Erhöhung der Versorgungssicherheit mit Brennstoffen und Energie, Diversifizierung der Stromerzeugungsstruktur durch die Kernenergie und den Ausbau der erneuerbaren Energien (einschließlich Biokraftstoffe), Entwicklung wettbewerbsfähiger Brennstoff- und

Energiemärkte sowie Beschränkung der Auswirkungen der Energietechnik auf die Umwelt [6]. Es werden auch die erwarteten Werte der Umsetzungsüberwachungsindikatoren genannt, z. B.:

- Reduzierung des Anteils der Importe von Erdgas und Rohöl aus einer Richtung von 85 % im Jahr 2007 auf 73 % im Jahr 2030,
- Verringerung des Anteils der erreichbaren Leistung der konventionellen Quellen am maximalen Strombedarf von 130 % im Jahr 2007 auf 115 % im Jahr 2030,
- Bau eines Kernkraftwerks, welches mehr als 30 % des Strombedarfs deckt,
- Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch von 7,7 % im Jahr 2007 auf mindestens 15 % im Jahr 2020,
- 10 %-Anteil von Biokraftstoffen am Kraftstoffmarkt im Jahre 2020,
- Ausbau der grenzüberschreitenden Verbindungen zur schrittweisen Erhöhung des Strom-austausches mit den Nachbarländern auf 20 % im Jahre 2020 und 25 % im Jahre 2030,
- Verringerung der jährlichen CO₂-Emissionen im Stromsektor im Verhältnis zur nationalen Stromproduktion von 0,95 t/MWh im Jahr 2007 auf 0,70 t/MWh im Jahr 2030.

1.2 Elektrizitätsversorgung

Der Ausgangspunkt für eine Analyse der polnischen Elektrizitätsversorgung ist die Charakteristik der Wertschöpfungsstufen (Erzeugung, Übertragung, Handel und Vertrieb) und des Stromverbrauchs. Es ist anzumerken, dass die Entwicklung der Energieversorgung in verschiedenen Ländern in ähnlicher Richtung verläuft, aber das Tempo dieser Änderungen durch die Energiepolitik der einzelnen Staaten bestimmt wird. Sowohl die Literatur als auch die Praxis zeugen davon, dass die Energiewirtschaft die nächste Phase, die sogenannte Energierevolution, begonnen hat. Sie ist mit einem Prozess der Reindustrialisierung verbunden [7]. Insbesondere geht es um systemische Innovationen zur Nutzung erneuerbarer Energien, der Verringerung von monopolistischen Marktstrukturen und die Deregulierung von Energiemärkten. Der Wandel im polnischen Energiesektor ist allerdings langsamer als in anderen europäischen Ländern, was u. a. auf drei parallele Prozesse zurückzuführen ist:

1. Transformation der polnischen Wirtschaft, in der die Energiebranche eine wichtige Rolle als Erbe der zentralen Planungsirtschaft gespielt hat.
2. Integration in die Europäische Union und die Notwendigkeit, europäische Lösungen für die Gestaltung, Entwicklung und Öffnung des Binnenmarktes zu akzeptieren.
3. Einwirkung des wirtschaftlichen und sozialen Umfelds mit einem höheren Marktbewusstsein.

Der Zusammenstoß dieser drei Prozesse bringt Schwierigkeiten bei der Planung von Investitionen, den Bau von Anlagen mit bestimmten Technologien oder der Auswahl von

Brennstoffarten mit sich. Die gegenwärtige Entwicklung ist auch ein Grund für die Stärkung von konservativen Positionen, die aus der Überzeugung entstehen, dass bewährte Entwicklungspfade erhalten bleiben sollten.

Schlussfolgerungen aus statistischen Daten und empirischen Untersuchungen, die in der vorliegenden Arbeit analysiert werden, können in zwei Gruppen geteilt werden. Die erste Gruppe sind Daten, die den Zustand der Energieerzeugung in den letzten 10 Jahren, die zweite vor 2005 beschreiben. Die Kapazität des polnischen Elektroenergieversorgungssystems betrug 2015 rund 39 GW. 87 % dieser Leistung ist in Kraftwerken und Heizkraftwerken installiert. Die dominierende Rolle in der Leistungsstruktur spielen fossile, insbesondere mit Stein- und Braunkohle befeuerte Kraftwerke mit 29 GW [8]. Zu Beginn dieses Jahrhunderts wurden die ersten Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis von Erdgas und erneuerbaren Energien angeschlossen. Der Anteil der installierten Leistung auf Basis von Wasserkraft ist stabil. Das größte Wasserkraftwerk ist Solina-Myczkowce mit einer installierten Leistung von 200 MW. Das größte Pumpspeicherkraftwerk ist Zarnowitz mit einer Turbinenleistung von 716 MW. Zu den größten Stromerzeugern gehören PGE, TAURON und Enea, die über die Hälfte der installierten Kapazität und erzeugten Strommenge bereitstellen.

Der steigende Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen steht in den letzten Jahren vor allem unter dem Einfluss der Mitverbrennung von Biomasse (Abb. 1.4). Der Anteil fester Brennstoffe hierbei beträgt mehr als 80 %. Ergänzend zum Biomasseanteil ist auch der Anteil der Windenergie größer geworden. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft ist relativ stabil. Ein kleiner Anteil von Solarenergie und der Verbrennung von Haushaltsmüll kommen hinzu.

Außer der Tatsache, dass sich die polnische Energiewirtschaft vor allem auf konventionelle Quellen stützt, haben die herkömmlichen Kraftwerke großen Modernisierungsbedarf.

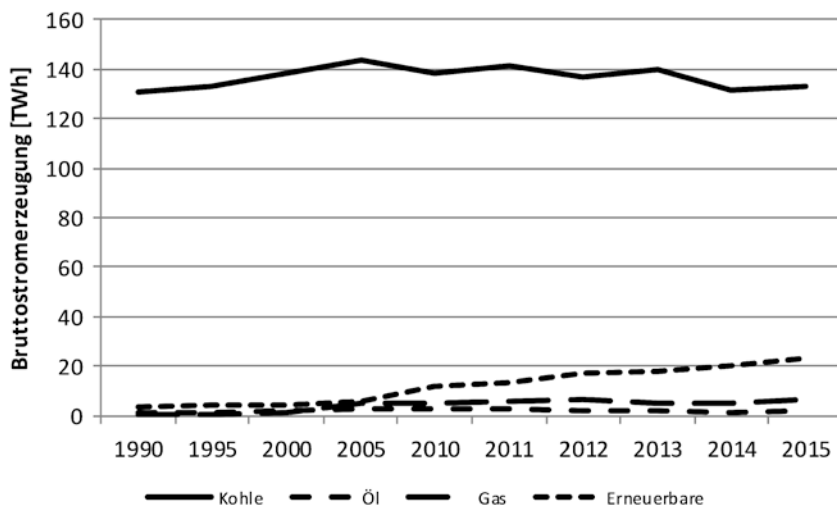


Abb. 1.4 Bruttostromerzeugung. (Quelle: [9])

Der Abnutzungsgrad beträgt durchschnittlich 65 %. 2012 waren 43 % der Anlagen der konventionellen Kraftwerke über 30 Jahre, 37 % zwischen 20 und 30 Jahre, 12 % zwischen 10 und 12 Jahre und 8 % zwischen 5 und 10 Jahre alt. Da die mittlere Lebensdauer von Kohleblöcken 40–45 Jahre beträgt, erfordert die Erneuerung in den kommenden Jahren Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 13 bis 18 GW [10]. Die Notwendigkeit der Stilllegung von Kraftwerksblöcken und die Unsicherheit bezüglich der Inbetriebnahme neuer Anlagen sind mit Risiken bei der Aufrechterhaltung der Betriebsstabilität des Energiesystems verbunden.

Die Gesamtlänge des Stromnetzes in Polen beträgt über 830.000 km (Stand 2016), wovon mehr als 14.000 km auf Höchstspannungsleitungen entfallen [8]:

- 1 Leitung 750 kV (114 km),
- 90 Leitungen 380 kV (6139 km),
- 165 Leitungen 220 kV (7873 km).

Darüber hinaus besteht das Energieübertragungssystem aus 106 Umspannwerken und einer 254 km langen Gleichstrom-Unterseeverbindung mit 450 kV nach Schweden. Das nationale Energiesystem besteht aus rund 600 Tkm Freileitungen und etwa 230 Tkm Erdkabel. Die Länge der Freileitungen im Mittelspannungsbereich beträgt 234 Tkm und im Niederspannungsbereich 321 Tkm. Erdkabel im Mittelspannungsbereich sind rund 75 Tkm und im Niederspannungsbereich in etwa 153 Tkm lang.

Die Dichte des Übertragungsnetzes auf polnischem Gebiet ist aus historischen Gründen sehr unterschiedlich. Am besten ist das Übertragungsnetz im Süden des Landes entwickelt, wo große Kohlekraftwerke in der Nähe von Lagerstätten entstanden sind. Die übrigen Teile des Landes haben eine weniger entwickelte Netzinfrastruktur. Zusammen mit Veränderungen in der Struktur der Energieproduktion, z. B. Windparks, wurde es notwendig, das Netz im nördlichen Teil des Landes auszubauen. Große Windparks mit Kapazitäten >100 MW werden an das Übertragungsnetz, Parks mit kleineren Kapazitäten an das Verteilnetz angeschlossen. Der Netzausbau wird vor allem mit dem Ziel geführt, dass jedes Umspannwerk aus mindestens zwei Quellen versorgt wird. Dies war viele Jahre nicht gewährleistet.

Der Ausbau des Verteilnetzes schließt Umspannwerke im ganzen Land ein. Große Umspannwerke in Polen sind u. a. Rogowiec 380/220 kV (nahe dem Kraftwerk Belchatow), Kozienice 380/220/110 kV (nahe dem Kraftwerk Kozienice), Wielopole 380/220/110 kV (Nahe dem Kraftwerk Rybnik) und Zarnowitz 380/110 kV (nahe dem Pumpspeicherkraftwerk Zarnowitz). An Letzteres soll das erste polnische Kernkraftwerk Zarnowitz angeschlossen werden.

Als zu niedrig ist das Leistungsniveau der grenzüberschreitenden Verbindungen anzusehen. Der Betreiber des Übertragungssystems (PSE) misst der Kapazitätserhöhung der bisherigen und der Planung neuer Leitungen eine große Bedeutung zu. Bisher gibt es folgende Grenzkuppelleitungen [8]:

- Lemešany (SK) – Krosno (380 kV)
- Albrechtice (CZ) – Dobrzeń (380 kV)
- Nošovice (CZ) – Wielopole (380 kV)
- Hagenwerder (DE) – Mikołowa (380 kV)
- Lískovec (CZ) – Kopanina/Bujaków (220 kV)
- Vierraden (DE) – Krajnik (220 kV)

Seit 2006 kooperiert PSE mit einer Gruppe von acht Übertragungsnetzbetreibern in Mittel- und Osteuropa, die einen Teil Deutschlands, Österreichs, Polens, Tschechiens, Sloweniens, Ungarns und der Slowakei einschließt. Zweck ist, den Engpassmanagementmechanismus im grenzüberschreitenden Austausch zu koordinieren und Kapazitäten durch Auktionen für Marktteilnehmer zu öffnen. Im Dezember 2008 haben elf Übertragungsnetzbetreiber aus Tschechien, Deutschland, Österreich, den Niederlanden, der Schweiz und Polen ein Abkommen unterschrieben, um einen sicheren Betrieb der miteinander verbundenen Stromübertragungssysteme in der Region Zentraleuropa zu gewährleisten. 2007 hat die PSE einen Kooperationsvertrag mit den Betreibern der Übertragungsnetze in Litauen, Lettland und Estland zur Herbeiführung einer Integration der Strommärkte der baltischen Länder mit dem Strombinnenmarkt der Europäischen Union geschlossen. Trotz der bescheidenen Anzahl der internationalen Verbindungen ist Polen ein Exporteur von Strom. 2016 wurden 2006 GWh Strom exportiert. Allerdings ist die Handelsbilanz mit den einzelnen Nachbarländern unterschiedlich. Mit der Tschechischen Republik waren es – 6688 GWh, mit der Slowakei – 4184 GWh, mit Litauen 594, während nach Deutschland 8739 GWh und in die Ukraine 957 GWh transportiert wurden. Über die DC-Verbindung mit Schweden wurden 2588 GWh exportiert [8].

Der technische Zustand des Stromübertragungsnetzes in Polen ist nicht zufriedenstellend. Der Großteil der Höchstspannungsnetze mit 380 kV wurde in den 1970er- und 1980er-Jahren gebaut. In den letzten Jahren wurden neue Trassen gebaut und bestehende erheblich modernisiert. Der größte Bedarf an Reparaturarbeiten herrscht im Verteilnetz, vor allem im Osten Polens. Am auffälligsten sind die Probleme mit der Aufrechterhaltung der Spannungsqualität in ländlichen Gebieten (lange und marode Niederspannungsnetze).

Die derzeitige Struktur ist das Ergebnis einer allmählichen Entwicklung, die 1997 mit der Verabschiedung des Energiegesetzes begann. 2006 gab es Änderungen, deren Ziel es war, Unternehmen zu schaffen, welche Erzeugung, Handel und Vertrieb integrieren. Aus 14 Vertriebsunternehmen und 7 Kraftwerkgruppen wurden 2009 integrierte Energiegruppen gegründet. In Polen bedarf es einer Lizenz des Präsidenten der URE, um eine Tätigkeit in der Energieerzeugung und/oder dem Energievertrieb auszuüben. 2015 waren 1679 Lizenzen für die Erzeugung, 72 für die Übertragung/Verteilung, 115 für den Vertrieb und 418 Lizenzen für den Handel gültig [11].

In Übereinstimmung mit den Bestimmungen des EU-Rechts wurde eine Trennung von Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern vorgenommen. Die größten, rechtlich selbstständigen Verteilnetzbetreiber, deren Versorgungsnetz direkt mit dem Übertragungsnetz verbunden ist, sind Enea Operator, ENERGA Operator, innogy Stoen

Operator, TAURON Dystrybucja und PGE Dystrybucja. Darüber hinaus gibt es rund 160 Akteure, die Aufgaben eines Verteilnetzbetreibers wahrnehmen, aber Teil eines vertikal integrierten Unternehmens sind. Verteilnetzbetreiber innerhalb vertikal integrierter Unternehmen, die mehr als 100.000 Kunden haben, sind gemäß Artikel 9d des polnischen Energiegesetzes verpflichtet, hinsichtlich ihrer Rechtsform, Organisationsstruktur und Entscheidungsfindung unabhängig zu sein.

Die sogenannten langfristigen Verträge, welche die Entwicklung des Marktes beschränkten, wurden abgeschafft. Es gilt nicht mehr die Verpflichtung, eine Genehmigung der Regulierungsbehörde für Stromtarife von Kunden, die keine Haushalte oder landwirtschaftlichen Betriebe sind, einzuholen. Tatsache ist, dass die vorgenommenen Änderungen den Kunden die Möglichkeit geben, eine freie Lieferantenwahl nach dem TPA-Prinzip vorzunehmen. Es sollte berücksichtigt werden, dass diese Freiheit keine Verteildienstleistungen einschließt und dass ein Großteil der Kunden hiervon keinen Gebrauch macht.

In den Jahren seit 1989 gab es immer wieder Schwankungen in der Nachfrage von Strom. Ein signifikanter Rückgang sowohl im Verbrauch als auch in der Produktion trat während der Zeit der wirtschaftlichen Transformation in den frühen 1990er-Jahren auf, die mit der Umstrukturierung der Wirtschaft, dem Zusammenbruch vieler Unternehmen (Staatsunternehmen, vor allem in der Schwerindustrie), Veränderungen in der Struktur des BIP und der intensiven Modernisierung von Herstellungstechniken verbunden war.

Die größten Stromverbraucher sind die Industrie und der Dienstleistungssektor. Der Anteil des GHD-Sektors hat sich nach der wirtschaftlichen Transformation deutlich erhöht. Der Stromverbrauch in der Industrie und den privaten Haushalten steigt trotz zunehmend energieeffizienter Geräte. In Polen gibt es ca. 13,3 Mio. Haushalte, deren Durchschnittsverbrauch zwischen 2000 und 3000 kWh/a liegt. Die Entwicklung des Stromverbrauchs zeigt Abb. 1.5.

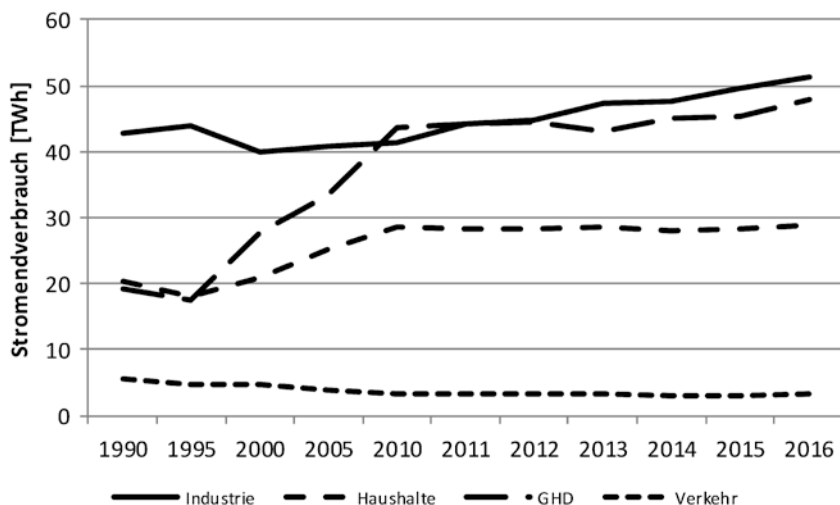


Abb. 1.5 Stromverbrauch. (Quelle: [3])

Tab. 1.2 Stromendverbraucherpreise [ct/kWh]. (Quelle: [3])

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Industrie	5,06	9,29	9,63	8,69	8,83	7,77	8,33	7,62
Haushalte	10,64	13,41	14,71	14,18	14,80	14,21	14,44	13,32

Stromhandel findet auf zwei Märkten, dem Groß- und dem Einzelhandelsmarkt statt. Stromproduzenten, vor allem die großen Erzeuger und Verbraucher sowie Handelsunternehmen sind die Teilnehmer des Großhandelsmarktes. An der polnischen Energiebörse POLPX wird eine zunehmende Menge des erzeugten Stromes verkauft. Die Strombörse wird vom Unternehmen TGE als nominiertem Strommarktbetreiber realisiert. Das Handelsvolumen der Börse ist seit 2010 deutlich gestiegen, als die Verpflichtung des öffentlichen Verkaufs von Strom durch die Erzeuger eingeführt wurde. Früher fand der Handel vor allem im Rahmen von Kapitalgruppen und bilateralen Verträgen statt. Das Gesamtvolumen des Stromhandels an der POLPX spot betrug 2016 126,7 TWh. Auf dem Einzelhandelsmarkt wird Energie hauptsächlich durch Handelsunternehmen verkauft, die sowohl Handel untereinander als auch Vertrieb an die Endkunden betreiben. 2016 verkauften sie direkt an andere Handelsunternehmen 131,7 TWh, an der Börse 90,8 TWh, auf dem Ausgleichsenergiemarkt 5,1 TWh und an Endverbraucher 116,7 TWh [12].

In Tab. 1.2 ist der mittlere Jahresverkaufspreis von Elektrizität dargestellt. Vergleichbar mit anderen europäischen Ländern ist der Strompreis für die Haushalte etwa doppelt so hoch wie der durchschnittliche Preis für die Industrie, auch wenn hier die Preise natürlich stark vom Jahresverbrauch abhängen. Mengenmäßig große Abnehmer bezahlen einen deutlich geringeren Arbeitspreis als kleine.

In Polen wird die Flexibilisierung der Strompreise auch im Einzelhandel fortgesetzt. Die Tarife werden mit der Regulierungsbehörde abgestimmt. 2008 wurden die Strompreise für Industriekunden frei. Seit 1998 ist eine einheitliche Einteilung der Stromtarife, die von Stromhandelsunternehmen angewendet wird, im Einsatz. Es werden grundsätzlich 4 Tarifgruppen unterschieden:

- A-Kunden (Tarife A23, A24): 110 kV (Hochspannung),
- B-Kunden (Tarife B11, B21, B22, B23): 20/30 kV (Mittelspannung),
- C-Kunden (Tarife C21, C22): 10 kV (Mittelspannung),
- G-Kunden (Tarife G11, G12): bis 220/380 V (Niederspannung).

Bei der Kundesegmentierung steht die erste Ziffer für die Anschlussleistung (bis 40 kW = 1, ab 40 kW = 2) und die zweite für die Anzahl der Tarifzeiten (z. B. Tag-Nacht-Tarife = 2). Die konkrete Höhe der Stromtarife variiert je nach Vertriebsgesellschaft und Region des Landes. Die Unterschiede betragen bis zu 7 %. Kunden der Tarifgruppe C, die meistens Unternehmer sind, zahlen häufig die höchsten Preise. Vor Einführung der Strukturänderungen im Energiesektor waren die Energiepreise, einschließlich Strom, deutlich zu niedrig angesetzt. Große (industrielle) Kunden subventionierten die kleineren (insbesondere Haushalte). Nach dem Inkrafttreten des Energiegesetzes 1997 und der stufenweisen

Änderung der Struktur des Großhandelsmarktes änderte sich das. Es ist allgemein anerkannt, dass Haushalte für Energie mehr zahlen als große Industriekunden. Zu bemerken ist, dass die Bruttopreise von der Einführung der Mehrwertsteuer im Jahre 1993 und ihrer Anpassung in den folgenden Jahren betroffen waren. Mit Blick auf das Volumen der verbrauchten elektrischen Energie pro Jahr sind die Preisunterschiede deutlich. Kleinere Industriekunden zahlen für Strom etwa doppelt so viel wie die mittleren, großen und sehr großen Kunden. Dieser Trend hält sich in allen Branchen. In Polen beträgt die Mehrwertsteuer, die auch beim Verkauf von Elektrizität erhoben wird, 23 %.

1.3 Erdgasversorgung

In Polen werden über das Gasversorgungsnetz H-Gas (mittlerer Brennwert 11,1 kWh/m³) und L-Gas (mittlerer Brennwert 8,8 kWh/m³) an die Kunden geliefert. Erdgas ist auf dem Markt auch in verflüssigter Form als LNG oder als komprimiertes Erdgas CNG vorhanden. CNG kann als Alternative zu Treibstoffen auf Erdölbasis verwendet werden. Derzeit gibt es in Polen aber nur wenige öffentlich zugängliche CNG-Tankstellen. Durch die hohe Flexibilität des LNG-Transportes, das aus beliebigen Regionen der Welt eingeführt werden kann, ist eine Diversifizierung der Gasversorgung möglich. Polen verfügt seit 2015 über ein LNG-Terminal in Swinemünde. Das Flüssiggasterminal hat eine Wiederverdampfungskapazität von bis zu 5 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr, mit der Möglichkeit einer Kapazitätserhöhung auf bis zu 7,5 Mrd. m³. Vor Inbetriebnahme des Terminals wurde Flüssiggas via Schienentransport aus Russland importiert. Die Verfügbarkeit von Erdgas ist auf Gebiete mit einem entwickelten Verteilnetz beschränkt. LNG ermöglicht den Vertrieb von Gas in Gebieten, die nicht an das Leitungsnetz angeschlossen sind. Allerdings werden hier nur geringe Mengen verkauft. Das Gesamtvolumen an LNG, das 2016 ins Erdgasnetz aufgenommen wurde, belief sich auf rund 11,2 TWh. Die Erdgasleitungsnetze für H-Gas sind über 175.000 km lang. Im Vergleich zu 2010 ist die Länge der Transport- und Verteilnetze damit um 5 % gestiegen [12].

Für den Gasbrennstoffhandel ist in Polen die Aktiengesellschaft PGNiG verantwortlich. Ihr unterstehen Gesellschaften mit Produktions-, Vertriebs- und Serviceprofilen. Um die rechtliche Auflage, einen Speichieranlagenbetreiber auszugliedern, zu erfüllen, hat die PGNiG eine Zweckgesellschaft, die OSM, eingerichtet. Derzeit besitzt das Unternehmen neun unterirdische Gasspeicher. Sieben von ihnen sind Speicher für H-Gas (PMG Wierzchowice, PMG Husów, KPMG Mogilno, PMG Strachocina, PMG Swarzędów, PMG Brzeźnica, KPMG Kosakowo) und zwei sind für die Lagerung von L-Gas vorgesehen (PMG Daszewo, PMG Bonikowo). Die Kapazität der aktiven unterirdischen Gasspeicheranlagen betrug 2016 rund. 3 Mrd. m³ [13]. Bis 2020 soll die Speicherkapazität auf circa 4 Mrd. m³ erhöht werden. Das entspricht einem Arbeitsgasvolumen von rund 33 TWh. 2005 unterzeichnete PGNiG mit GAZ-SYSTEM einen langfristigen Vertrag bis 2022.

Durch das polnische Territorium verläuft das Yamal-Europa Transitgaspipelinesystem, das über 4000 km Entfernung Erdgas von Russland über Weißrussland und Polen nach Westeuropa transportiert. Der Eigentümer des polnischen Abschnittes ist das Unternehmen EuRoPol GAZ. Die polnische Transitleitung hat einen Rohrdurchmesser von DN 1400, ihre Länge beträgt 684 km. Die Pipeline auf dem Gebiet Polens hat einen physischen Einspeisepunkt (Kondratki) und drei Ausspeisepunkte (Mallnow, Lwówek, Włocławek). Jedes Jahr überträgt das polnische Transportsystem deutlich mehr Erdgas, als im Inland verbraucht wird.

Der Fernleitungsnetzbetreiber des polnischen Transportnetzes ist die Firma GAZ-SYSTEM, die durch eine Entscheidung der URE als unabhängiger Betreiber bis 2025 bestellt worden ist. Die Länge des Transportnetzes, an dem über 50 VNB angebunden sind, betrug Ende 2017 11.059 km, die Anzahl der Einspeisepunkte 67, die der Ausspeisepunkte 983, die der Gasstationen 903 und die der Kompressorstationen 14 [14]. Die gesamten Gaslieferungen nach Polen umfassen Importe aus dem Osten und Lieferungen innerhalb der Europäischen Gemeinschaft aus Deutschland und Tschechien, wobei der Großteil der Einfuhren aus dem Osten kommt. Bis 2010 schloss der Import auch Gas aus der Ukraine und den zentralasiatischen Staaten ein. 2010 wurde ein Nachtrag zum Jamal-Vertrag zwischen PGNiG und der russischen Gazprom Export unterzeichnet, der die nach Polen zu liefernde Gasmenge erhöhte. GAZ-SYSTEM ist auch für die Wartung und Instandhaltung des polnischen Teils der Jamal-Europa-Gasleitung zuständig, über die auch Deutschland Erdgas aus Russland erhält.

Der Transportnetzbetreiber GAZ-SYSTEM pflegt Vereinbarungen mit den Transportnetzbetreibern der Nachbarländer, d. h. mit der weißrussischen Gazprom Transgaz Belarus, der ukrainischen Ukrtransgaz, der deutschen ONTRAS Gastransport und der tschechischen NET4GAS. Gaslieferungen nach Polen aus dem Westen werden über die Knoten Lasów, Gubin und Kamminke durchgeführt. Lieferungen aus der Tschechischen Republik werden über die Knoten Cieszyn und Branice, Lieferungen aus der Ukraine über Drozdowice und Hermanowice, Lieferungen aus Weißrussland über Tietarowce und Wysokaje abgewickelt. Gaslieferungen nach Polen steigen, während die inländische Produktion auf einem Niveau zwischen 45 und 47 TWh stagniert. Die steigende Nachfrage wird mit der Einfuhr aus Russland und den Ländern der Europäischen Union abgedeckt. Die Struktur dieser Lieferungen unterliegt Veränderungen, um den Grad der Diversifizierung zu steigern (Abb. 1.6).

In Polen steigt der Gasverbrauch leicht (Abb. 1.7). Die Differenz zwischen Gaslieferungen und Verbrauch ist durch den Umwandlungssektor bedingt. Sie resultiert auch aus Änderungen des Lagerbestandes.

Für die Verteilung von Gas in Polen ist die Gesellschaft PSG verantwortlich. Sie ist für einen zuverlässigen und sicheren Transport von Gasen über das Verteilnetz im ganzen Land direkt an die Nutzer und lokale Betreiber zuständig. Das Unternehmen verwaltet ein Netz von Gasleitungen mit einer Länge von mehr als 167.000 km, liefert Gas an über 6,7 Mio. Endverbraucher mit mehr als 9 Mrd. m³/a (99 TWh). Für den Gashandel ist die

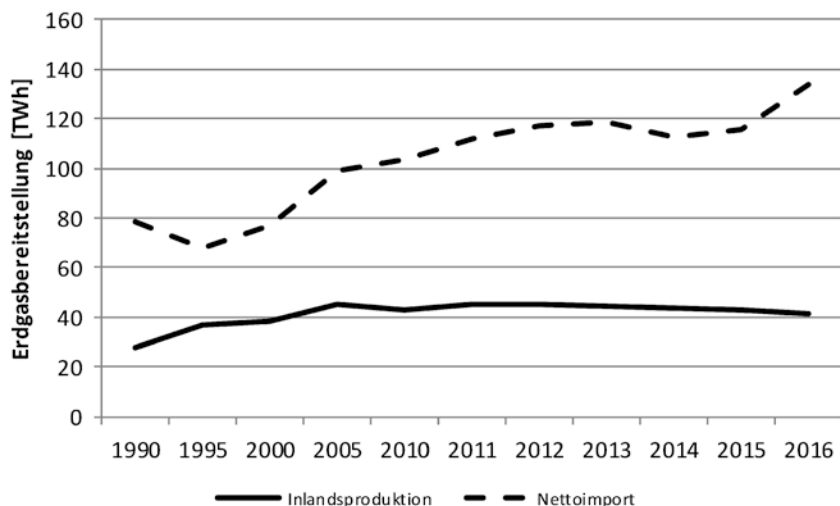


Abb. 1.6 Erdgasbereitstellung. (Quelle: [3])

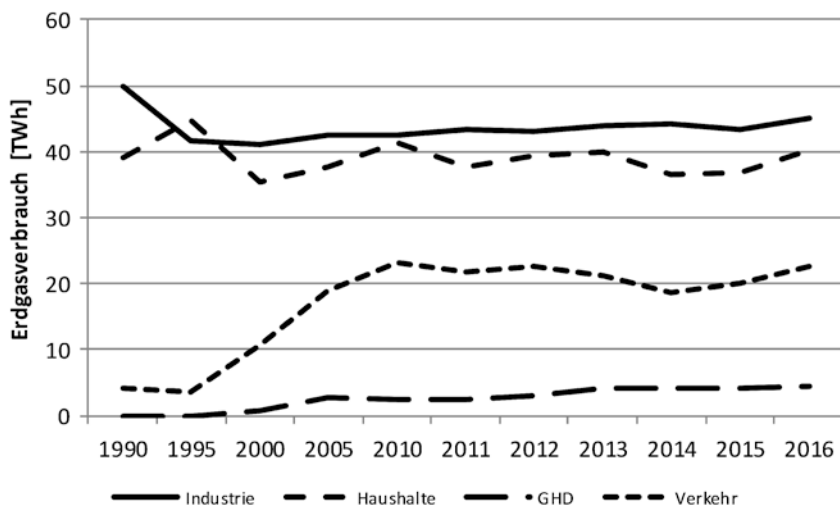


Abb. 1.7 Erdgasverbrauch. (Quelle: [3])

Gesellschaft PGNiG Obrót Detaliczny verantwortlich. Durch eine Änderung des Energiegesetzes war es möglich, eine organisatorische Trennung des Gaseinzelhandels vom Gasgroßhandel vorzunehmen. Als Ergebnis sind diejenigen Personen oder Unternehmen Kunden der PGNiG Obrót Detaliczny geworden, die weniger als 25 Mio. m³/a verbrauchen (einschließlich Haushalte). Das Unternehmen ist auf den Vertrieb von Erdgas (H-Gas und L-Gas), Propan-Butangemisch, CNG und LNG spezialisiert. Die hohe Konzentration auf dem polnischen Gasmarkt, die aus der marktbeherrschenden Stellung der PGNiG-Gruppe resultiert, zeigt sich darin, dass noch immer über 90 % des Absatzes von Erdgas über

Tab. 1.3 Erdgasendverbraucherpreise [ct/kWh]. (Quelle: [3])

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Industrie	1,91	3,02	3,28	3,37	3,62	3,71	3,69	2,65
Haushalte	2,72	4,25	4,63	4,69	4,70	4,89	5,01	3,92

PGNiG abgewickelt werden, während die verbleibenden Prozente von einigen Dutzend Unternehmen bedient werden. Der Gaseinzelhandelsmarkt unterliegt einem langsamen Wandel. 2012 wurden der Großhandelsmarkt für den Folgetag und der Gasterminmarkt in Betrieb genommen. Die Entwicklung des Börsenmarktes ist unter anderem eine Folge der Aufnahme des Art. 49b in das Energiegesetz, der auf die mit dem Handel von Gas beschäftigten Energieunternehmen eine Verpflichtung auferlegt, einen Teil des H-Gases, das im jeweiligen Jahr in das Netz eingespeist wird, auf Handelsbörsen oder einem organisierten Markt zu verkaufen. 2013 betrug diese Auflage 30 % der in das Netz eingespeisten Gas-mengen. Das Gasvolumen unter der genannten Verpflichtung stieg in den folgenden Jahren auf 40 % (2014) und 55 % (2015). Im Jahr 2013 wurde die Regulierung der Preise für das H-Gas und L-Gas, das über das Gasnetz in den Handel gelangt, aufrechterhalten, während die Preise für LNG und CNG auf Grundlage des Art. 49 des Energiegesetzes frei verhandelbar wurden.

Bis zum Jahr 2010 war der Anstieg der Gaspreise für Haushalte hoch. Seit 2010 zeigen die Gaspreise einen schwächeren Aufwärtstrend (Tab. 1.3). Die Preise für H-Gas zeigten einen starken Aufwärtstrend, während die des L-Gases langsamer stiegen. Derzeit weisen sie eine fallende Tendenz auf. Die Gaspreise sind auch unterschiedlich für verschiedene Branchen, daher werden sie hier als gewogener Durchschnitt gemäß Eurostat aufgeführt.

1.4 Fernwärmeversorgung

Fernwärme wird in Form von Heißwasser oder Dampf transportiert, die Nutzung von Heißwasser überwiegt. Entlang der Wertschöpfungskette werden folgende Prozesse unterschieden:

- Erzeugung durch Heizwerke/Heizkraftwerke,
- Verteilung über örtliche Leitungsnetze,
- Speicherung (zur Einhaltung von Netzparametern).

In Polen sind kommunale Energieversorgungsunternehmen im Sinne von Stadtwerken typische Gesellschaften, die sich mit der Verteilung von Fernwärme beschäftigen. Eigentümer der Netze können in größeren Städten aber auch private und/oder ausländische Unternehmen sein (z. B. Breslau und Warschau). Seit 2002 geht die Anzahl der lizenzierten Wärmeversorgungsunternehmen zurück. In den ersten Jahren war dies vor allem auf Veränderungen in der Gesetzgebung bezüglich Konzessionen zurückzuführen. Seit 2005 müssen in Polen Wärmequellen >5 MW eine Konzession für die wirtschaftliche

Aktivität im Wärmeerzeugungssektor haben. Im Jahr 2002 waren es 894 konzessionierte Unternehmen, im Jahr 2016 nur noch 428 [15]. Diese Veränderung resultiert auch aus den kontinuierlichen Eigentums- und Strukturveränderungen, Fusionen und Übernahmen von kleineren durch größere Energieunternehmen. 2016 gehörten 63 % der Unternehmen der öffentlichen Hand und die übrigen dem privaten Sektor. In Tab. 1.4 sind ausgewählte Kenngrößen des polnischen Fernwärmesystems dargestellt. Sowohl die installierten, erreichbaren und genutzten Leistungswerte, als auch das Volumen der erzeugten und verkauften Wärme weisen eine fallende Tendenz auf. Die Netze hingegen werden modernisiert und erweitert.

In Polen werden für die Erzeugung von Wärme im Wesentlichen Kohle, Erdgas und Biomasse verwendet. Derzeit gibt es sieben Müllverbrennungsanlagen in Polen. Sie befinden sich in Warschau, Krakau, Posen, Bydgoszcz, Stettin, Białysto und Konin. Weitere Investitionen sind in Danzig und Warschau geplant [16].

Trotz der kontinuierlichen Diversifizierung wurden über 85 % der Wärme aus Kohle erzeugt (Abb. 1.8). Nur langsam steigt der Anteil von Wärme aus der Verbrennung von Erdgas und Biomasse. Die Verbrennung von Biomasse erlaubt Wärmekraftwerken zusätzliche Einnahmen aus dem System der grünen Zertifikate, deren Anzahl proportional zur Menge des eingesetzten Brennstoffes und des verkauften Stroms ist. Einige der Unternehmen investieren in Anlagen, die zu 100 % auf die Biomasseverbrennung ausgelegt sind.

Tab. 1.4 Ausgewählte Kennzahlen des polnischen Wärmeversorgungssystems. (Quelle: [15])

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Installierte Leistung [GW]	59,3	58,3	58,2	56,5	56,8	56,1
Wärmeerzeugung [PJ]	434,7	392,1	399,7	395,0	360,2	359,6
darunter KWK	269,9	252,2	250,0	247,9	231,5	227,3
Wärmenetzlänge [km]	19.400	19.621	19.794	20.139	20.255	20.456

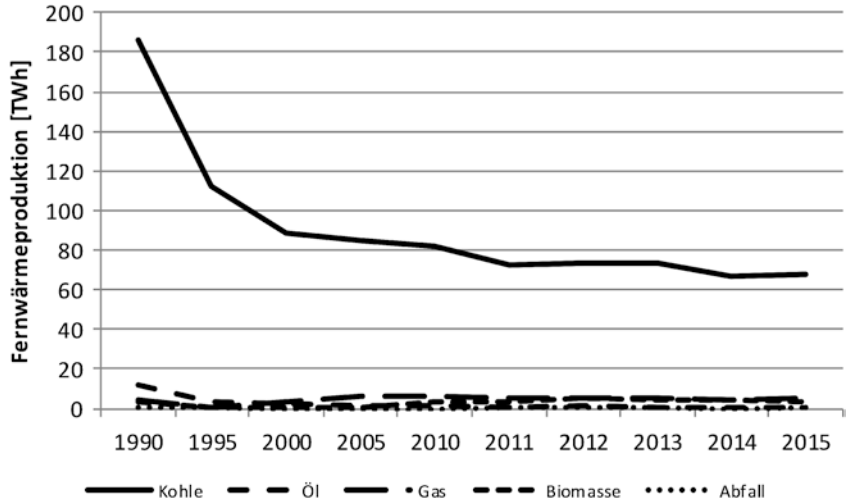


Abb. 1.8 Fernwärmeproduktion. (Quelle: [9])

Das Volumen der installierten Leistung ist unterschiedlich, aber der größte Teil der Wärme wird in Einheiten mit einer Kapazität von bis zu 50 MW erzeugt. Nur acht Unternehmen hatten verfügbare Kapazitäten von über 1000 MW. Ihre verfügbare Gesamtkapazität machte rund 25 % der Leistung aller lizenzierten Anlagen aus. Der Anteil der Unternehmen, die keine lizenzierten Wärmeerzeuger haben (d. h. Anlagen <5 MW), betrug in etwa 9 % [15].

In den vergangenen Jahren hat sich die Effizienz der Wärmeerzeugung verbessert. Die Produktionseffizienz ist als das Verhältnis der Gesamtwärmeproduktion zur Summe der eingesetzten Brennstoffenergie definiert. Sie betrug im Jahr 2002 79,7 %, im Jahr 2015 86,7 % [15]. Der CO₂-Ausstoß ist in der gleichen Zeit von 120,8 t/TJ auf 100,0 t/TJ gesunken. Auch das Volumen von anderen Treibhausgasen und Staub ist reduziert worden. So ist die Intensität der SO₂-Emissionen von 0,73 t/TJ auf 0,27 t/TJ und die Intensität der NO_x-Emissionen von 0,26 t/TJ auf 0,21 t/TJ im Zeitraum 2002–2015 gesunken. Die Übertragungseffizienz der Fernwärmeversorgung betrug 2015 rund 86,3 %. Sie beschreibt das Verhältnis der aus dem Netz verkauften Wärme zur ins Netz eingespeisten Wärmemenge.

Trotz kontinuierlicher Investitionen ist das Sachvermögen der Wärmeversorgungsunternehmen erheblich abgenutzt. Der Anlagenabnutzungsgrad wird durch das Verhältnis der gesamten Abschreibungen auf das Sachanlagevermögen zu dessen historischen Anschaffungskosten definiert. Die Abnutzung des Anlagevermögens ist in Unternehmen, in denen über 70 % des Umsatzes aus der Fernwärme kommen, besonders groß. Innerhalb von 10 Jahren ist der Abnutzungsgrad auf über 55 % gestiegen.

An das Fernwärmenetz sind Endkunden und Händler angeschlossen. Unternehmen, die Fernwärme liefern, sind für die angeschlossenen Verbraucher ein natürliches Monopol auf dem lokalen Markt. Die größte Gruppe der Empfänger sind private und industrielle Kunden. In den letzten Jahren nimmt allmählich die Fernwärmenachfrage und die Größe der Flächen, die von der zentralen Wärmeversorgung gedeckt werden, zugunsten anderer Wärmebereitstellungsquellen, z. B. individueller Heizung mit Gas oder Öl, ab. Dies ist ein Ergebnis der Liquidation von industriellen Unternehmen, der Rationalisierung des Verbrauchs von Wärme, der thermischen Sanierung, dem Rückgang der Anzahl von Wärmekunden als Folge der Einführung von festen Tarifen und des Marketings der Hersteller von modernen Heizkesseln. Der Umsatz mit der an Wohngebäude gelieferten Wärme sinkt. Gegenwärtig wird eine geringfügige Erhöhung der bestellten Leistung beobachtet und zwar dank intensiver Marketingaktivitäten zur Gewinnung neuer Endkunden und einer Diversifizierung des Angebotes (insbesondere in großen Städten) [17].

Polen hat ein gut ausgebautes System der Fernwärme. Beispielsweise werden in Breslau jedes Jahr neue Kunden mit einer Gesamtabnahmeleistung von 50–60 MW angeschlossen [18]. Im Jahr 2012 hatten über 41 % der Bevölkerung Zugang zur Fernwärme. Die städtischen Wärmenetze entwickeln sich am schnellsten in großen Städten, wo fast 60 % der Haushalte über das Fernwärmenetz versorgt werden. Zum Vergleich: In den ländlichen Gebieten sind es lediglich rund 5 %. Das größte Fernwärmesystem ist in Warschau installiert. Die Länge des vorhandenen Netzes beträgt etwa 1700 km. Fernwärme deckt hier 80 % des Wärmebedarfs der Stadt, beliefert eine Fläche von 190 km² und erreicht 19.000 Einrichtungen mit einer Gesamtkubatur von mehr als 230 Mio. m³.

Die Wärme wird im Wesentlichen in zwei Heizwerken (Kaweczyn und Wola) und zwei Heizkraftwerken (EC Siekierki und EC Zeran), die zu PGNiG TERMIKA gehören, erzeugt. Die thermische Gesamtleistung in allen installierten Blöcken beträgt 4635 MW und die elektrische Leistung 1006 MW. Für das Jahr 2018 ist die Inbetriebnahme eines neuen Gas- und Dampfturbinenkraftwerkes mit einer thermischen Leistung von 300 MW und einer elektrischen Leistung von 450 MW geplant.

Im Warschauer System ist Heißwasser der Wärmeträger. Das Ringsystem gewährleistet Versorgungssicherheit, da jedes Gebiet aus mehreren Quellen versorgt werden kann. Jährlich werden rund 10 TWh Wärme an die Kunden geliefert. Die Verluste im Netz und an Fernwärmeübergabestationen machen 11–12 % aus. Warschau ist das größte Fernwärmenetz in der EU (laut Veolia Energia Warszawa, früher SPEC später Dalkia). Das Fernwärmesystem von Breslau ist das zweitgrößte System in Polen. Die Gesamtlänge des Netzes hier ist 372,8 km. 61 % der Wohnungen in Breslau und im Nachbarort Siechnice werden mit Fernwärme der Firma Kogeneracja aus drei Heizkraftwerken versorgt (EC Wrocław, EC Czechnica und EC Zawidawie), die mit Kohle und Biomasse befeuert werden. Die thermische Leistung beträgt 1080,4 MW und die elektrische 365,7 MW. Weitere Städte mit einem großen Anteil an Fernwärme sind Krakau (61 %), Lodz (60 %), Danzig (58 %) und Posen (43 %).

Der Fernwärmeverbrauch ist in Abb. 1.9 dargestellt.

Die Regeln des Fernwärmehandels (inkl. Erzeugung und Verteilung) sind in erster Linie im Energiegesetz geregelt, die Regeln bezüglich der Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Quellen auch im Gesetz über erneuerbare Energie. Seit 1998 werden die Tarife für Wärme durch Fernwärmeunternehmen vorgeschlagen und von der URE genehmigt. Im Tarif werden Entgelte für verschiedene Dienstleistungen bestimmt, die vom Unternehmen

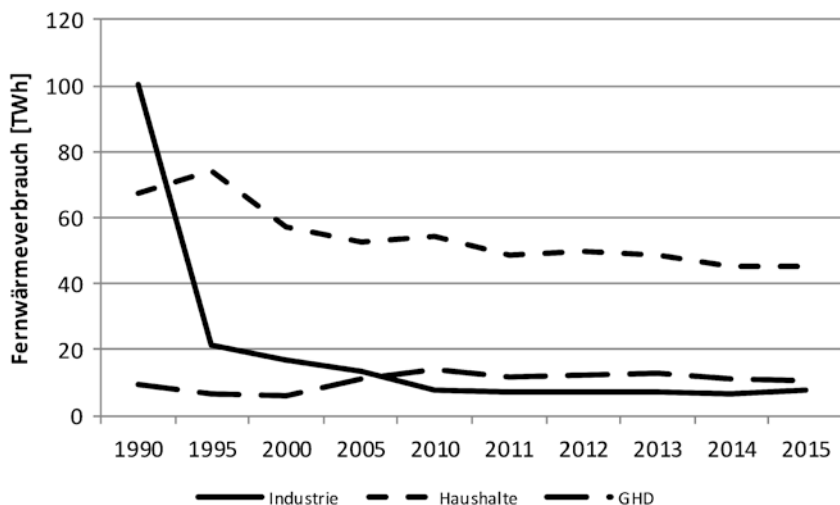


Abb. 1.9 Fernwärmeverbrauch. (Quelle: [9])

erbracht werden, d. h. Entgelte für die Lieferung sowie für die Verteilung der Wärme. In den Entgelten für die Endverbraucher sind die Kosten für Energieeffizienzsertifikate („weiße Zertifikate“) enthalten. Diese Zertifikate wurden in Polen im Rahmen des Energieeffizienzgesetzes mit dem Zweck eingeführt, Energieeffizienzinvestitionen anzuregen. Der Tarif für Wärme enthält (i) die bestellte Leistung in PLN/MW und (ii) die entnommene Wärme in PLN/GJ bzw. (iii) das Medium (Wasser oder Dampf) in PLN/m³. Die angegebenen Komponenten treten dann auf, wenn das Wärmemedium Wasser ist. Auf der anderen Seite, wenn der Wärmeträger Dampf ist, wird der Preis für das nicht zurückgelieferte Kondensat berechnet. Für die Erbringung von Verteildienstleistungen werden ein festes sowie ein variables Entgelt in PLN/GJ berechnet.

Auf Grundlage der beschriebenen Typen von Tarifen ist ersichtlich, dass die Preise für die gelieferte Wärme von den Brennstoffpreisen, aber auch von den Investitionen abhängig sind. Zudem sind die Netzentgelte abhängig von (i) den Anschaffungskosten und Betriebskosten (Wartung, Betrieb und Reparaturen) der Infrastruktur, (ii) den Abschreibungskosten und (iii) der Struktur der Kunden (je gestreuter sie sind, desto höher die Kosten).

Auf der Grundlage des gewichteten durchschnittlichen Nettopreises von Wärmelieferung und Netzentgelt kann man die Struktur eines Tarifs bestimmen. Die Entgelte für die Wärmebereitstellung betragen fast 70 % und für die Wärmeverteilung circa 30 %. Auf die Preise für die einzelnen Bestandteile wird die Mehrwertsteuer aufgeschlagen.

Der gewichtete Durchschnittspreis für Wärme in Polen betrug 2016 46,19 PLN/GJ. Der Durchschnittspreis von Wärme ist der Quotient aus der Summe der Gesamterlöse aus dem Wärmeverkauf und dem Gesamtvolumens der verkauften Wärme [15]. Wärmepreise sind relativ niedrig in großen Städten, die oft von modernen Heizungsanlagen bedient werden (z. B. Warschau). In kleineren Städten jedoch, wo die Wärme in einem kleineren Maßstab zentral zur Verfügung gestellt wird, sind sie deutlich höher. Der gewichtete Durchschnittsbruttopreis der Fernwärme für Haushalte variiert geografisch. 80 % der Preise befinden sich im Bereich über 45 PLN/GJ. Für die Haushalte ist die Angabe von Fernwärmepreisen ein komplexes Thema, weil in den Veröffentlichungen des GUS die Wärmepreise in PLN/m² beheizter Wohnfläche angegeben werden. Darüber hinaus werden Preise für Warmwasser in PLN/m³ separat angegeben. Dies ist das Ergebnis der Abrechnungen zwischen Haushalten und Gebäudeverwaltern (z. B. Wohnungsbaugenossenschaften). Der Gebäudeverwalter ist der Empfänger der Wärme und die Haushalte sind die Endverbraucher. Die von ihnen gezahlte Gebühr für Raumheizung und Warmwasser ist Bestandteil der Miete. Wärmeversorgungsunternehmen liefern Wärme an Gebäude für die Heizung sowie für Warmwasser und rechnen die Kosten mit dem Gebäudeverwalter ab. Der Gebäudeverwalter bestimmt den Preis, zu dem er die Wärme an die Mieter weiterverkauft. In Einfamilienhäusern tritt dieses Problem nicht auf.

Die Tendenz der Fernwärmepreise ist steigend und es wird prognostiziert, dass sie aufgrund der fortschreitenden Belastung der Fernwärmeproduktion mit der Pflicht, Rechte für Treibhausgasemissionen zu erwerben und Modernisierungsinvestitionen zu tätigen, weiter

steigen. Diese Projektionen ergeben sich aus dem Inkrafttreten der Richtlinie 2010/75/EU über Industrieemissionen und möglichen Derogationsmechanismen sowie aus der Struktur der Brennstoffe und den Wärmeerzeugungskapazitäten [19].

1.5 Energieeffizienz

In Polen ist die Energieproduktivität (Abb. 1.10), wie in anderen Ländern Mittel- und Osteuropas auch, seit 1990 deutlich gestiegen. Die Verbesserungsrate ist im Laufe der Jahre aber geringer geworden, was auf die offensichtlichen Defizite bei der rationellen Energieanwendung vor 1990 schließen lässt. Ursächlich hierfür war aber nicht der fehlende Wille, im Gegenteil, sondern der Mangel an Ausrüstung, die dem Stand der Technik entsprach. Durch umfangreiche Ertüchtigungen in den Nachwendejahren waren die Aufholeffekte entsprechend groß. Zwar gehen die Bemühungen zur Steigerung der Energieeffizienz bis heute weiter, aber die Grenzeinsparungen vieler Maßnahmen werden kleiner.

Die in den 1970er- und 80er-Jahren gebauten Kraftwerksblöcke sind nach wie vor die Stütze der polnischen Stromversorgung. Die letzte große Welle von Investitionen in Kraftwerke wurde in den späten 1980er- und frühen 90er-Jahren beobachtet. Das Ergebnis ist ein hoher Anteil von Blöcken, die über 40 Jahre alt sind. Etwa 60 % der Kessel sind über 30 Jahre alt. Verzögerungen an großen Projekten zwingen zum Betrieb der bestehenden Anlagen auch in den kommenden 10 Jahren. Das bedeutet, dass viele Blöcke eine Betriebszeit von mehr als 350.000 Stunden verzeichnen werden. Die fortschreitende Alterung der Anlagen und eine systematische Anhebung der EU-Normen für Emissionen, insbesondere für SO_2 und NO_x , erzwingt die Stilllegung von ausgewählten Blöcken oder deren Modernisierung. Der mittlere Wirkungsgrad der Stromerzeugung in polnischen

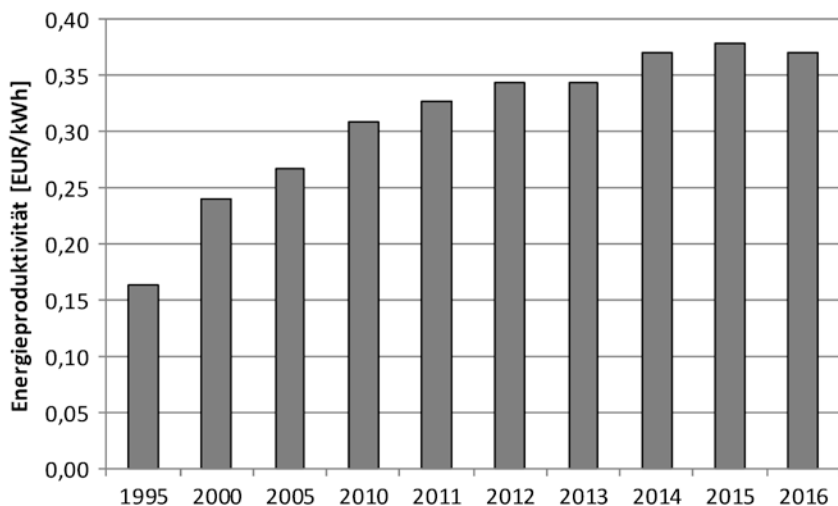


Abb. 1.10 Energieproduktivität. (Quelle: [3])

Kohlekraftwerken liegt bei 37 %. Nach dem Energiegesetz und der Energiestrategie bis zum Jahr 2030 wird der Ausbau der KWK mit der Hoffnung gefördert, dass bis 2020 die Stromproduktion dieser Technologie (im Vergleich zur Produktion im Jahr 2006) verdoppelt wird. Der durchschnittliche Wirkungsgrad der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung liegt seit 2005 bei 47 %.

Wie oben gezeigt wurde, ist der Bedarf an Elektrizität tendenziell steigend. Dies wird unterstrichen durch einen Blick auf den BSV pro Kopf. Obwohl die meisten Elektrizitätsanwendungen ihren spezifischen Strombedarf durch technischen Fortschritt senken konnten, ist das Ausmaß der zusätzlichen Elektrifizierung größer. Beispiele sind die zunehmende Technisierung in Haushalten und die umfangreiche Automatisierung im verarbeitenden Gewerbe. Zu sehen ist auch, dass die jährlichen Zuwächse kleiner geworden sind und in Zukunft vielleicht doch negativ werden können, d. h. die Stromintensität sinkt (Abb. 1.11).

Ein Problem des polnischen Energieversorgungssystems ist das Alter der Infrastruktur, die Netzdichte, die zweimal niedriger ist als bei westlichen Nachbarn sowie der gelegentliche Spannungsabfall. 46 % der Freileitungen sind über 40 Jahre und nur 11 % jünger als 20 Jahre. Der schlechte Zustand des Netzes bewirkt, dass große Netzverluste entstehen, die meisten in Verteilnetzen. Vor allem in ländlichen Gebieten sind Versorgungsunterbrechungen die Folge. Das Abschreibungs-niveau der Netze nach dem technischen Zustand ist wie folgt. Die Netze mit der höchsten Spannung sind zu 71 % abgeschrieben und die 220-kV-Leitungen zu mehr als 80 %. In einigen Regionen erreicht das Abschreibungs-niveau von Verteilnetzleitungen bis zu 90 %. Eine der wichtigsten Ursachen für Netzverluste ist neben dem Alter der Leitungen deren Länge. Je größer die Entfernung ist, desto größer die Verluste. Die wichtigsten Systemkraftwerke wie Belchatow, Koschnitz oder Türchau versorgen Gebiete, die weit entfernt liegen. Die größten Verluste werden in der Nord-Süd-Richtung

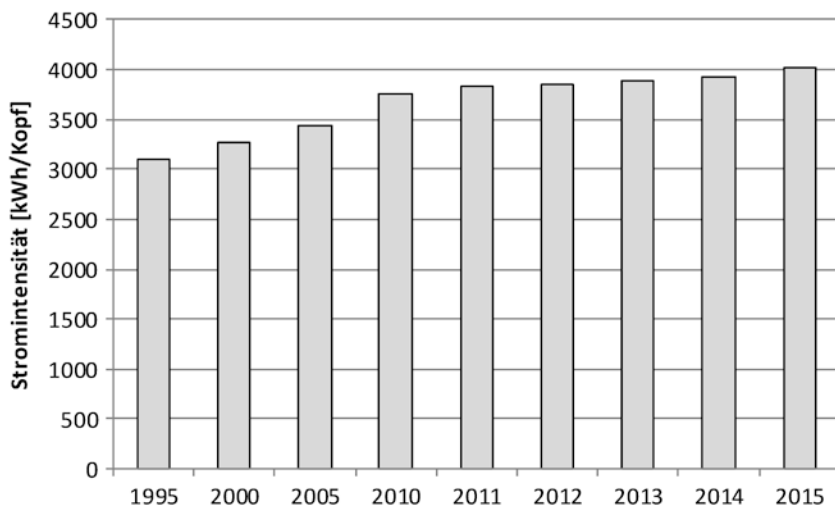


Abb. 1.11 Stromintensität. (Quelle: [9])

generiert, u. a. dadurch bedingt, dass in Pommern ein großes Kraftwerk fehlt. Dies ist einer der Gründe, warum ein polnisches Kernkraftwerk im Norden des Landes gebaut werden soll. Ähnliches gilt für den Osten Polens. Im Falle der Energieverteilung haben auch bilanzrelevante Fragen, also ungenaue Messungen, fehlerhafte Prognosen des Energieverbrauchs sowie das ungenügende Management der Stromversorgung nachteilige Auswirkung. Verteilnetzbetreiber haben beispielsweise im Jahre 2011 einen Verlust in Höhe von 9086 GWh (1,764 Mrd. PLN) verzeichnet, was 84 % der gesamten Verluste im nationalen Stromsystem ausmacht. Die Verluste werden in technische und bilanzrelevante Verluste unterteilt. Die technischen beziehen sich auf die Länge der Übertragungsleitungen und die bilanzrelevanten Verluste ergeben sich aus fehlerhaften Messungen des Stromverbrauchs. Messungen bilden die Grundlage für die Planung und Umsetzung der Stromversorgung an die einzelnen Kunden. Ungenaue Messungen und die auf dieser Grundlage entstehenden fehlerhaften Prognosen bedeuten eine Verschwendung der Energie. Dies zieht eine unnötige Belastung des Netzes und mithin höhere Übertragungsverluste nach sich. Die Gesamtverluste der Energieübertragung sind auf der Grundlage der Energiebilanz als ein prozentueller Wert der Verluste, bezogen auf das Volumen der in ein gemeinsames Netzwerk gespeisten Energie dargestellt. Ähnlich werden die Verluste in den einzelnen Netzen mit unterschiedlichen Spannungen als der Quotient der in das Netzwerk eingespeisten Energie und der Netzverluste berechnet. Die größten kumulierten Verluste wurden für das Jahr 1995 kalkuliert und beliefen sich auf 14,5 %. In den folgenden Jahren wurden sie nach und nach kleiner und 2013 hatten sie ein Niveau von 7 % bis 9 % erreicht. Den größten Einfluss auf das Verlustniveau im nationalen Netz haben die Verluste im Bereich der Mittel- und Niederspannung. In den Bereichen 110 kV, 220 kV und 380 kV blieben die Verluste ab 2010 auf einem vergleichbaren Niveau von 1,7 % bis 1,9 %. Im Falle der Mittel- und Niederspannung haben sich die Verluste auf ein Niveau von 6,5 % reduziert. Im Jahre 2011 wurde eine deutliche Reduzierung der Netzverluste erreicht. Eine weitere Minimierung dieser Größe ist mit der Modernisierung der Netze und großen Investitionen in Steuersysteme verbunden.

Die Verluste im Gassystem können in der Übertragungs-, Verteilungs- und Speicherinfrastruktur entstehen. Die Gasinfrastruktur wird ständig modernisiert. Weniger als 40 % der Rohrleitungen wurden vor über 20 Jahren gebaut. Etwa 25 % der Rohrleitungen sind jünger als 5 Jahre. Die Werkstoffstruktur der Gasnetze ist uneinheitlich. Rund 57 % der Rohrleitungen sind aus Stahl, 41 % aus Polyethylen, während der Rest aus Gusseisen und sonstigen Werkstoffen besteht. Modernisierungsarbeiten finden vor allem im Ersatz von gusseisernen Rohrleitungen und in der Ertüchtigung der Mittel- und Niederdruckgasnetze statt. Die Reduzierung der Verluste im Gasnetz wird durch die Umstellung der Kunden vom Propan-Butan-Luft-Gemisch auf H-Gas erreicht. Die Gasübertragungsverluste schwanken von Jahr zu Jahr zwischen 2,1 % und 0,4 %.

Wärmeversorgungsunternehmen verfügen über ein diversifiziertes und fragmentiertes technisches Potenzial, das durch zwei Schlüsselp Parameter bestimmt ist: (i) die installierte thermische Leistung und (ii) die Länge des Leitungsnetzes. Wärme wird in Quellen verschiedener Größe, vorwiegend in Anlagen bis zu 50 MW, erzeugt. Seit dem Jahr 2000 hat

sich die Netzlänge pro Unternehmen verdoppelt. Eine in den letzten Jahren beobachtete positive Erscheinung ist die Verlangsamung des Abnutzungstemplos von Sachvermögen. Die Übertragungsverluste variieren stark in den einzelnen Wojewodschaften. Die höchsten Raten sind in den Wojewodschaften Oppeln, Kujawien-Pommern, Kleinpolen und Pommern festzustellen. Hier ist eine klare, eindeutige Korrelation mit der Länge des Netzwerks schwer herauszufinden. In der Wojewodschaft Opole hat man die höchsten Übertragungsverluste in relativ kurzen Wärmenetzen festgestellt. Die niedrigsten Übertragungsverluste hat die Wojewodschaft Lebus, die auch das kürzeste Wärmenetz hat. Der prozentuelle Wert der Verluste ist der Quotient der Wärmeverluste und der in das Netz eingespeisten Wärme. Seit 2005 sind die Energieverluste der Fernwärmeübertragung auf einem Niveau um die 12 % geblieben.

1.6 Perspektiven

Es ist notwendig, die Erzeugungs- und Netzanlagen, insbesondere in der Strom- und Wärmeversorgung, auszubauen. Die Gründe für einen solchen Ausbau sind die Abnutzung der Anlagen, Übertragungsverluste und im Falle der Elektrizität der Anstieg der Nachfrage. Darüber hinaus ist es notwendig, Änderungen in der Struktur der Brennstoffe herbeizuführen, d. h. ein Rückgang der Stein- und Braunkohle und ihrer Derivate. Dies ist durch Bildungsmaßnahmen in der Bevölkerung, Ausbau der Infrastruktur und finanzielle Unterstützung möglich. Besonders wichtig ist das Bedürfnis nach Versorgungssicherheit. Das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage nach Endenergie ist einer der Grundfaktoren für wirtschaftliche und soziale Stabilität. Im polnischen Fall wird die Energiesicherheit durch die notwendigen Lieferungen von Kohlenwasserstoffen in Form von Erdgas und Erdöl und die Zuverlässigkeit von Lieferungen der Endenergie gewährleistet [20]. Auf der regionalen Ebene kommt die Sicherheit in kontinuierlichen und zuverlässigen Lieferungen zum Ausdruck, Kunden zu einer bestimmten Zeit und an einem bestimmten Ort zu versorgen [21]. Tritt ein Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage auf, so entsteht ein starker Druck auf die Steigerung des Angebotes und etwas weniger auf eine Reduzierung der Nachfrage. Gemäß einer von den Autoren durchgeführten Analyse der polnischen Energieversorgung im Vergleich zu anderen EU-Staaten bestehen die folgenden Herausforderungen:

- Steigerung der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen,
- Implementierung von Prozessen zur Steigerung der Energieeffizienz,
- Verbesserung der technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen,
- Implementierung einer modernen Infrastruktur und Regulierung.

Zurzeit besteht ein Strategiepapierentwurf unter dem Titel „Energiepolitik Polens bis 2050“. Es ist eine Fortsetzung der bisherigen Politik, berücksichtigt aber die Herausforderungen der regionalen Energieversorgung und neuer exogener Umstände (auch geopolitische).

Tab. 1.5 Operative Ziele und Eingriffsbereiche. (Quelle: [10])

Operative Ziele	Energiesicherheit	Wettbewerbsfähigkeit Energieeffizienz	Verringerung Umweltauswirkungen
Eingriffsbereiche	Diversifikation Primärenergiequellen	Rationalisierung Primärenergieverbrauch	Minderung THG-Emissionen
	Sicherung Produktionskapazität, Diversifizierung Erzeugungsstruktur	Wettbewerbsfähige Strom- und Gasmärkte, Mitgestaltung des EU-Binnenmarktes	Minderung der Verunreinigungen von Luft, Wasser und Boden
	Erweiterung der Übertragungs- und Verteilkapazitäten	Verbesserung der Energieeffizienz	Intensiver Einsatz erneuerbarer Energien

Das Hauptziel besteht darin, gute Bedingungen für eine kontinuierliche und nachhaltige Entwicklung des Energiesektors zu schaffen, die zur Entwicklung der Volkswirtschaft, der Energiesicherheit des Staates und Befriedigung des Energiebedarfs von Unternehmen und Haushalten beitragen, [10]. Einher gehen drei operative Ziele, denen Eingriffsbereiche zugeordnet wurden (Tab. 1.5).

Die formulierten Ziele werden in drei Richtungen der Energiepolitik umgesetzt: Umstrukturierung und Eigentumsumwandlung, Forschung und Entwicklung, internationale Zusammenarbeit. Für den Bereich der Umstrukturierung und Eigentumsumwandlung ist anzumerken, dass die geplanten Privatisierungsprozesse die Notwendigkeit der Energiesicherheit des Landes und die Überwachung der größten Produzenten und Lieferanten von Energie berücksichtigen sollen. Die geplanten Investitionsprojekte müssen die Wiederherstellung von Kapazitäten und Verbesserung der Energieeffizienz sowie den Ausbau der Verteil- und Produktionsinfrastruktur ermöglichen. Die Forschung und Entwicklung wird wegen der verhältnismäßig niedrigen Investitionen bisher und der beschränkten Bereitschaft auf Seiten der Industrie, sich hier zu engagieren, erwähnt. Die aktuellen Trends der Energie- und Klimapolitik der EU implizieren die Notwendigkeit der Implementierung von innovativen Technologien. Daher ist es notwendig, Maßnahmen zur Intensivierung der Forschung und Entwicklung einzuführen und ein Umfeld für die Entwicklung von innovativen Energietechnologien zu schaffen. Nachstehend sind Technologien genannt, die unter den polnischen Bedingungen das beste Entwicklungspotenzial haben:

- Technologien zur Minderung der Umwelteinflüsse von konventionellen Brennstoffen,
- Technologien zur Verbesserung der Energieeffizienz (vom Abbau der Rohstoffe über die Erzeugung, Übertragung und Verteilung bis hin zum endgültigen Verbrauch),
- Erneuerbare Energietechnologien, vor allem Photovoltaik und Biobrennstoffe,
- Technologien, die eine bessere Nutzung von nationalen Brennstoffressourcen ermöglichen (z. B. die Technologie der kohlebasierten Brennstoffzellen, Nutzung von Methan aus Kohlevorkommen, CO₂ als Rohstoff in der Wirtschaft),
- Intelligente Netzwerktechnologien, die eine Optimierung des Betriebs ermöglichen.

Bei der internationalen Zusammenarbeit wurde auf internationalen Lobbyismus hingewiesen, aber auch auf die Erweiterung von Strom- und Gasnetzen, darunter der grenzüberschreitenden Verbindungen zwischen den Systemen der Nachbarländer.

Ein wichtiges Handlungsfeld ist die effektive Bewirtschaftung der nationalen Ressourcen an fossilen Brennstoffen. Die heutigen Analysen ergeben einen dringenden Ausbaubedarf der Stromerzeugungskapazitäten. Instrumente, die auf ökologische Ziele ausgerichtet sind (Unterstützung der erneuerbaren Energien und der KWK bzw. die Notwendigkeit, Emissionsrechte zu kaufen) sowie eine relative Stabilisierung der Strompreise haben die Investitionsanreize im Bereich der Systemerzeugung abgeschwächt. Daher kann es notwendig sein, Mechanismen zu entwickeln und zu implementieren, die das Investitionsrisiko beim Bau von neuen Kraftwerken mindern. Momentan steht Polen vor der Herausforderung, Produktionskapazitäten an die steigende Nachfrage anzupassen. Dies weist auf die Notwendigkeit hin, das vorhandene Erzeugungspotenzial und die Übertragungs- und Verteilnetze auszubauen und zu modernisieren, insbesondere angesichts der Abnutzung der momentan betriebenen Anlagen. In diesem Kontext scheint es unabdingbar zu sein, dass bis 2020 6400 MW in alten Kraftwerken außer Betrieb genommen werden. Es ist realistisch anzunehmen, dass bis 2017 Investitionen in etwa 4000 MW umgesetzt werden, in einer optimistischen Variante sogar etwa 6500 MW bis 2019. Es sind vor allem große Stein- und Braunkohlekraftwerke geplant.

Ein strategisches Ziel ist die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien, sodass dieser am Bruttoendverbrauch 2020 15,5 % erreicht. Gemäß der EU-Politik sollte dieser Anteil 20 % betragen, doch aufgrund einer starken Abhängigkeit von konventionellen Energiequellen ist dieses Ziel für Polen niedriger. Der Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen erreichte 2011 das Niveau von etwa 11,2 %, hat sich also seit 2006 verdoppelt. Bis 2011 stellt die Energie aus Biomasse einen dominanten Anteil an der Bilanz der erneuerbaren Energien dar. Der Anteil der sonstigen erneuerbaren Energieträger ist durch eine Steigerung von Windenergie, Biogas und Solarenergie sowie durch eine oszillierende, aber sinkende Tendenz bei Wasserenergie, die aus dem sich ändernden Wasseraufkommen resultiert, charakterisiert. Im Jahr 2015 wurden neue legislative Lösungen eingeführt, die die Mechanismen zur Unterstützung der Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energiequellen verbessern sollen [22].

Ein Grund für viele Diskussionen ist die seit mehreren Jahren geplante Investition in ein Kernkraftwerk. Dieser Prozess wurde im Jahr 2009 initiiert und die derzeitige Regierung hat das polnische Kernenergieprogramm (PPEJ) verabschiedet [23]. 2024 soll der erste Block ans Netz gehen. Das Ziel insgesamt ist, eine Leistung von 6000 MW zu installieren. Eine wichtige Frage, die bei diesem Projekt gelöst werden muss, sind nicht nur die technischen Voraussetzungen, sondern der Rechtsrahmen und die Sicherheitsverfahren sowie die Schulung von Mitarbeitern und die Kontinuität der Versorgung mit Uran und Thorium. Polen verfügt über entsprechende Vorkommen und es laufen Arbeiten zur potenziellen Nutzung.

An die unkonventionellen Erdgasvorkommen sind große Erwartungen geknüpft. Es wurden geologische Strukturen entdeckt, in denen möglicherweise Schiefergas vorhanden ist.

Die Bestimmung der perspektivischen Vorkommen ist schwierig. Untersuchungen wurden im Jahr 2011 von der PGNiG und 2012 vom staatlichen Bergbauinstitut durchgeführt. Darüber hinaus wurden in den Jahren 2009 bis 2013 im Auftrag internationaler Konzerne mehrere Studien zur Bestimmung der Schiefergasvorkommen in Polen erstellt. Die Ergebnisse waren uneinheitlich. Sie lagen zwischen 1,4 und 5,3 Mrd. m³.

Literatur

1. GUS. www.stat.gov.pl/
2. OECD360 – Polska 2015
3. Eurostat. <http://ec.europa.eu/eurostat>
4. GUS. Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2012
5. GUS. Ochrona środowiska 2014
6. Ministerstwo Gospodarki, Polityka energetyczna Polski do 2030 r., Załącznik do uwały nr 157/2010 RM z dn. 29.09.2010r
7. EU (2007) Eine Energiepolitik für Europa, KOM (2007)
8. PSE. www.pse.pl
9. IEA. <https://www.iea.org/countries/Poland/>
10. Ministerstwo Gospodarki, Projekt polityki energetycznej Polski do 2050 r., Wersja 0.1, Warszawa sierpień 2014 r
11. URE. www.ure.gov.pl
12. URE. Sprawozdanie z działalności Prezesa
13. PGNiG. www.pgnig.pl
14. GAZ-SYSTEM. www.gaz-system.pl/strefa-klienta/system-przesylowy/przesyl-w-liczbach/
15. URE. Energetyka ciepła w liczbach
16. Madej Ł (2018) Największe spalarnie odpadów w Polsce. <https://inzynieria.com/wpis-branzy/wiadomosci/9/51036,najwieksze-spalarnie-odpadow-w-polsce>
17. Ropuszyńska-Surma E, Ropuszyńska-Hanuza U (2011) Klienci usług sieciowych w energetyce. In: Prace Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu, Tytuł: Orientacja na klienta jako kryterium doskonałości, Nr. 151, S 514–531
18. Derewienko E (2014) Branża ciepłownicza w Polsce ma potencjał. Rynek infrastruktury. www.rynekinfrastruktury.pl/wiadomosci/branza-cieplownicza-w-polsce-ma-potencjal-45484.html
19. Dyrektywa Parlamentu i Rady 2010/75/UE z 24.11.2010 w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (Dz. Urz. UE L 334 z 17.12.2010)
20. Bieñkowska A, Ropuszyńska-Surma E, Borgosz-Koczwa M, Szalbierz Z (2009) Kształtowanie sieci współpracy na rzecz bezpieczeństwa energetycznego Dolnego Śląska ze szczególnym uwzględnieniem aspektów ekonomiczno-społecznych. Politechnika Wrocławska seria SPR Nr. 3
21. Malko J (2007) Analiza otoczenia sektorowego Dolnośląskiego Centrum Bezpieczeństwa Energetycznego. Opracowanie wykonane na zlecenie ABS-klastera
22. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz. U. 2015 poz. 478 z późn. zmianami
23. Uchwała Nr 15/2014 w sprawie programu wieloletniego pod nazwą „Program polskiej energetyki jądrowej” z 28.01.2014

Martin Sirov, Emil Dvorsk und Lenka Rakov

2.1 Rahmenbedingungen

Die Tschechische Republik ist ein Binnenland in der Mitte Europas mit einer Fläche von rund 79 Tkm² und 10,6 Mio. Einwohnern. Seit 1989 hat das Land eine Reihe von Transformationen durchgemacht. Im Jahre 1992 hat sich die ehemalige Tschechoslowakei in zwei Staaten geteilt: Tschechien und die Slowakei. Seit 2004 ist die Tschechische Republik Mitglied der EU.

In den 1990er-Jahren wurde die tschechische Industrie umfangreich privatisiert, was oft mit der Umwandlung großer Unternehmen in kleine und mittelständische einherging. Der Anteil der Industrie an der Bruttowertschöpfung blieb dennoch auf dem Niveau von 32 % [1]. Laut dem Tschechischen Statistikamt ist Tschechien eines der EU28-Länder mit dem höchsten Industrieanteil am BIP [2]. Die prägende Branche ist das verarbeitende Gewerbe, deren Anteil an der BWS 84 % beträgt (Stand 2016). Darauf folgt die Energieversorgung sowie die Wasserversorgung und Abfallentsorgung. Der Bergbau und die Gewinnung von Bodenschätzen hatten 2016 lediglich noch einen Anteil von 3 % an der industriellen BWS. Der allgemeine Abschwung der Wirtschaft im Jahre 2009 war eine Folge der globalen Finanz- und Wirtschaftskrise. Auf das Leistungsniveau vor der Krise ist die Tschechische Republik im Jahre 2013 zurückgekehrt.

1993 waren im verarbeitenden Gewerbe die Metallerzeugung und Herstellung von Nahrungsmitteln mit 12 % der BWS die dominanten Branchen. Die Herstellung von Kraftfahrzeugen und Metallkonstruktionen sowie der Maschinenbau hatten einen Anteil von 7 % bis 10 %. Von diesen Branchen waren die Metallerzeugung und die Herstellung

M. Sirov (✉) · E. Dvorsk · L. Rakov
Westbhmische Universität in Pilsen, Pilsen, Tschechien
E-Mail: sirov@rice.zcu.cz; dvorsky@kee.zcu.cz; lencar@kee.zcu.cz

von Nahrungsmitteln im Jahre 2016 nicht mehr unter den besten fünf. Ihren Platz haben die Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren sowie die Herstellung von elektrischen Ausrüstungen eingenommen. Ein deutliches Wachstum der BWS ist in der Branche der Herstellung von Kraftfahrzeugen zu beobachten, die sich von 7 % im Jahre 1993 auf 21 % im Jahre 2016 gesteigert hat. Die Beschäftigung in der Industrie beträgt fast 30 % aller Arbeitnehmer (konkret rund 1,5 Mio.). Ein leichter Rückgang der Arbeitnehmer bei stabilem Anteil der Industrieproduktion wurde mit der erhöhten Arbeitsproduktivität und Automatisierung der Produktion kompensiert.

Die Entwicklung der Bevölkerung der Tschechischen Republik ist nachstehend angegeben. Die leichte Erhöhung von 10,4 Mio. auf 10,6 Mio. Einwohner ist vor allem eine Folge der Einwanderung [3] (Tab. 2.1).

Die Entwicklung der Primärenergieerzeugung ist in Abb. 2.1 angegeben. Ein deutlicher Rückgang ist bei den festen Brennstoffen zu beobachten, wohingegen die Entwicklung im Bereich Kernenergie und erneuerbarer Energiequellen positiv ausfällt. Bei der Kernenergie war der Anstieg eine Folge der Fertigstellung des Kernkraftwerks Temelín, das im Jahre 2001 in Betrieb genommen wurde. 2017 hat es rund 16,5 TWh Strom erzeugt. Der Aufschwung der erneuerbaren Energiequellen war vor allem durch die staatliche, respektive europäische Förderung verursacht.

Tab. 2.1 Bevölkerung und wirtschaftliche Entwicklung. (Quelle: [5])

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Bevölkerung [Mio. EW]	10,4	10,3	10,3	10,2	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,6
BIP [Mrd. EUR]	45,7	66,8	109,6	109,6	156,7	164,0	161,4	157,7	156,7	168,5	176,6

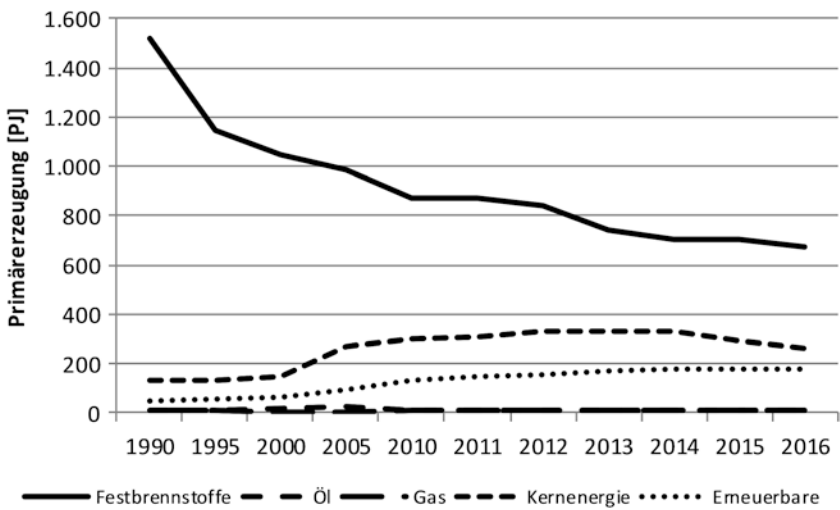


Abb. 2.1 Heimische Energiegewinnung. (Quelle: [5])

2016 betrug der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch rund 15 %. Die wichtigsten Quellen waren Biomasse (65,8 %), Biogas (16,6 %) und flüssige Biokraftstoffe (6,8 %).

Die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen hatte 2016 einen Anteil von rund 11 %. 28 % hiervon lieferten Biogasanlagen, 23 % PVA, 22 % feste Biomasse, 21 % WKW und 5 % WKA. Mit Blick auf die gesamte Stromhandelsbilanz (konventionelle und erneuerbare Energiequellen) ist Tschechien ein Stromexporteur.

Mit Blick auf den Gesamtverbrauch an Primärenergie, im Vergleich zur heimischen Erzeugung, zeigt sich die Abhängigkeit von Erdöl und Erdgas. Die Statistik zum energetischen Endverbrauch nach Branchen zeigt, dass im Vergleich zu 1990 der Gesamtverbrauch um mehr als ein Drittel gesunken ist, maßgeblich als Folge der Transformation der tschechischen Industrie. Der Energieverbrauch der Haushalte ist als Folge des höheren Energiestandards beim Bauen und der auf die Minderung des Energiebedarfs ausgerichteten Unterstützungsmaßnahmen ebenfalls gesunken. Im Verkehr ist eine leichte Zunahme des Verbrauchs zu beobachten (Abb. 2.2).

Die Treibhausgasemissionen in Tschechien, bei denen CO₂ einen Anteil von über 80 % hat, sollen langfristig weiter sinken. Der Gesamtwert der aggregierten Treibhausgasemissionen war im Jahre 2014 bereits um 37 % niedriger als im Jahre 1990. Der markanteste Rückgang der Emissionen erfolgte im Zeitraum zwischen 1990 und 1994 im Zusammenhang mit der wirtschaftlichen Transformation hin zu einer Marktwirtschaft. Zur Minderung der Treibhausgasemissionen hat die Senkung der Verbrennung fossiler Brennstoffe im verarbeitenden Gewerbe und in der Energiewirtschaft beigetragen (Abb. 2.3). Trotz steigendem Verkehrsaufkommen nehmen seit 2008 auch die Emissionen im Verkehrssektor leicht ab.

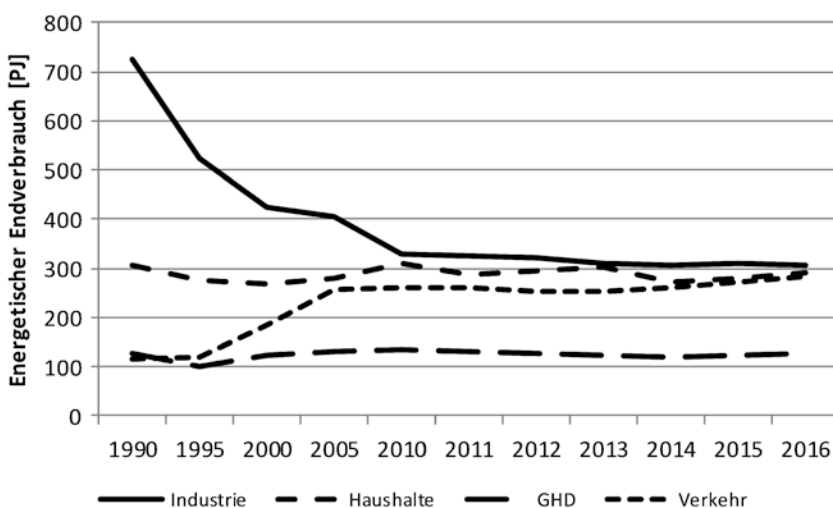


Abb. 2.2 Endenergieverbrauch. (Quelle: [5])

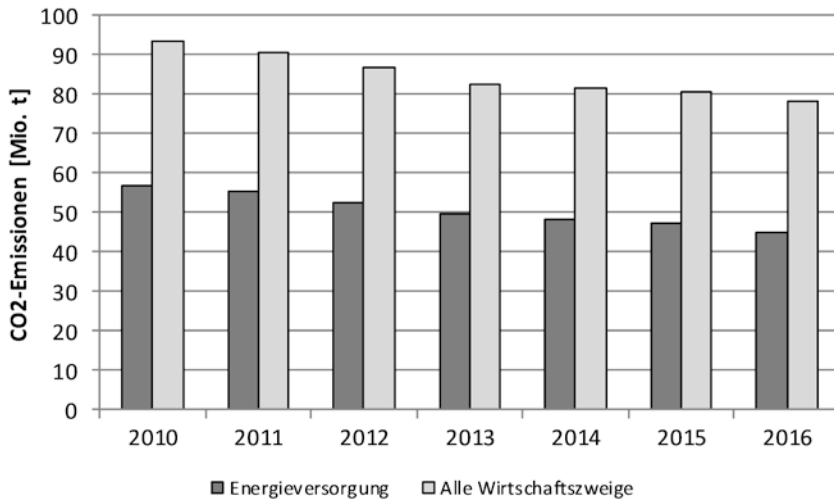


Abb. 2.3 CO₂-Emissionen. (Quelle:[5])

2.2 Elektrizitätsversorgung

Die Strombilanz der Tschechischen Republik 2016 sah wie folgt aus: 83,3 TWh Bruttostromerzeugung, 5,9 TWh Eigenverbrauch, 4 TWh Übertragungs-/Verteilungsverluste und 60,9 TWh Nettostromverbrauch. Der Stromimport lag bei 13,9 TWh, der Stromexport bei 24,8 TWh. Um den Betrieb des Übertragungsnetzes kümmert sich die Gesellschaft ČEPS, die das Kontrollzentrum in Prag führt. Ihre Aufgabe ist es, einen zuverlässigen Betrieb und zukunftstaugliche Entwicklungen des Übertragungsnetzes auch mit Blick auf den europäischen Binnenmarkt zu realisieren. Zur Sicherstellung der Netzstabilität werden Systemdienstleistungen durch ČEPS ausgeschrieben. Früher war der Hauptanbieter der Unterstützungsdienste und auch der Haupterzeuger von Strom die Gesellschaft ČEZ. Nach dem Verkauf von einigen Kraftwerken im Zuge der Strommarktliberalisierung hat sich die Zahl der Stromerzeuger, Stromversorger und Anbieter von Unterstützungsdiensten erweitert. Zu den größten Verteilnetzbetreibern gehören PRE Distribuce, E. ON Distribuce, ČEZ Distribuce und LDS Sever.

Das tschechische Übertragungsnetz hat auf der 400-kV-Spannungsebene eine Länge von 3735 km und auf der 220-kV-Ebene eine von 1909 km. Es gibt über 40 Umspannwerke mit einer Gesamtleistung von 22.450 MVA. Elf 400-kV-Leitungen und sechs 220-kV-Leitungen führen ins Ausland. Im Jahre 2017 wurde ein Phasenschiebertransformator im Umspannwerk Hradec in Betrieb genommen, der eine Nennleistung von 2×850 MVA hat. Er ermöglicht eine Steuerung der Leistungsflüsse zwischen dem tschechischen und dem deutschen Stromnetz. Die weitere Entwicklung des Übertragungsnetzes ist in sogenannten Vorhaben von gemeinsamem Interesse beschrieben.

Kohlekraftwerke haben in der Tschechischen Republik mit 49 % den größten Anteil an der installierten Leistung zur Elektrizitätserzeugung. Mit dem steigenden Stromverbrauch ist auch der Gesamtwert der installierten Leistung gestiegen. Im Jahre 2016 betrug diese rund 22 GW und war damit um 25 % höher als 10 Jahre zuvor [6]. Die meisten Kohlekraftwerke verbrennen Braunkohle aus Nordböhmen. Dies zeigt sich in ihrem Anteil an der Bruttostromerzeugung. 2016 wurden 50 % des Stroms mittels Kohleverbrennung erzeugt, 43 % davon aus Braunkohle und 7 % aus Steinkohle (Tab. 2.2).

Die Kohlekraftwerke haben sich seit 1990 wesentlich verändert, besonders zwischen den Jahren 1992 und 1998, als das Unternehmen ČEZ umfangreiche Modernisierungen durchgeführte. Die Veränderungen umfassten u. a. die Installierung von 28 Entschwefelungseinheiten und sieben Kohlenstaubfeuerungen (z. B. in den Kraftwerken Tisová, Hodonín und Poříčí), den Einbau von Flugascheabscheidern und in einigen Fällen Brennstoffumstellungen. Die häufigste Entschwefelungsmethode ist die Kalkwäsche. Insgesamt wurden knapp 6,5 GW der installierten Leistung entschwefelt. Das Ergebnis war eine Emissionsminderung von SO_2 um -92% , von Feinstaub aus Flugasche um -95% , NO_x um -50% und von CO um -77% im Vergleich zu 1990. In manchen Kraftwerken, wo diese Modernisierung aus verschiedenen Gründen nicht realisierbar war, wurden Blöcke abgeschaltet, zwischen 1991 und 1998 insgesamt 2 GW. Beispielsweise wurden zwei Blöcke des Kraftwerks Pruněrov I (2×110 MW) und zwei Blöcke des Kraftwerks Tisová II (2×100 MW) sowie das Kraftwerk Tušimice I (4×110 MW), ein Block des Kraftwerks Počeradý (200 MW) und zwei Blöcke des Kraftwerks Mělník II (2×110 MW) stillgelegt [7]. Das Kraftwerk Tušimice II wurde zwischen den Jahren 2007 und 2012 umfassend modernisiert. Dank dieser Erneuerung wird sein Betrieb bis circa 2035 weitergehen, d. h. genauso lange wie der Bergbau in Libouš läuft. Durch diese Modernisierung konnte der Nettowirkungsgrad um 5 % erhöht und der Kohlenverbrauch für die Erzeugung von 1 kWh Strom um 0,123 kg/kWh gesenkt werden. Es wurde zudem möglich, Kohle geringerer Qualität zu verbrennen. Die Emissionswerte haben sich deutlich verbessert: SO_2 um -70% , NO_x um -65% und CO um -15% . Ein weiteres Kraftwerk, bei dem eine komplexe Erneuerung im Zeitraum zwischen 2012 und 2016 durchgeführt wurde, war das KW

Tab. 2.2 Installierte Kraftwerksleistung [MW]. (Quelle: [6])

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Kernenergie	3900	3970	4040	4290	4290	4290	4290
Kohle	10.769	10.788	10.644	10.820	10.742	10.738	10.850
GuD	591	591	521	518	1363	1363	1364
Erdgas	434	511	750	820	856	860	874
Wasser	1056	1055	1069	1083	1080	1088	1090
Pumpspeicher	1147	1147	1147	1147	1172	1172	1172
Wind	217,8	218,9	263,0	270,0	278	281	282
Photovoltaik	1959	1971	2086	2132	2067	2075	2068
Gesamt	20.073	20.250	20.520	21.079	21.848	21.866	21.989

Pruněšov II. Dieses Kraftwerk verfügt derzeit über 3 Blöcke mit je 250 MW. Die ursprünglich installierte Leistung von 5×200 MW wurde um ein Viertel vermindert. Auch hier sind die Emissionswerte gesunken (SO_2 um -57% , NO_x um -59% und CO_2 um -31%) und die Laufzeit des Kraftwerks wurde um 25 Jahre verlängert. Das Kraftwerk verfügt über neue Gleichdruckkondensationsturbinen mit zwei Stufen, einem Überhitzer und acht ungeregelten Dampfantnahmen. Da diese Turbine bei höheren Dampfparametern als die vorige arbeitet, hat sich der Wirkungsgrad des Blocks auf 39% im Kondensationsbetrieb erhöht. Im Rahmen des Kraftwerkumbaus wurde auch die Wärmeleitung für die Städte Chomutov, Jirkov und Klášterec nad Ohří erneuert [8].

Es gibt eine ganze Reihe von KWK-Anlagen. Beispiele sind die Kraftwerke Mělník I (4×60 MW) und Mělník II (2×110 MW), die sich am nächsten zu Prag befinden. Das Kraftwerk Mělník I mit einer installierten Leistung von 1100 MW ist zurzeit der Hauptlieferant der Wärmeenergie für die Bewohner von Prag und Neratovice. Mělník II mit einer installierten Wärmeleistung von 614 MW liefert Wärme für die Stadt Mělník sowie Horní Počaply und Dolní Bečkovice. Seit dem Jahre 2014 nimmt an der Wärmelieferung der Stadt Prag auch das Kraftwerk Mělník II teil, dank einer Leitung zwischen diesen zwei Kraftwerken. Das Kraftwerk Mělník III (1×500 MW) war bis zum Ausbau des Kraftwerks Ledvice in der Tschechischen Republik das KW mit der höchsten installierten Leistung eines Blocks. Die Kraftwerke Mělník II und Mělník III werden nach 2020 vom Netz gehen.

Eine große technologische Entwicklung hat auch das Kraftwerk Ledvice durchlaufen. Ursprünglich hatte es 5 Blöcke (1×200 MW und 4×110 MW). Der Betrieb von Block 5 wurde 1994 und der von Block 1 im Jahre 1998 beendet. Im Block 4 wurde 1998 die Stückfeuerung durch eine Kohlenstaubfeuerung ersetzt und im Jahre 2007 die Kondensationsturbine durch eine Turbine für Heizkraftwerkszwecke. Die beiden anderen Blöcke wurden 2013 und 2015 stillgelegt. In Betrieb sind derzeit nur noch Block 4 und der neue Block 6, dessen Bau zwischen 2009 und 2014 erfolgte. Dieser hat eine installierte Leistung von 660 MW und arbeitet mit sogenannten überkritischen Druckwerten und Dampftemperaturen. Die Menge des Heißdampfs beträgt 1700 t/h bei einem Druck von rund 270 bar und Dampftemperaturen von 600°C . Der Block enthält einen Zwangsdurchlaufkessel und eine vierstufige Kondensationsturbine mit einem Überhitzer. Der Bruttowirkungsgrad dieses Blocks beträgt 47% . Das Kraftwerk Ledvice gehört zurzeit zu den modernsten Kohlenkraftwerken Mitteleuropas [9]. Das Kohlekraftwerk mit der größten installierten Leistung in der Tschechischen Republik ist das Kraftwerk Počerady (5×200 MW). Es produziert zudem den meisten Strom [7].

Ein bedeutendes Steinkohlekraftwerk ist das KW Dětmarovice (4×200 MW). Die genutzte Kohle kommt aus dem Ostrau-Karwiner Becken mit einem Heizwert von 22 MJ/kg und einem Schwefelgehalt von unter $0,5\%$. Das Kraftwerk arbeitet nach dem KWK-Prinzip, d. h., dass neben der Stromerzeugung auch Wärme für die Städte Orlová und Bohumín geliefert werden [7].

Neben den Großkraftwerken wird Strom auch von kleineren Heizkraftwerken und Müllverbrennungsanlagen erzeugt. Beispiele sind die HKW Komořany (239 MW), Doubravická (150,5 MW) und Malešice (122 MW). Stromliefernde Verbrennungsanlagen

kommunaler Abfälle sind ZEVO Malešice (17,6 MW), SAKO Brno (22,7 MW), Termizo Liberec (4,5 MW) und ZEVO Chotkov (10,5 MW).

Seit 2010 gibt es eine sinkende Tendenz der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen, da zunehmend Strom in Kernkraftwerken und durch erneuerbare Energien bereitgestellt wird (Abb. 2.4).

Erdgas wird vor allem im GuD-Kraftwerken wie Vřesová (2×200 MW) und Počerady II (838 MW) eingesetzt. Das KW Vřesová ist seit 1996 in Betrieb. Hauptbrennstoff ist synthetisches Erdgas, das bei Braunkohlenvergasung entsteht. Der Gesamtwirkungsgrad beträgt 50,5 % im Kondensationsbetrieb. Da der Preis von natürlichem Erdgas höher als der von synthetischem ist, lohnt es sich zurzeit nicht, importiertes Erdgas zu verbrennen. Das Kraftwerk Počerady II wurde im Jahre 2014 in Betrieb genommen und hat einen Netowirkungsgrad von 57,4 %. Es wird, wie auch das kleine GuD-Kraftwerk Alpiq Kladno (1×67 MW und 1×43 MW) lediglich als Spitzenlastkraftwerk eingesetzt, obwohl es ursprünglich als Mittellastkraftwerk vorgesehen war. Ein wesentlicher Grund hierfür ist die geringe Differenz zwischen Erdgaspreis und Strom- bzw. Wärmepreis. GuD-Kraftwerke hatten 2016 insgesamt einen Leistungsanteil von 6 %.

Kernkraftwerke haben nach den Kohlekraftwerken den zweitgrößten Anteil an der installierten Leistung (20 %) und der Menge des erzeugten Stroms (29 %). Das erste Kernkraftwerk in der Tschechischen Republik war das Kraftwerk Dukovany. Mit dem Bau wurde 1978 begonnen. Das Kraftwerk verfügt über 4 Blöcke mit je 510 MW und Reaktoren vom Typ VVER 440. Das zweite Kernkraftwerk, das im Jahre 2002 in Betrieb genommen wurde, ist Temelín. Es besitzt Druckwasserreaktoren vom Typ VVER 1000 (1×1078 MW und 1×1055 MW). Seit einigen Jahren wird über den Bau von zwei weiteren Blöcken in Temelín und zwei in Dukovany spekuliert.

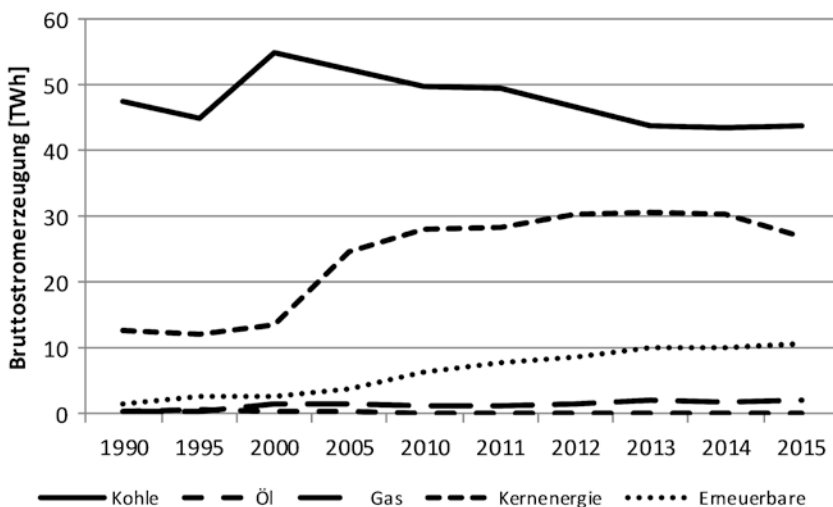


Abb. 2.4 Bruttostromerzeugung. (Quelle: [10])

Aufgrund der Notwendigkeit für mehr Umweltschutz erhöht sich in der Tschechischen Republik die Nutzung erneuerbarer Energiequellen stetig. 2016 hatten die Erneuerbaren einen Anteil von 13 % am Bruttostromverbrauch von 72,4 GWh. WKW haben einen Anteil von 10 % an der gesamten installierten Leistung zur Stromerzeugung, wobei die Hälfte davon auf Pumpspeicherkraftwerke entfällt. WKA haben einen Anteil von 1 % und PVA von 10 %. Da Biomasse häufig in Großkraftwerken mitverbrannt wird, lässt sich ihr Anteil an der installierten Leistung nicht eindeutig bestimmen. Grundsätzlich nimmt ihr Beitrag aber zu. Die aus erneuerbaren Energien erzeugte Strommenge betrug 2016 rund 9,4 GWh. Die einzelnen Quellen hatten dabei folgende Anteile: kleine WKW bis 10 MW 11,2 %, WKW über 10 MW 10,1 %, WKA 5,3 %, PVA 22,7 %, Biogas 27,7 %, Biomasse 22 % und biologisch abbaubare kommunale Abfälle 1 % [6].

Die geografischen Gegebenheiten in Tschechien ermöglichen keinen substanziellen Zubau von Wasserkraftwerken. Die vorhandenen WKW haben eine wichtige Funktion für die Leistungsregelung des Stromnetzes. Die meisten Anlagen werden von der Gesellschaft ČEZ betrieben. Im Jahre 2016 betrug die gesamte installierte Leistung der WKW rund 1090 MW und die der Pumpspeicherkraftwerke 1170 MW. Die installierte Leistung hat sich in den letzten Jahren de facto nicht geändert, aber die Bruttostromerzeugung ist leicht gesunken. Dies war vor allem bedingt durch geringe Niederschläge und hohe Temperaturen. Im Gegensatz dazu hat sich die Leistungsbereitstellung aus PSW erhöht. Grund war der zunehmende Einsatz in der Leistungsregelung des Stromnetzes. Im Jahre 2016 wurde über 30 % mehr Strom durch Pumpspeicher erzeugt als 2013. Alle großen Wasserkraftwerke außer den WKW Dalešice (475 MW), Mohelna (1,76 MW) und Dlouhé Stráně I (2 × 325 MW) sind Teil der sogenannten Moldau-Kaskade: Lipno I (2 × 60 MW), Lipno II (1 × 1,5 MW), Hněvkovice (2 × 4,8 MW), Kořensko (2 × 1,9 MW), Orlick (4 × 91 MW), Kamýk (4 × 10 MW), Slapy (3 × 48 MW), Štěchovice (2 × 11,25 MW) und Vrané. Außer den Kraftwerken Dalešice und Dlouhé Stráně I ist das Kraftwerk Štěchovice II (45 MW) ein weiteres Pumpspeicherkraftwerk. Das Wasserkraftwerk Dlouhé Stráně I hat die größte Francis-Turbine in Europa [6, 7].

Biomasse wird in den großen Kraftwerken üblicherweise als Sekundärbrennstoff genutzt, d. h. sie wird mitverbrannt oder vergast. Seit 1999 wird in einem Block (30 MW) des Kraftwerks Hodonín (105 MW) ausschließlich Biomasse verbrannt. Das KW liefert als einziges Kraftwerk auch Wärme ins Ausland, konkret in die slowakische Stadt Holíč. Weitere Kraftwerke, die Biomasse mitverbrennen, sind Poříčí oder Jindřichův Hradec (5,6 MW). Biomasse hatte im Jahre 2016 einen Anteil von 2 % an der gesamten Stromerzeugung, d. h. rund 2 TWh. Biogas und biologisch abbaubare Abfälle hatten einen Anteil von je nur 0,1 %. Biomasse wird auch im GuD-Kraftwerk Vřesová oder im HKW Plzeňská Teplárenská, Teplárna Krnov usw. genutzt. Am häufigsten handelt es sich um Holzhackschnitzel oder -pellets. 2016 stammten 51 % aus Holzspänen, Rinde, Holzhackschnitzeln und Holzabfällen, 32 % aus Schwarzlauge, 12 % aus Briketts und Holzpellets und 5 % aus Pflanzenstoffen (Energiepflanzen und/oder Landwirtschaftsabfälle) [6, 7].

Die installierte Leistung an Windkraftanlagen wurde seit dem Jahre 2002 gesteigert, aber stagniert seit 2014. Im Jahre 2017 hat sie den Wert von 308 MW erreicht. WKA haben nahezu den geringsten Anteil an der gesamten erzeugten Strommenge. Tschechien hat hinsichtlich der Windkraftnutzung keine günstigen Bedingungen, sodass für die Zukunft kein massiver Ausbau erwartet wird.

Im Jahre 2010 ist es in der Tschechischen Republik dank staatlicher Subventionen zur größten Steigerung der installierten Leistung an Photovoltaikanlagen gekommen. Im Laufe des erwähnten Jahres hatte sich der Anteil der installierten Leistung um 1,5 GW erhöht. Eine gesetzliche Regelung (Änderung des Gesetzes Nr. 485/2000) folgte, die außer einer Umwertung der Subventionen, vor allem neue Anschlussbedingungen hinsichtlich der Anforderungen an Steuerung und Regelung umfasste. Im Jahre 2016 waren PVA mit einer Gesamtleistung von rund 2 GW installiert. Die Bruttostromerzeugung betrug 2,132 TWh. Den größten Anteil hatten mit 49 % PVA mit einer installierten Leistung von über 1 MW bis einschließlich 5 MW. PVA mit einer installierten Leistung von über 5 MW hatten einen Anteil von 16 %. PV-Systeme im Leistungsbereich 100 kW bis 1 MW hatten einen Anteil von 22 %. Der Rest wurde von Überschusseinspeisungen aus Kleinanlagen, die vor allem der Eigenstromerzeugung dienen, bereitgestellt. Die größte PVA in der Tschechischen Republik ist die Anlage Ralsko mit einer installierten Leistung von 38,3 MW [6, 7].

Blockheizkraftwerke haben eine installierte elektrische Leistung von 10,7 GW und eine Wärmeleistung von 21,6 GW. Im Jahre 2016 haben sie rund 11 TWh Strom erzeugt. Mit Bezug auf die Struktur der Kraftstoffe entfällt der größte Anteil auf Braunkohle mit 43,3 %, dann Biogas mit 16,6 %, gefolgt von Erdgas mit 13,6 %, Biomasse mit 10,7 % und Steinkohle mit 9,6 % [6].

Es wird angenommen, dass Tschechien nicht in der Lage ist, erneuerbare Quellen in einem Ausmaß zu nutzen, dass alle Kohlenkraftwerke ersetzt werden können, sodass auch ein Ausbau der Kernkraftwerke vorgesehen ist.

Schaut man auf den Stromverbrauch des Landes gemäß Abb. 2.5 fällt auf, dass eine erhebliche Verbrauchssenkung in der Industrie zwischen den Jahren 2008 und 2010 aufgrund der Weltwirtschaftskrise stattfand. Der Verbrauch von Kunden, die direkt am Höchstspannungsnetz angeschlossen sind, fiel 2008 im Vergleich zum Vorjahr um 9 % und 2010 sogar um 31 %. In den folgenden Jahren gab es wieder ein Wachstum. Dennoch ist der Verbrauch in 2016 noch immer um circa 20 % niedriger als im Jahre 2007. Der Haushaltsverbrauch hängt stark vom Wetter ab, sowohl in Bezug auf elektrische Heizungen für die Wintermonate, als auch die zunehmende Nutzung von Klimaanlage in den Sommermonaten. In GHD-Unternehmen kann man einen ähnlichen Verbrauchszuwachs feststellen [6].

Der Strommarkt wurde 2006 liberalisiert. Der Stromgroßhandel wird via bilateraler Verträge (Direkthandel) oder mithilfe des organisierten Marktes (standardisierte Blockkontrakte der Energiebörse) realisiert. Genauso wie die Erzeugung, Übertragung und Verteilung des Stroms unterliegt auch der Handel dem sogenannten Energiegesetz (Nr. 458/2000). In diesem werden die Marktbeteiligten mit ihren Rollen und Pflichten definiert. Endkunden haben die Möglichkeit, ihren Stromversorger frei zu wählen. Im Jahre 2016 waren die größten Stromversorger die Gesellschaften ČEZ Prodej (45,1 %),

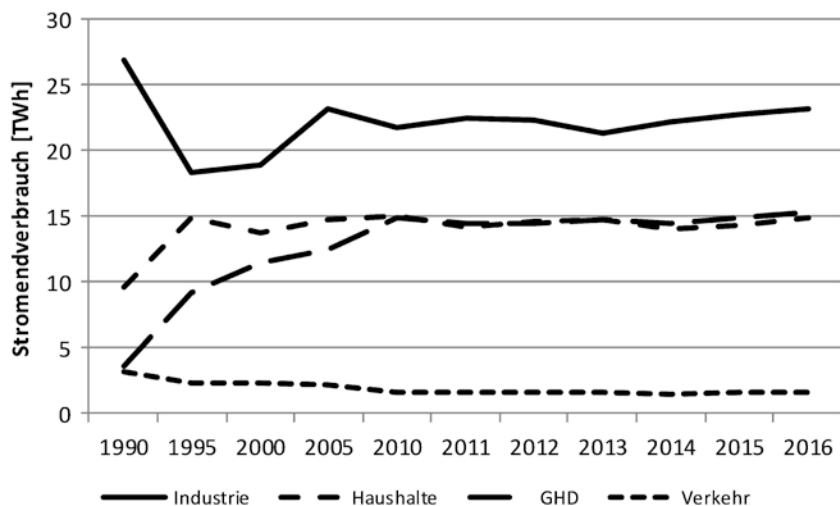


Abb. 2.5 Stromendverbrauch. (Quelle: [4])

Tab. 2.3 Stromendverbraucherpreise [ct/kWh]. (Quelle: [5])

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Industrie	6,01	10,22	10,97	10,28	10,12	8,19	7,61	7,20
Haushalte	8,68	14,96	16,59	16,64	16,81	13,88	13,85	14,20

E. ON Energie (19,16 %), Pražská energetika (11,63 %) und BOHEMIA ENERGY entity (6,31 %). Im Jahre 2001 wurde das Energetische Regulierungsamt (ERÚ) gegründet, das die Lizenzen für Stromerzeuger für 25 Jahre und für Stromhändler für 5 Jahre erteilt. Weiter ist es für die Unterstützung und Nutzung erneuerbarer und sekundärer Energiequellen, Kraft-Wärme-Kopplung und dezentralisierter Erzeugung zuständig. 2001 wurde auch die Gesellschaft OTE als offizieller Betreiber des Energiemarktes gegründet, dessen Eigentümer der Staat ist. Die Aufgabe dieser Gesellschaft ist es insbesondere, die Elektrizitäts- und Erdgasmärkte zu organisieren. In Zusammenarbeit mit der Gesellschaft ČEPS ist sie auch für den Regelenergiemarkt, inkl. Abrechnung, zuständig.

Der Strompreis für die Endkunden wird ebenfalls vom ERÚ festgelegt. Er besteht aus einem fixen und einem variablen Teil. Der verbrauchsabhängige Arbeitspreis bildet ungefähr 1/3 des Gesamtpreises. Der regulierte Teil besteht aus der Zahlung für die Systemdienstleistungen, Dienste des Marktbetreibers OTE, die Kosten für Übertragung und Verteilung sowie einen Beitrag für subventionierte Energiequellen [11] (Tab. 2.3).

Im Jahre 2015 setzte sich der Strompreis der Haushalte zu rund 12,5 % aus subventionierten Energiequellen, zu 30 % aus Übertragungs- und Verteilungskosten und zu rund 37 % aus den eigentlichen Verbrauchskosten zusammen [12].

2.3 Erdgasversorgung

Die Tschechische Republik hat geringe Erdgasvorkommen. Lagerstätten gibt es nur im Oberschlesischen und Wiener Becken sowie in den Außenkarpatischen Senken. Gefördert wird lediglich in Südmähren. Erdgas wird vorrangig aus Russland importiert. Das erste Gas kam mit der Pipeline Bruderschaft bzw. deren Anbindung durch die Pipeline Transgas. Seit 1999 ist auch die Jamal-Pipeline-Anbindung in Betrieb, die ebenfalls Erdgaslieferung aus Russland ermöglicht. Eine weitere Sicherung der Lieferungen für die Tschechische Republik war der Ausbau der Ostseepipeline Nord Stream und der damit verbundene Anschluss an die OPAL-Pipeline in Deutschland. Im Jahre 2013 wurde die Pipeline Gazele in Betrieb genommen, dank derer das Erdgas auch über nördliche Trassen geliefert werden kann. Gleichzeitig wurde das Transportnetz der Tschechischen Republik mit Süddeutschland verbunden.

Nach dem Zerfall der Tschechoslowakei wurde auch das Transportnetz getrennt. Die Gesellschaft RWE Gas wurde nach der Privatisierung der Gaswirtschaft im Jahre 2001 der neue Eigentümer des Fernleitungsnetzes, das ursprünglich die Gesellschaft Transgas betrieben hatte. 2006 wurde im Rahmen der Liberalisierung der Gastransport vom Gashandel getrennt. Dadurch ist eine neue Gesellschaft RWE Transgas Net als Transportnetzbetreiber entstanden. 2010 wurde die Gesellschaft in NET4GAS umbenannt und 2013 an das Konsortium Allianz Capital Partners (50 %) und Borealis Infrastructure (50 %) verkauft. Zurzeit gewährleistet die Gesellschaft NET4GAS den internationalen Erdgastransport durch Tschechien, den innerstaatlichen Gastransport und damit zusammenhängende kaufmännische und technische Dienste. Die Tschechische Republik hat insgesamt sieben Grenzübergabestationen. An der Grenze mit der Slowakei sind es Lanžhot und Mokřý Háj, an der Grenze mit Deutschland Brandov, St. Katharinaberg, Olbernhau und Waidhaus und an der Grenze mit Polen Cieszyn [4].

Das Transportnetz hat eine Gesamtlänge von rund 3800 km mit Nenndrücken von 40 bis 80 bar. Die Transitleitungen haben Durchmesser von DN 800 bis DN 1400. Das innerstaatliche Transportnetz hat eine Länge von 1181 km, mit Nenndurchmessern der Leitungen von DN 80 bis DN 700. Innerhalb der Tschechischen Republik gibt es drei Hauptknotenpunkte des Gastransportnetzes: Malešovice, Hospozín und Přimda. Um den Transportdruck in den Gasleitungen zu gewährleisten, gibt es vier Verdichterstationen (Kralice nad Oslavou, Kouřim, Veselí nad Lužnicí und Břeclav) mit einer Gesamtleistung von rund 240 MW. Aus dem Transportnetz wird das Erdgas in die Verteilungsnetze durch insgesamt 94 Übergabestationen geliefert. Der Nenndruck des Gases im Verteilungsnetz der Hochdruck-gasleitungen liegt zwischen 25 und 40 bar. In Tab. 2.4 ist eine Übersicht der Längen von Gasleitungen (Hochdruckleitungen, Mitteldruckleitungen und Niederdruckleitungen) nach einzelnen Verteilnetzbetreibern gegeben. In allen Übergabestationen wird die Erdgasmenge gemessen. Der durchschnittliche Heizwert des Erdgases betrug 2016 $34,5 \text{ MJ/m}^3$, der Brennwert $38,4 \text{ MJ/m}^3$ [4].

Tab. 2.4 Leitungslängen Ende 2016 [km]. (Quelle: [4])

	Länge HDL	Länge MDL	Länge NDL
Pražská plynárenská Distribuce a.s.	374	2333	979
GasNet s.r.o	11.284	33.333	9196
E.ON Distribuce a.s	1221	2322	279
Green Gas DPB a.s	0	23	0,2
Gesamt	12.879	38.012	10.454

Zurzeit sind am Gastransportnetz neun unterirdische Erdgasspeicher angeschlossen. Die Gesellschaft innogy Gas Storage betreibt die Speicher in der Gegend von Tvrdonice (525 Mio. m³), Dolní Dunajovice (900 Mio. m³), Štramberk (500 Mio. m³), Lobodice (177 Mio. m³), Třanovice (530 Mio. m³) und Háje (75 Mio. m³). Die Gesellschaft MND Gas Storage betreibt den Speicher in Uhřice (280 Mio. m³), die Gesellschaft SPP Storage betreibt den in Dolní Bojanovice (576 Mio. m³) und die Gesellschaft Moravia Gas Storage den in Dambořice (170 Mio. m³). Die Gesamtkapazität der unterirdischen Gasspeicher beträgt rund 3,7 Mrd. m³. Der älteste unterirdische Speicher befindet sich in Lobodice. Er wurde 1965 erschlossen und diente ursprünglich als Speicher von Stadtgas aus der Region Ostrava. Die Gesellschaft Moravia Gas Storage hat 2016 in Dambořice den größten Speicher in Betrieb genommen. Das maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 500 Mio. m³ bei einem Arbeitsdruck zwischen 95 und 185 bar. Für 2018 ist die Fertigstellung des Ausbaus eines Speichers in Rožná vorgesehen.

Bis 1997 wurde das Gas in Tschechien ausschließlich aus Russland importiert. Seitdem gibt es auch Transporte aus Norwegen durch die Nutzung von der im Jahre 1995 in Betrieb genommenen Pipeline Netra. In den letzten Jahren war der Gasimport aus Norwegen aber nur minimal. Die inländische Produktion von Erdgas beträgt lediglich 2 % der gesamten Verbrauchsmenge. Die geförderte Menge des Erdgases in der Tschechischen Republik betrug 2016 136 Mio. m³.

Physisch kommt fast die gesamte Importgasmenge aus Russland, bilanziell jedoch nur rund 65 %, da ein Teil des Gases auf dem europäischen Markt eingekauft wird (Abb. 2.6).

Im Jahre 2016 wurden 34 Mrd. m³ Erdgas aus dem Ausland in die Tschechische Republik gebracht. Das meiste Gas wurde über die Grenzübergabestationen mit Deutschland (95 %) transportiert.

Der Erdgasjahresverbrauch hängt wesentlich von den Außentemperaturen ab, da es maßgeblich für die Bereitstellung von Raumwärme genutzt wird. Er lag 2016 bei 8,255 Mrd. m³, d. h. 88,243 TWh. 71,5 % des gesamten Jahresverbrauchs wurde in der Heizperiode benötigt. In den letzten 10 Jahren sank der Erdgasverbrauch tendenziell. Der Anteil von Erdgas an der Stromerzeugung betrug 2016 rund 4 %. Der Anteil von gaswirtschaftlichen Gesellschaften am gesamten Erdgasverbrauch gestaltete sich wie folgt: GasNet 80,5 %, Pražská plynárenská Distribuce 11,0 %, E. ON Distribuce 3,9 % und andere Gesellschaften 4,5 %. Der Anteil der einzelnen Kategorien der Verbraucher: Großverbraucher 46,5 %, Haushalte 28,7 %, kleine Verbraucher 14 %, mittlere Verbraucher 9,7 % und sonstiges Erdgas 1,2 % [13]. Die Entwicklung des Gasverbrauchs ist in Abb. 2.7 dargestellt.

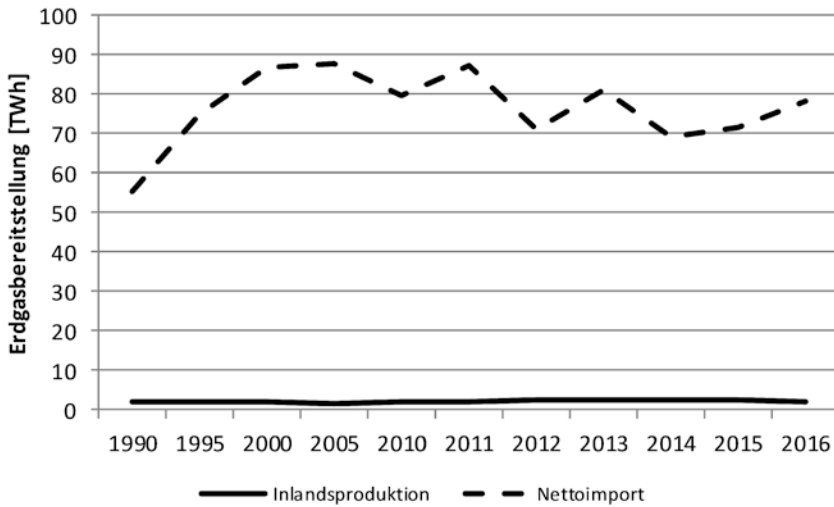


Abb. 2.6 Erdgasbereitstellung. (Quelle: [5])

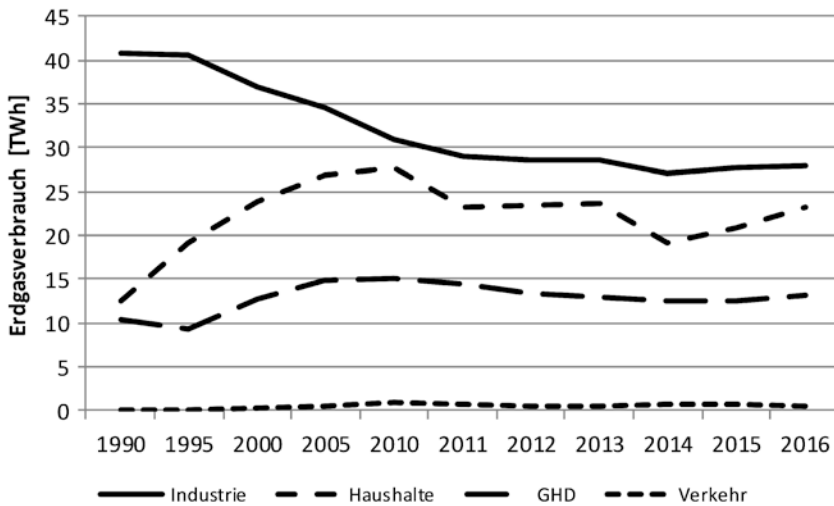


Abb. 2.7 Erdgasverbrauch. (Quelle: [5])

Der Erdgasmarkt wird vom Regulierungsamt ERÚ und von OTE überwacht. Er wurde im Jahre 2007 liberalisiert. Danach stieg der Anteil der alternativen Lieferanten deutlich. Aufgrund des stärkeren Wettbewerbs unter den Lieferanten ist auch die Anzahl der Lieferantenwechsel bei den Kunden gestiegen. Im Jahre 2013 gab es bereits 62 aktive Erdgaslieferanten auf dem tschechischen Markt. In den nächsten Jahren wird eine Konsolidierung der Lieferanten erwartet. Die ganze Republik bildet einen virtuellen Handelspunkt. Die Handelseinheit ist ein Gastag, der um 6 Uhr des gegebenen Kalendertags beginnt und nach 24 Stunden endet. Der Erdgasmarkt wird gesetzlich vor allem durch die Verordnung

Tab. 2.5 Erdgasendverbraucherpreise [ct/kWh]. (Quelle: [5])

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Industrie	1,42	2,29	2,32	2,49	2,50	2,35	2,20	1,94
Haushalte	2,08	3,62	4,20	5,09	4,95	4,23	4,43	4,50

Nr. 349/2015 geregelt. Es wird, vergleichbar mit dem Strommarkt, entweder aufgrund bilateralen Verträge oder marktbasiert (börslich) gehandelt. Der Export bzw. Import wird vom Bilanzkreisverantwortlichen mittels der Nominierungen für die zu transportierende Gasmenge über die Grenzübergabestation realisiert.

Im Jahre 2016 gab es bereits 84 Lieferanten, 95 Bilanzkreisverantwortliche, 67 Verteilnetzbetreiber und 4 Betreiber von Erdgasspeichern. Im Gegensatz zum Strommarkt wird auch mit den Vorräten an Erdgas gehandelt. Die Preisentwicklung von Erdgas ist in der Tab. 2.5 angegeben. Der Preis setzt sich aus einem fixen und einem variablen Teil zusammen. Der regulierte Anteil des Preises (rund 19 % des Gesamtpreises) wird von ERÚ festgelegt und besteht aus dem Preis für Transportdienste und die Erdgasverteilung, Marktbetreiberdienste, Mehrwertsteuer und Erdgassteuer [13].

Der nicht regulierte Anteil des Preises hat ebenso einen fixen und variablen Teil. Die einzelnen Anteile des Gesamtpreises sind im Durchschnitt folgende: Transport 0,77 %, Verteilung 18,11 %, Dienste OTE 0,15 %, Handelsware und Handel 70 %, fixer Preis für die Strukturierung der Lieferung 10 %, fixer Preis für den Transport 1 % [13, 14].

2.4 Fernwärmeversorgung

Wärme als Gebrauchsenergie wird üblicherweise für die Warmwasserbereitstellung, als Raumwärme und als Prozesswärme genutzt. Abb. 2.8 zeigt die Veränderungen des Fernwärmeverbrauchs.

Aufgrund steigender Energieeffizienz, z. B. verbesserter Technologiewirkungsgrade und Gebäudeisolierung, sinkt tendenziell der Wärmeverbrauch. Fernwärme stellt gegenwärtig ungefähr 10 % des Gesamtenergieverbrauchs, gemessen an den Endenergieformen, dar. Die Entwicklung in den einzelnen Jahren nach 1990 ist in Tab. 2.6 ersichtlich.

Der Wärmebedarf wird von Zentralheizungssystemen (Fernwärme) oder durch dezentrale Wärmeerzeugung bereitgestellt. Die Fernwärmesysteme sind in den osteuropäischen Ländern deutlich dichter als in der ursprünglichen EU 15 (mit der Ausnahme von den nordischen Staaten), wo ihr Anteil am Haushaltswärmeverbrauch nur etwa 10 % im Vergleich mit rund 30 % in Tschechien beträgt. Dies ist eine Folge des Ausbaus der Fernwärmeversorgung zur Zeit der staatlichen Zentralplanung vor 1990. Die Standorte wichtiger Fernwärmesysteme sind in Abb. 2.9 dargestellt.

Die großen Punkte bezeichnen die Systeme, die mehr als 50.000 Verbraucher beliefern, die kleinen dunkelgrauen zwischen 10.000 und 50.000 bzw. die kleinen hellgrauen darunter.

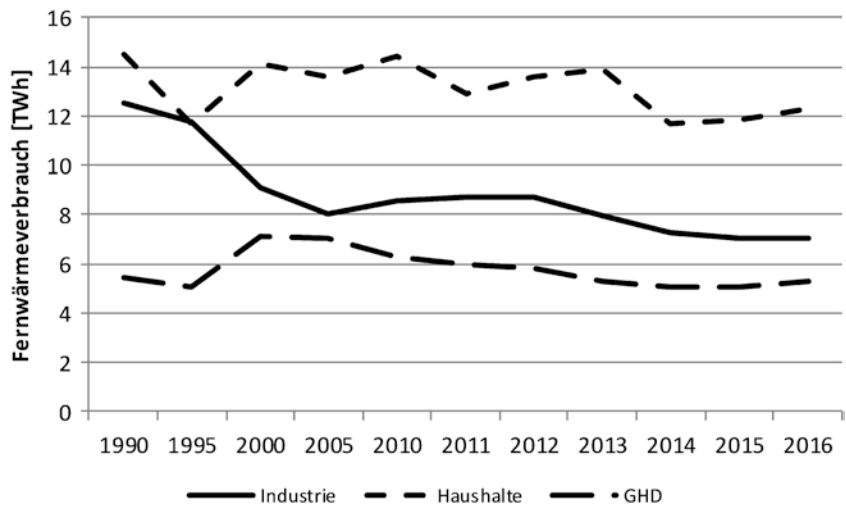


Abb. 2.8 Fernwärmeverbrauch. (Quelle: [17])

Tab. 2.6 Endenergieformen [PJ]. (Quelle: [10])

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Kohle	514,4	85,8	199,7	151,6	111,4	106,2	110,9	109,6	99,2	97,8
Flüssige Brennstoffe	345,4	304,6	304,6	11,3	359,2	347,8	345,8	334,3	355,7	343,6
Gasförmige Brennstoffe	177,2	214,9	209,4	258,2	257,9	233,9	228,9	227,9	204,6	215,4
Biokraftstoffe und Abfälle	43,4	47,6	52,4	73,8	100,2	105,0	109,2	114,7	119,3	122,4
Strom	173,0	172,7	177,3	198,5	194,7	192,7	193,5	200,8	191,8	191,4
Wärme	117,5	152,9	109,5	103,4	105,4	99,6	101,2	98,0	86,7	86,9
Gesamt	1377	978,4	1053	797	1128	1085	1089	1085	1057	1057
Wärme [%]	9,0	15,6	10,4	13,0	9,3	9,2	9,3	9,0	8,2	8,2

Fernwärme wird üblicherweise in zwei Typen von Energieanlagen erzeugt, in Heizkraftwerken (KWK-Anlagen) und reinen Heizwerken. Der Anteil der einzelnen Typen ist in Tab. 2.7 ersichtlich.

Die Länge des Fernwärmenetzes ist etwas größer als 10.000 km. Historisch wurde zuerst Dampf als Transportmedium (insbesondere in der Textil-, Papier- und Zuckerindustrie) genutzt. Später wurde aufgrund der Minderung von Transportverlusten auf heißes Wasser umgestellt. Die meisten großen Wärmequellen arbeiten im KWK-Regime (rund 75 %). Zurzeit gibt es rund 1800 Wärmequellen mit über 5 MW thermischer Leistung und rund 17.000 Anlagen im Spektrum 0,2–5 MW. Die Fernwärmeversorgung sichert ungefähr den gleichen Anteil an Wärmelieferungen wie die dezentrale Wärmeerzeugung. Fernwärme sichert die Versorgung von 1,5 Mio. Haushalten, was 37 % der Bevölkerung entspricht. Wärmeversorgungsunternehmen benötigen eine Lizenz sowohl im Bereich der

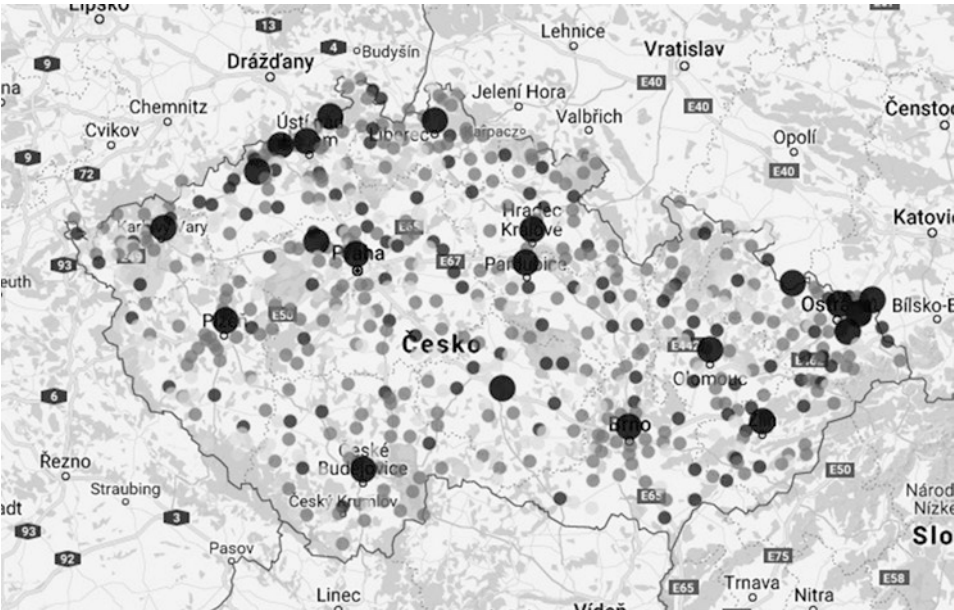


Abb. 2.9 Überblick Fernwärmesysteme

Tab. 2.7 Wärmebereitstellung [PJ]. (Quelle: [10])

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Heizkraftwerke	2811	3031	2477	2557	2669	2484	2536	2555	2254	2288
Heizwerke	890	1170	847	768	876	763	712	718	599	604
Verluste	-459	-372	-422	-338	-838	-802	-757	-788	-663	-647
Eigenverbrauch	-283	-166	-276	-501	-172	-156	-687	-158	-153	-160
Gesamt	2959	3663	2 626	2486	2535	2289	1804	2327	2037	2085

Erzeugung als auch der Verteilung. Es gibt rund 700 Lizenzen für die Erzeugung und 674 Lizenzen für die Verteilung der Wärmeenergie. Die Tschechische Republik verfügt über das umfänglichst privatisierte Fernwärmesystem in Europa (rund 65 %).

Die größten Fernwärmeversorger sind die Gesellschaften ČEZ, Veolia Energie ČR, Pražská Teplárenská, Teplárny Brno, Alpiq Generation, ArcelorMittal Ostrava, und Plzeňská teplárenská. Eigentümerwechsel sind nicht selten.

Aus den Daten der Fernwärmebereitstellung gemäß Abb. 2.10 werden die Reduzierung der Kohleausnutzung und der Anstieg der Biomassenutzung sowie die energetische Nutzung von Abfällen deutlich. In Zukunft wird die Kohlenanwendung schrumpfen und durch Erdgasnutzung und den Einsatz von erneuerbaren Quellen substituiert. Das Erdgasleitungsnetz ist für diesen Übergang aber noch nicht bereit. Es wird angenommen, dass der Übergang auch Einfluss auf den Wärmepreis haben wird. Dadurch sind Änderungen der Wärmeversorgung zugunsten dezentraler Anlagen denkbar.

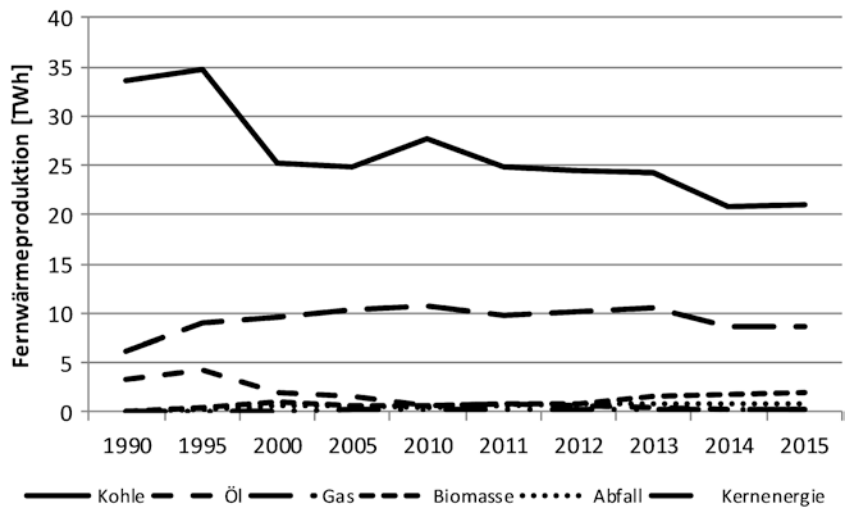


Abb. 2.10 Fernwärmeproduktion. (Quelle: [17])

Tab. 2.8 Fernwärmepreise [CZK/GJ]. (Quelle: [16])

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Kohle	350	369	412	438	451	476	512	533	556	561	562
Andere Brennstoffe	460	464	543	563	541	563	601	608	625	617	596
Durchschnitt	402	413	474	494	492	516	553	568	588	588	577

Die Kosten der Fernwärme unterscheiden sich je nach Standort deutlich. Sie hängen neben den Wärmeerzeugungspreisen vom Anschlussort des Verbrauchers ab. Der Preis kann zweiteilig – abhängig von der Wärmeleistung oder einteilig – nur abhängig von der entnommenen Wärmemenge sein. Die geringsten Kosten weist die Wärmeerzeugung aus Kohle aus. Allerdings ist dies auch die emissionsintensivste Variante. Das gewichtete arithmetische Mittel der einteiligen Preise für die Endbenutzer der Fernwärmesysteme ist in Tab. 2.8 gegeben.

Eine Darstellung der Anzahl der Haushalte, die dezentral oder mit Fernwärme beliefert werden, zeigt Tab. 2.9. Im Falle der dezentralisierten Wärmeerzeugung überwiegt Erdgas als Brennstoff. Durch die Individualisierung des Wohnens, technische Innovationen und die Nutzung von erneuerbaren Energiequellen wird ein Anstieg der dezentralen Wärmebereitstellung erwartet.

Der Rückgang an Kohlenutzung wird vermutlich auch zum Rückbau einiger Fernwärmesysteme führen. Zudem wird es verstärkt kleinere Systeme im Sinne von Nahwärmenetzen geben, wo neue Technologien und vor allem die KWK angewendet werden. Es ist auch denkbar, dass die Kernkraftwerke stärker für eine Wärmeauskopplung genutzt werden. Die Einsatzintensität von Erdgas wird von dessen Preis und dem Ausbau des Leitungsnetzes abhängig sein. Man kann auch erwarten, dass die energetische Nutzung von Abfällen steigt.

Tab. 2.9 Brennstoffeinsatz bzgl. Anzahl beheizter Wohnungen. (Quelle: [10])

	2000	2005	2010	2015
Fernwärme	1.146.854	1.449.948	1.479.209	1.485.300
Erdgas	1.349.299	1.398.469	1.543.143	1.470.000
Strom	206.311	248.986	250.577	300.000
Kohle	571.525	581.664	540.772	346.000
Biomasse	169.973	168.576	167.164	293.700
Heizöl	3745	3745	3719	6900
Flussiggas	6812	7388	7740	6812
Gesamt	2.307.665	2.408.828	2.513.115	2.423.412

2.5 Energieeffizienz

Die Ziele im Bereich der Energieeffizienz sind vor allem am Endenergie- und Primärenergieverbrauch orientiert. Die Tendenz der Entwicklung der Energieintensität wird als Verhältnis des BIP und des Energieverbrauchs dargestellt. Im Rahmen der wirtschaftlichen Transformation Anfang der 1990er-Jahre hat eine bedeutende Senkung der Energieintensität stattgefunden, auf ungefähr 60 % im Jahre 2016 im Vergleich mit 1995. Die relativ niedrigen absoluten Einsparungen des Energieinlandsverbrauchs lassen sich u. a. durch sogenannte Kompensationseffekte (Reboundeffekte) erklären [15].

Die groten Anteile an der Energieintensität nehmen der Industriesektor (30 %), die Wohnungswirtschaft (28 %) und der Verkehrssektor (27 %) ein. Die Energieintensität der Industrie sinkt langfristig, im Vergleich mit dem Jahr 1990 bereits um 57 %. Dagegen war der Verbrauch in der Wohnungswirtschaft und in den Dienstleistungen relativ stabil. Bedeutende Investitionen vor allem im Bereich der Verminderung des Gebudeenergiebedarfs wurden durch zusätzlich beheizte Flächen kompensiert. Die Energieintensität im Verkehr hat sich trotz Schwankungen leicht erhöht.

Im Vergleich mit der Energieintensität der EU28-Länder hat Tschechien die drittgrote Energieintensität. Zu beachten hierbei ist allerdings die Methodik der Erfassung [16]. Eurostat definiert als Energieintensität den Anteil des Primärenergieverbrauchs am BIP zu gegenwärtigen Preisen. In den einzelnen EU28-Ländern sind aber das Preisniveau und die Kaufkraft der Bevölkerung nur bedingt vergleichbar. Der angewandte Wert des BIP ist zudem vom Wechselkurs beeinflusst, der im Falle der Tschechischen Republik durch Interventionen der Nationalen Zentralbank gelenkt wird. Um diese Einflusse zu beseitigen, verwendet Eurostat den Kaufkraftstandard. Bei dessen Anwendung ist die Energieintensität der Tschechischen Republik um 30 % höher als der EU28-Durchschnitt. Bei Berechnung der Energieintensität anhand des Endenergieverbrauchs (nicht Primärenergieverbrauchs) liegt die Energieintensität nur um 19 % höher als der EU28-Durchschnitt [16].

Ein weiterer Indikator ist der Endenergieverbrauch pro Einwohner. Bei diesem Vergleich ist der Verbrauch in Tschechien nur um 8 % höher als der EU28-Durchschnitt (Tab. 2.10).

Tab. 2.10 Gegenüberstellung der Energieintensität nach verschiedenen Methoden. (Quelle: [16])

Indikator	Einheit	Tschechien	EU 28
Primärenergieverbrauch	GJ/Tausend EUR	10,5	5,0
Primärenergieverbrauch	GJ/Tausend KKS	6,8	4,8
Endenergieverbrauch	GJ/Tausend KKS	3,8	3,1
Endenergieverbrauch	GJ/Bewohner	95	90

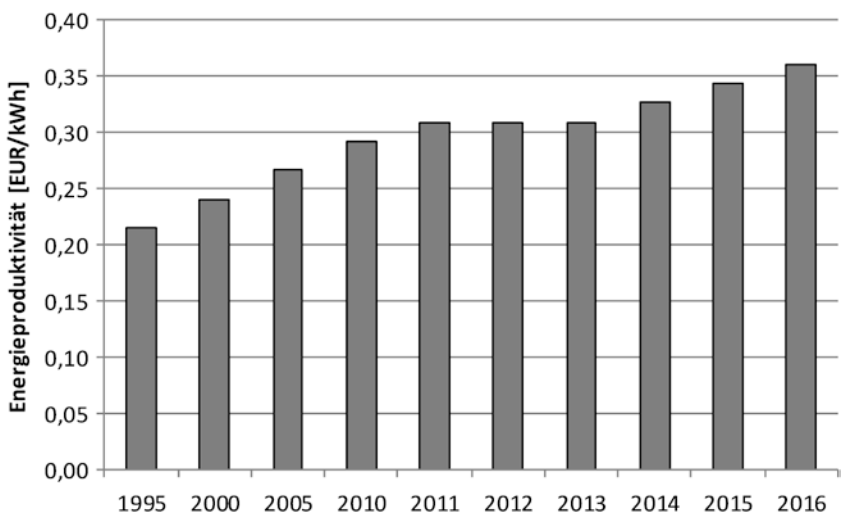


Abb. 2.11 Energieproduktivität. (Quelle: [5])

Bei den gegebenen Bedingungen kann der tschechische Energieverbrauch, sowohl in Bezug auf die primärenergetischen Quellen als auch auf den Endverbrauch, als höher, aber nicht als unangemessen hoch, bezeichnet werden. Die erhöhte Energieintensität ist u. a. bedingt durch die historische Entwicklung der tschechischen Wirtschaft mit einem hohen Anteil energieintensiver Industrie. Bezüglich der Tendenz sinkt die Energieintensität schneller als im EU28-Durchschnitt.

Auch in Tschechien steigt die Energieproduktivität gemessen am BIP. Auch wenn im Mittel die Steigung leicht abnimmt, ist die Dynamik noch immer recht hoch (Abb. 2.11).

Beim Stromverbrauch pro Einwohner ist eine steigende Tendenz ersichtlich, die durch das steigende Lebensniveau und der damit verbundenen Elektrifizierung bedingt ist. Einen offensichtlichen Sprung gab es hier in den Jahren 2000–2005. Seitdem bewegt sich der BSV pro Kopf im Intervall 6200–6400 kWh/a. Einige Werte zur Stromintensität sind in Abb. 2.12 zu finden.

Seit dem Jahr 2000 bis zum Jahr 2010 erfolgte eine deutliche Reduzierung der Netzverluste, vor allem im Bereich der Erdgas- und der Fernwärmeversorgung. Seit 2011 sind die Verluste bei allen leitungsgebundenen Energien relativ stabil. Laut ERÚ betrugen die Stromnetzverluste im Jahre 2017 rund 5,4 %, davon 1,5 % im Übertragungs- und 3,9 % im

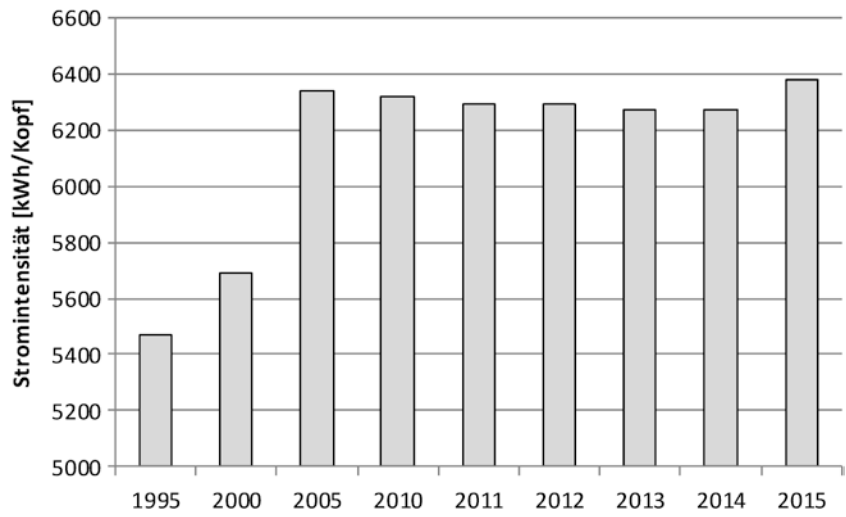


Abb. 2.12 Stromintensität. (Quelle: [17])

Tab. 2.11 Erreichte und erwartete Energieeinsparungen. (Quelle: [15])

Indikator	Zeitraum	Energie [TJ]
Jahreseinsparungen	2014–2016, erreichte	17.045
	2017–2020, erwartete	30.526
Kumulierte Einsparungen	2014–2016, erreichte	20.800
	2017–2020, erwartete	76.315

Verteilungsnetz. Im Bereich der Erdgasverteilung liegen die Verluste bei 1,3 %. Im Bereich Fernwärme liegen sie im kleinen zweistelligen Prozentbereich.

Rechtlich gesehen ist eine wichtige Säule für Energieeffizienzbestrebungen die Richtlinie 2012/27EU, die verbindliche Ziele im Bereich Endenergieverbrauch bis 2020 definiert. Minderungsabsichten bzgl. der Energieintensität konkret für Tschechien sind im Gesetz Nr. 406/200 über die Energieverwaltung und dem Nationalen Aktionsplan für die Energieeffizienz formuliert [15]. Der Umfang der gesetzlichen Manahmen, respektive der Ausgestaltung der Ziele für die einzelnen Sektoren ist sehr breit.

Im Zeitraum 2014 bis 2016 wurden Einsparungen von 17.045 TJ erreicht. Für den Zeitraum 2017 bis 2020 sollen zusätzliche Einsparungen von 30.526 TJ erreicht werden (Tab. 2.11).

Das Ziel der Energieeinsparungen beim Endverbraucher laut des Art. 4 der Richtlinie des Europäischen Parlamentes 2006/32/ES in Höhe von 76.298,4 TJ ist damit erfüllt [15].

2.6 Perspektiven

Die Prognose der Entwicklung der Energiewirtschaft kann nur mögliche Szenarien, aber keine konkrete Zukunft aufzeigen. In der Tschechischen Republik sind diese im Wesentlichen im staatlichen Energetischen Konzept 2015 der Regierung beschrieben. Im Rahmen dieser Konzeption sind vier mögliche Szenarien betrachtet [18]:

- A) Optimiertes Szenario
- B) Sicheres und autarkes Szenario
- C) Konventionelles ökonomisches Szenario
- D) Szenario der Entkarbonisierung

Alle vier Szenarien rechnen mit der vollen Abdeckung des Stromverbrauchs durch nationale Kraftwerke (inklusive Kernenergie und erneuerbare Energien). Gleichzeitig wird auch die Entwicklung der Elektromobilität bedacht. Die folgende Tabelle gibt dazu eine Übersicht (Tab. 2.12).

Die endgültige Entwicklung der Energiewirtschaft kann ganz anders sein, je nach politischer Lage, internationaler Zusammenarbeit, Klimaveränderung oder Einfluss der Entwicklung des Energiemarkts. Aus der staatlichen Konzeption und damit verbundenen Zukunftsstudien geht die Notwendigkeit der Entwicklung der Kernenergiewirtschaft hervor, um die Autarkie und Sicherheit hinsichtlich der Strombilanz zu bewahren. Gleichzeitig werden ein Teilübergang auf die dezentralisierte Erzeugung, Unterstützung von erneuerbaren Energiequellen und Verbrennungsanlagen kommunaler Abfälle vorgesehen.

Im 10-jährigen Netzentwicklungsplan Gas (2018–2027) sind die Vorhaben von gemeinsamem Interesse definiert [19]. Ein Beispiel ist die Verbindung zwischen Polen und Tschechien mit dem Ausbau der Pipeline Stork. Gleichzeitig soll auch das Vorhaben Moravia erfolgen, das die Sicherheit der Erdgaslieferungen in den Regionen von Mittel- und Nordmähren gewährleisten soll. Auch ist eine Verbindung zwischen Baumgarten (AT), Reintal (CZ/AT) und Břeclav (CZ) geplant. Zudem soll die Übergabestation St. Katharinaberg

Tab. 2.12 Entwicklung und Struktur der Bruttostromerzeugung [GWh]. (Quelle: [18])

	Szenario A		Szenario B		Szenario C		Szenario D	
	2025	2045	2025	2045	2025	2045	2025	2045
Steinkohle	4134	1555	4134	1137	4134	719	4134	719
Braunkohle	29.168	13.490	29 854	15.074	30.309	15 472	29.168	13.490
Erdgas	3974	7151	3973	7151	3973	7151	3973	7351
Kernenergie	30.384	43.205	30.384	50.590	30.384	44.586	30.384	41.283
Photovoltaik	3567	5884	3567	5884	3221	4181	3631	6780
Biomasse	2541	4647	3741	7114	2523	4060	2541	4205
Wasserkraft	2525	2532	2525	2532	2525	2532	2525	2532
Windkraft	1328	2291	1328	2291	1598	1710	1906	4050
Gesamt	83.826	88.430	85.713	99.888	84.393	88.037	84.468	88.085

erweitert und an die Pipeline EUGAL angeschlossen werden, die in Deutschland geplant wird. Gleichzeitig werden ein Erdgasspeicher und eine Pipeline in den Regionen Usti und Pilsen vorgesehen.

Die Entwicklung des Übertragungsnetzes ist ebenso in einem 10-jährigen Entwicklungsplan von ČEPS beschrieben (2017–2016), der u. a. den Bau von Hochspannungsleitungen zwischen Kočín-Mírovka, Přeštice-Kočín und Mírovka-Čebín vorsieht. Sie werden die Übertragung der Leistung aus den vorgesehenen neuen Blöcken 3 und 4 des Kraftwerks Tušimice mit einer maximalen Leistung von 2×1700 MW und aus dem Block 5 des Kraftwerks Dukovany mit einer Leistung von bis zu 1700 MW [20] sichern und gleichzeitig eine Regulierung des Leistungsflusses durch das Übertragungsnetz gewährleisten. Aufgrund der Fertigstellung und Inbetriebnahme von den zwei restlichen Blöcken des Kraftwerks Temelín werden die Modernisierung von existierenden Umspannwerken (zum Beispiel Mírovka) und der Ausbau vor allem von der die Umspannwerke Kočín und Mírovka verbindenden Doppelleitung notwendig sein. Auch ist der Bau eines neuen Umspannwerks Vernéřov geplant, das die Übertragung der Leistung aus dem Windpark Chomutov (140 MW) gewährleisten soll. Weiter wird der Zubau von neuen Verbrennungsanlagen in der Gegend des KW Mělník geplant.

Literatur

1. ČSÚ, Hrubá přidaná hodnota podle odvětví. http://apl.czso.cz/pll/rocnka/rocnka.presms-ocas?jmeno_tabulka=M%203ac&rokod=1993&rokdo=2017&mylang=CZ&ceny=bc&vys-tup=obrazovka&priznak=M00010%&typ=2&jak=1&dejarchiv=0
2. ČSÚ, Tisková zpráva, Český průmysl v polovině roku 2015. <https://www.czso.cz/documents/10180/33955479/%C4%8CS%C3%9A%20TK+Pr%C5%AFmysl+prezentace.pdf/36e68e32-68a1-4ca8-8e81-d0f787c37822?version=1.0>
3. ČSÚ, Pohyb obyvatelstva v Českých zemích*) 1785–2016. <https://www.czso.cz/documents/10180/45964076/1300701701.xlsx/fd39d62a-f301-4522-bf4a-204e3aefbe40?version=1.0>
4. NET4GAS, a.s. www.net4gas.cz
5. Eurostat. <http://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database>
6. ERÚ, Roční zpráva o provozu ES 2016. www.eru.cz
7. ČEZ a.s., Výroba elektřiny. www.cez.cz
8. All for Power, Nové odsíření v Elektrárně Prunéřov II. <http://www.allforpower.cz/UserFiles/file/noveodsireni.pdf>
9. All for Power, Výstavba nového superkritického bloku v Elektrárně LEDVICE. http://www.allforpower.cz/UserFiles/files/2009/alstom_ledvice.pdf
10. MPO, Studie stavu teplárenství, Vysoká škola báňská Ostrava. www.mpo.cz
11. ERÚ, Zásady cenové regulace pro období 2016–2018 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství a pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství. <https://www.eru.cz/documents/10540/3550177/Zasady-cenove-regulace-IV-RO-prodlouzene-do-2020.pdf/6788c6c3-4711-4042-b5c1-1985ed59bceb>
12. oEnergetice.cz, Trh s elektřinou – specifiká, účastníci trhu a rozdělení. <http://oenergetice.cz/elektrina/trh-s-elektřinou/draft-ucastnici-trhu-s-elektřinou>
13. OTE, a.s., Dlouhodobá rovnováha. www.ote-cr.cz

14. ERÚ – Indikativní cena. <https://www.eru.cz/cs/-/indikativni-cena-komodity-plyn>
15. MPO, Aktualizace národního akčního plánu energetické účinnosti ČR. https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/energeticka-ucinnost/strategicke-dokumenty/2017/11/_17_III_Aktualizace-NAPEE-2016_vlada_final.pdf
16. ČSÚ, Statistická ročenka 2015. <https://www.czso.cz/csu/czso/16-energetika>
17. International Energy Agency. <https://www.iea.org/countries/Czech%20Republic/>
18. MPO, Doplnující analytický materiál ke Státní energetické koncepci. www.mpo.cz
19. ERÚ, Desetiletý plán rozvoje přepravní soustavy v České republice 2018–2027. www.eru.cz
20. ČEPS, Plán rozvoje přenosové soustavy České republiky 2017–2026. www.ceps.cz

Kvetoslava Šoltésová und Jaroslav Šoltés

3.1 Rahmenbedingungen

Die Slowakei liegt im geografischen Zentrum Europas. Die am 1. Januar 1993 entstandene Slowakische Republik war bis 1992 Bestandteil der Tschechischen und Slowakischen Föderativen Republik (vorab Tschechoslowakei). Der heutige Staat hat eine Fläche von 49.035 km² und rund 5,4 Mio. Einwohner. Nach dem Umbruch in der damaligen Tschechoslowakischen Republik 1989 kam die Schwerindustrie fast zum Erliegen. Mit Gründung der selbstständigen Slowakischen Republik begann die Umstellung der Volkswirtschaft auf eine marktorientierte Wirtschaft. Viele staatliche Betriebe wurden privatisiert. Um wettbewerbsfähig zu sein, zerfielen große Betriebe in kleinere Einheiten, die schneller auf Marktbedürfnisse reagieren können. 2009 wurde der EUR eingeführt. Die neue Währung hat die negativen Effekte der internationalen Finanz- und Wirtschaftskrise gemindert.

Im Jahre 1993 betrug der Anteil der Industrieproduktion am Bruttoinlandsprodukt rund 33 %. In den nachfolgenden Jahren verringerte sich dieser Anteil und sank 2002 auf ein Minimum von 24,2 %. Durch umfassende, auch ausländische, Investitionen hat die Bedeutung des industriellen Sektors seither wieder zugenommen, auf etwa 30 %. Dienstleistungen machen am BIP über 60 %, die Landwirtschaft lediglich 2 % aus. Der durchschnittliche Monatsverdienst war 2014 858 EUR brutto. Die Arbeitslosigkeit lag 2014 bei 12,79 %. Bei jungen Menschen sogar bei fast 50 % (Tab. 3.1).

K. Šoltésová (✉)

Slowakische Innovations- und Energieagentur,
Banska Bystrica, Slowakei
E-Mail: kvetoslava.soltesova@siea.gov.sk

J. Šoltés

Banská Bystrica, Slowakei
E-Mail: jaroslav.soltes@nesbb.sk

Die Slowakei ist ein grundsätzlich industrialisiertes, exportorientiertes Land. Der Schwerpunkt liegt in der Automobilbranche sowie in den Bereichen Elektronik, Metallbearbeitung und Maschinenbau. Die großen ausländischen Automobilkonzerne Volkswagen, PSA Peugeot/Citroën und Hyundai/Kia spielen im slowakischen Fahrzeugbau eine prägende Rolle. Jährlich werden rund 1 Mio. Automobile hergestellt. Für die slowakische Wirtschaft ist der Außenhandel von zentraler Bedeutung. Das Exportvolumen betrug im Jahre 2014 rund 65 Mrd. EUR. Das Importvolumen 60 Mrd. EUR. Über 60 % ihrer Importe bezieht die Slowakei aus anderen EU-Mitgliedstaaten. Der EU-Anteil an den Ausfuhren liegt über 80 %. Bedeutendste Handelsgüter sowohl bei Ein- als auch bei Ausfuhren sind Fahrzeuge, Maschinen und Produktionsanlagen, Elektronik, Informationstechnik, Metallserzeugnisse und chemische Produkte.

Die Energieversorgung der Slowakei ist neben erneuerbaren Energien und Kohle auch durch die Nutzung von Kernenergie geprägt. Ein Blick auf inländische Erzeugung zeigt Abb. 3.1.

Tab. 3.1 Bevölkerung und wirtschaftliche Entwicklung. (Quelle: [2])

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Bevölkerung [Mio. EW]	5,3	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
BIP [Mrd. EUR]		15,3	22,3	39,3	67,6	70,6	72,7	74,2	76,1	78,9	81,2

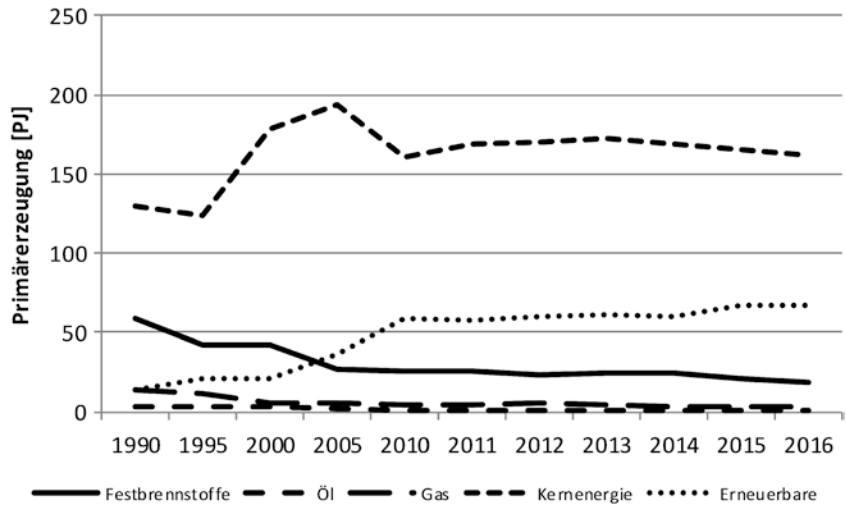


Abb. 3.1 Heimische Energiegewinnung. (Quelle: [2])

Beim energetischen Endverbrauch ist der Industriesektor der größte Verbraucher, gefolgt vom Verkehrswesen, welches insbesondere auf Mineralölimporte zurückgreift (Abb. 3.2).

Der Anteil der Energieversorgung an den gesamten CO₂-Emissionen ist im Vergleich zu anderen Ländern in der Slowakei relativ gering, u. a. bedingt durch den Einsatz von erneuerbaren Energien und Kernbrennstoffen in der Versorgung. (Abb. 3.3).

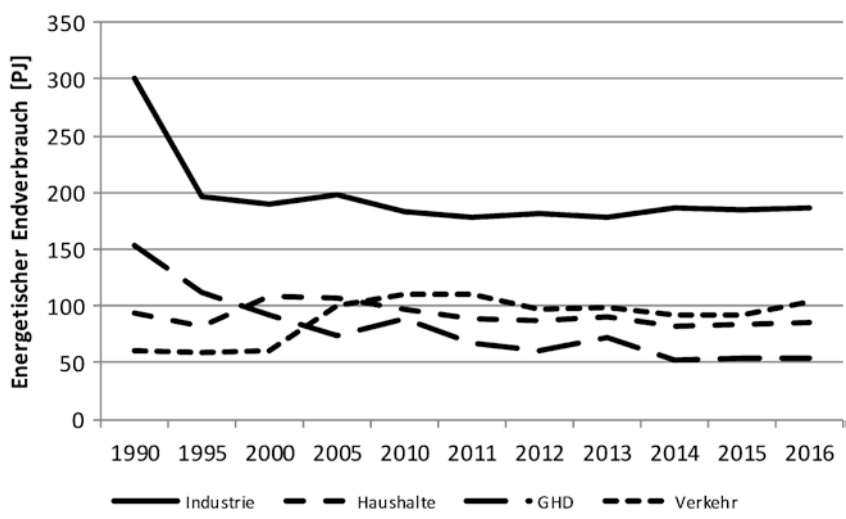


Abb. 3.2 Endenergieverbrauch. (Quelle: [2])

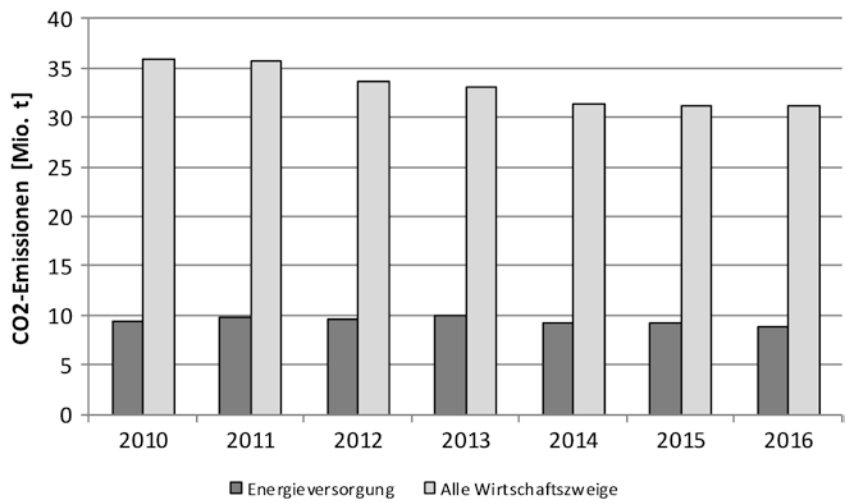


Abb. 3.3 CO₂-Emmissionen. (Quelle:[2])

3.2 Elektrizitätsversorgung

Die installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen beträgt rund 8 GW (Stand 2015). Etwa 60 % davon entfallen auf konventionelle Wärmekraftwerke.

Eine genaue Aufteilung nach einzelnen Brennstoffen ist kompliziert, da viele Wärmekraftwerke mindestens mit zwei Brennstoffarten arbeiten können. Sehr oft kommen die Kombination Kohle/Erdgas oder Kohle/Erdgas/Biomasse vor. Bei der Steinkohle (Kraftwerk Vojany) oder Braunkohle (Kraftwerk Nováky) sind 110 MW Monoblöcke mit Dampfturbinen im Einsatz. Die Stromerzeugung aus Kernenergie erfolgt im Kernkraftwerk Jaslovské Bohunice V2 (2 x Reaktor vom Typ WWER-440/213) und Mochovce 1–2 (2 x Reaktor vom Typ WWER-440/213). Im Jahre 2006 wurde ein Reaktor in Jaslovské Bohunice V1 außer Betrieb genommen. Zwei Jahre danach hat man auch den zweiten Reaktor stillgelegt. Eine Leistungserhöhung auf 2 x 470 MW in Mochovce und 2 x 500 MW in Jaslovské Bohunice wurde durch eine Modernisierung der Kraftwerksblöcke in den Jahren 2008–2010 erreicht. Das erste GuD mit einer installierten Leistung von 218 MW wurde 1998 in Bratislava in Betrieb genommen. Dazu kam 2007 ein GuD in Levice (82 MW). In den Jahren 2011–2012 wurde das größte GuD in Malženice in Betrieb genommen (436 MW). Seit 2011 produziert auch ein GuD in Považská Bystrica (57 MW). Im Jahre 2011 lag die gesamte installierte Leistung der GuD-Anlagen bei 793 MW. Leider wurde das größte GuD in Malženice bereits 2013 in Kaltreserve gestellt, da die erzielbaren Strompreise zu gering sind. Zwei Gasturbinenkraftwerke (Panické Dravce und Bratislava) mit einer Gesamtleistung von 109 MW produzieren Strom seit 2010. Etwa 13 % des Stromes wird in KWK-Anlagen produziert (u. a. auch im Kernkraftwerk Jaslovské Bohunice V2). In Wasserkraftwerken stehen mehr als 2500 MW zur Verfügung, davon mehr als 700 MW in Pumpspeicherwerken. Das größte slowakische Wasserkraftwerk Gabčíkovo (720 MW) liegt an der Donau. Seit 2010 hat auch die installierte Leistung von Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energien zugenommen. Grund dafür war die Einführung neuer Stromtarife [3]. Bei Photovoltaikanlagen liegt die Anzahl der Vollbenutzungsstunden bei 900 bis 1000. Bei Biomasseanlagen ist diese Zahl etwa viermal so groß. Windkraftanlagen sind in der Slowakei fast nicht vorhanden. Ein Grund dafür ist der Naturschutz.

Die Stromübertragung erfolgt über die Hoch- und Höchstspannungsnetze. Auf dem Höchstspannungsniveau von 400 kV betreibt die Stromübertragungsgesellschaft SEPS etwa 2000 km Leitungen. Weiter sorgt sie für 826 km 220 kV-Netze und etwa 80 km 110 kV-Netze. Im Betrieb sind rund 190 Verteilerstationen und 40 Trafostationen in der Hoch- und Höchstspannungsebene [17].

Aus der Gesamtanzahl von 400 kV- und 220 kV-Leitungen dienen etwa 444 km der Verbindung mit den Nachbarländern Polen, Tschechien, Österreich, Ungarn und Ukraine. Die Stromverteilung erfolgt mittels 110 kV-, 22 kV- und 0,4 kV-Netzen. Territorial existieren drei regionale Verteilgesellschaften: die ZSD in Bratislava, SED und VSD. Die ZSD versorgt mehr als 1 Mio. Entnahmestellen, die SED verteilt den Strom zu 0,72 Mio. Haushalten und Unternehmen und auf dem Territorium der Gesellschaft VSD befinden sich über 0,62 Mio. Entnahmestellen.

In den Jahren 1998 bis 2006 produzierte die Slowakei den Strom auch zum Export. Seit der Stilllegung der Kernreaktoren im Kernkraftwerk Jaslovské Bohunice V1 (2006, 2008) müssen etwa 3 % des Stromes importiert werden. Die Entwicklung der Stromerzeugung ist in Abb. 3.4 dargestellt.

Die Stromversorgung in der Slowakei ist kohlenstoffarm, da durchschnittlich mehr als 50 % des benötigten Stromes aus Kernbrennstoff und über 20 % aus erneuerbaren Energien produziert werden. Die Stromerzeugung aus Kohle liegt etwas über 10 %. Bis zum Jahre 2020 sollen in der Slowakei 24 % des Stromes aus erneuerbarer Energie produziert werden [5].

Die Industrie verbraucht fast 50 % des Stromes; Gewerbe, Handel und Dienstleistungen rund ein Viertel. Bei den Haushalten liegt der Anteil bei etwas über 20 %. Der Verkehr hat den niedrigsten Anteil mit wenigen Prozent. Der durchschnittliche Anteil der Industrie am Stromverbrauch wurde durch die Wirtschaftskrise beeinflusst. Seit 2012 liegt dieser Anteil wieder höher. Trotz Einsparmaßnahmen ist bei den Haushalten ein leicht ansteigender Stromverbrauch zu identifizieren. Ein Grund dafür ist die Nutzung kleiner Klimaanlagen im Sommer, aber auch eine steigende Wärmeerzeugung aus Wärmepumpen im Winter.

Der Strommarkt in der Slowakei ist liberalisiert. Die Bereiche Erzeugung, Transport, Handel und Vertrieb sind getrennt. Die Grundregeln für die Unternehmen in der Stromversorgung sind im Gesetz über die Energiewirtschaft und im Gesetz über die Regulierung der leitungsgebundenen Versorgung vorgegeben [6]. Die wichtigsten Marktteilnehmer sind neben den Stromproduzenten und dem Übertragungsnetzbetreiber SEPS der Organisator des kurzfristigen Strommarktes OKTE, die Stromhändler und die regionalen Stromverteilungsgesellschaften ZSD, SED, VSD. Der größte Stromproduzent in der Slowakei ist die Gesellschaft SE, die über 70 % des jährlichen Bedarfs deckt. Eine wichtige Gruppe

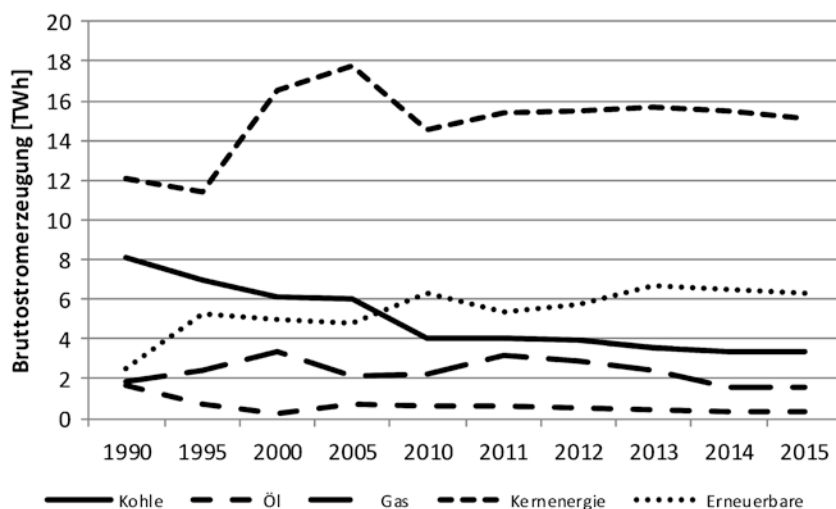


Abb. 3.4 Bruttostromerzeugung. (Quelle: [2])

von Stromproduzenten sind Unternehmen, die Strom aus erneuerbaren Energien oder durch effiziente Kraft-Wärme-Kopplung produzieren.

Für die Stromübertragung und auch für den Betrieb der nationalen Stromdispatchzentrale sorgt die staatliche Stromübertragungsgesellschaft SEPS. Ihre Tochtergesellschaft OKTE wurde zum Zweck der Koordination des kurzfristigen Strommarktes und zur Abrechnung der Regelleistung gegründet. Neben den regionalen Stromverteilungsgesellschaften gibt es etwa 160 kleine Ortsverteilungsgesellschaften (u. a. in Industrieparks).

Der Strompreis besteht prinzipiell aus drei Bestandteilen: (i) Erzeugung, Beschaffung und Vertrieb, (ii) Netznutzung und (iii) Abgaben, Umlagen und Steuern. Strom im Grundlastbereich wird entweder direkt an den Endkunden geliefert oder an der Strombörse (z. B. Prag oder Leipzig) gehandelt. Für die Einhaltung der Stromversorgungssicherheit muss die Stromübertragungsgesellschaft unterstützende Dienstleistungen (sogenannte Systemdienstleistungen) einkaufen. Regelleistung wird zum Beispiel in Form von Ausschreibungen von zertifizierten Stromproduzenten beschafft. Umlagen für die Förderung der Stromerzeugung aus heimischer Kohle, erneuerbaren Energien und effizienten KWK-Anlagen sind im Tarif für den Systembetrieb zusammengefasst.

Das Gesetz Nr. 250/2012 zur Regulierung der leitungsgebundenen Versorgung hat die Preisregulierung der Stromversorgung für Kunden wie Haushalte und kleine Unternehmen eingeführt. Neben dem Preis für die Stromerzeugung verlangt der Versorger einen Preis für die Übertragung/Verteilung zzgl. Verlusten, der von der Regulierungsbehörde festgelegt wird (Abb. 3.5).

Seit 2011 bezahlt jeder Stromendabnehmer eine Abgabe für den Nationalfond zur Stilllegung der Kernkraftwerke. Das Netznutzungsentgelt und die Tarife für Systemdienstleistungen und den Systembetrieb sind durch die Regulierungsbehörde vorgegeben. Für Haushalte und Kleinbetriebe sind zudem maximale Endpreise definiert. Die regulierten

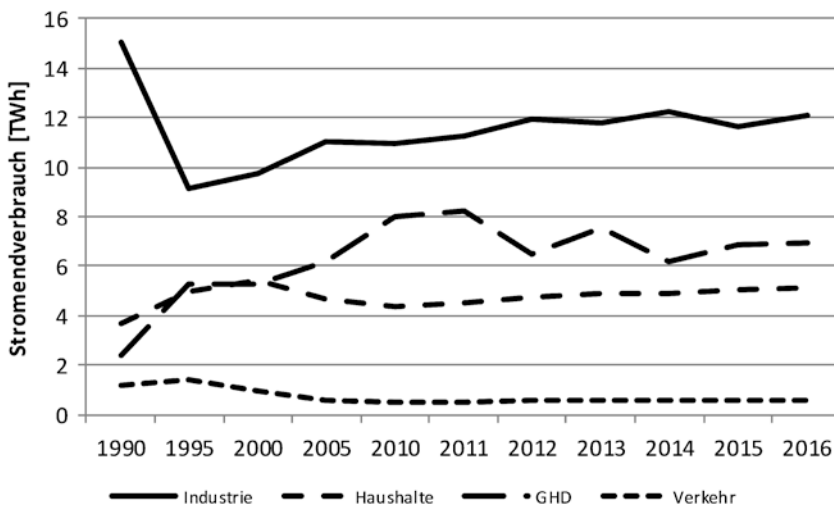


Abb. 3.5 Stromendverbrauch. (Quelle: [2])

Tab. 3.2 Stromendverbraucherpreise [ct/kWh]. (Quelle: [2])

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Industrie	7,03	11,61	12,33	12,73	12,42	11,07	10,81	10,47
Haushalte	13,38	15,20	16,82	17,16	16,98	15,07	15,06	14,23

Preisbestandteile für einen Stromkunden am Verteilnetz umfassen einen Tarif für die Stromverteilung ohne Verluste einschließlich Stromübertragung (eine Komponente für reservierte Kapazität und eine Komponente für verteilte Energie), einen Tarif für Verluste in der Verteilung und einen Tarif für Systemdienstleistungen (Tab. 3.2).

Im Vergleich zum europäischen Durchschnitt der EU28 sind die Preise für die Industrien mittlerer Größe rund 2 ct/kWh höher, die für Haushalte allerdings rund 6 ct/kWh niedriger.

Seit 2011 beträgt die Mehrwertsteuer 20 %. Die Haushalte und auch andere Stromabnehmer können unter mehreren Stromlieferanten wählen. Durch die freie Wahl des Lieferanten kann aber nur ein Teil des Endpreises (etwa 45 %), d. h. Kosten für Erzeugung, Beschaffung und Vertrieb, beeinflusst werden. Bisher haben nur wenige Stromabnehmer den Lieferanten gewechselt.

Die größten Stromlieferanten für Haushalte und kleine Stromabnehmer sind die Tochtergesellschaften der drei regionalen Stromverteilungsgesellschaften. 2016 lieferte ZSE Energie 33,6 %, SSE 26,1 % und VSE 22,0 % der Elektroenergie. Bei den übrigen Stromlieferanten waren SPP mit 5,9 %, Slovakia Energy mit 4,8 % und ČEZ Slovensko (ein Ableger der tschechischen Energiegesellschaft ČEZ) mit 2,7 % die größten [7].

3.3 Erdgasversorgung

77 % der slowakischen Städte und Gemeinden haben Zugang zur Erdgasversorgung. Technische Anlagen zum Gastransport und zur Gasverteilung transportieren Erdgas für etwa 94 % der Bevölkerung. Der Transportnetzbetreiber Eustream sorgt für den internationalen Gasferntransport an den Übergabepunkten zur ukrainischen Grenze (Veľké Kapušany), der österreichischen Grenze (Baumgarten) und der tschechischen Grenze (Lanžhot). Seit 2015 ist auch der Übergabepunkt an der ungarischen Grenze (Veľké Zlieve) in Betrieb. Das Transportpipelinesystem besteht aus parallelen Rohrleitungen mit einem Durchmesser von DN 1200 bis DN 1400 und einem Nennbetriebsdruck von 70–75 bar. Die Gesamtlänge der Gasleitungen beträgt rund 2300 km. Die für den Gasferntransport nötige Druckdifferenz wird mit vier Verdichterstationen mit einer Gesamtleistung von fast 600 MW aufgebaut. Die technische Durchflussrate für die Einspeisung des russischen Gases aus der Ukraine in die größte Verdichterstation in Veľké Kapušany liegt bei etwa 250 Mio. m³ pro Tag.

Die jährliche Kapazität des Transportnetzes beträgt bis zu 90 Mrd. m³ Erdgas, von denen für den Slowakischen Markt lediglich rund 2,8 Mrd. m³ benötigt werden. Der Transitanteil von Erdgas beträgt über 95 % gemessen am gesamten Erdgastransport. 2016 belief

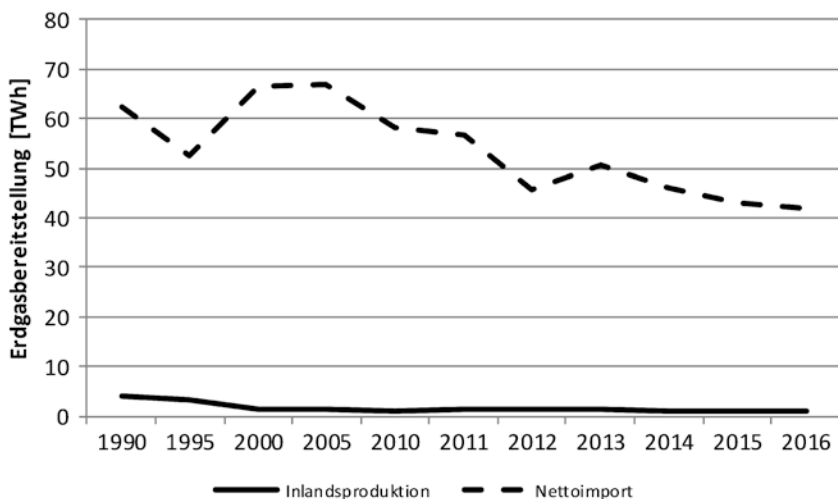


Abb. 3.6 Erdgasbereitstellung. (Quelle: [2])

sich die Gasmenge an allen Eintrittspunkten des Transportnetzes auf 61,5 Mrd. m³, und die an allen Austrittspunkten auf 60,6 Mrd. m³ [7].

In der jüngeren Vergangenheit wurde viel in die Entwicklung des Pipelinesystems investiert. Große Projekte waren die Installation von Tandemverdichtern in der Übergabestation Veľké Zlievece und die Verlegung der Verbindungsrohrleitungen DN 800 mit einer Länge von 18,6 km zwischen der Slowakei und Ungarn. Hierdurch kann die Slowakei später mit LNG-Terminalen in Kroatien verbunden werden.

Das Gasverteilungssystem betreibt die Gesellschaft SPP Distribúcia. Sie sorgt für etwa 33.000 km Gasrohrleitungen auf mehreren Druckebenen. Die Länge der Druckleitungen mit einem Nennbetriebsdruck über 0,4 bar beträgt rund 6300 km. Die Mittel- und Niederdruckleitungen mit einem Betriebsdruck bis 0,4 bar sind rund 27.000 km lang (wobei mehr als die Hälfte dieser Leitungen aus Polyethylen besteht) (Tab. 3.3).

Ein untrennbarer Bestandteil des Gasverteilungssystems sind die Gasregelstationen (etwa 1750) und Bypassstationen (35). Diese Anlagen sind mit SCADA ausgerüstet, sodass die Überwachung der Anlagen aus einer Leitzentrale möglich ist. Im Störfall erfolgt ein unmittelbarer Eingriff. Neben SPP Distribúcia beteiligen sich an der Gasverteilung auch Betreiber lokaler Gasnetze. Es handelt sich meistens um Gesellschaften großer Industrieparks. Im Jahre 2013 haben 39 lokale Gasverteilbetriebe etwa 951 Mio. m³ Erdgas geliefert.

Zum Ausgleich von Bedarfsschwankungen und Lieferengpässen werden auch in der Slowakei Speicher verwendet. Diese werden meist im Sommer befüllt und nach Bedarf im Winter geleert. Die Gasspeicherung hat aufgrund der angespannten Situation in der Ukraine an Bedeutung gewonnen. Die unterirdischen Gasspeicher werden von den zwei Gesellschaften NAFTA a.s. und POZAGAS a.s. betrieben (Tab. 3.4).

Die heimische Erdgasförderung beträgt lediglich 2 %. (Abb. 3.6) Der Rest wird aus Russland importiert. Den größten Anteil an Gaslieferungen für die Endkunden hat der älteste

Tab. 3.3 Gasverteilungssystem [km]. (Quelle: [8])

	2012	2013	2014	2015	2016
Hochdruckleitungen	6294	6291	6297	6278	6274
Mitteldruck-/Niederdruckleitungen	26.785	26.891	26.966	27.023	26.996
Gesamt	33.079	33.182	33.263	33.301	33.270

Tab. 3.4 Erdgasspeicherkapazitäten 2016. (Quelle: [7])

Betreiber	Speicher	Speicherkapazität [Mio. m³/Jahr]	Maximale Einspeicherrate [Mio. m³/Tag]	Maximale Ausspeicherrate
NAFTA a.s.	Lab 1-3, Gajary-Baden	2734	31,92	38,26
POZAGAS a.s.	Lab 4	655	6,85	6,85
Gesamt		3389	38,77	45,11

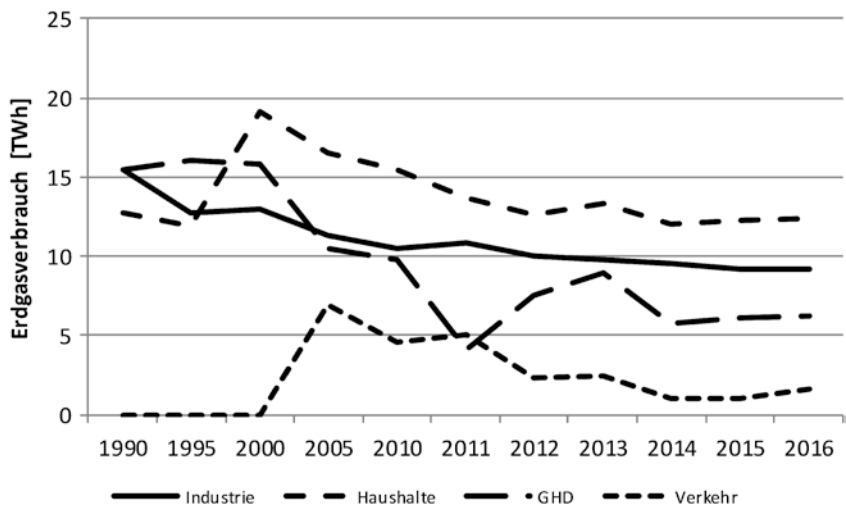


Abb. 3.7 Erdgasverbrauch. (Quelle: [2])

Gaslieferant SPP. 2016 belief er sich auf rund 55,5 %. 2010 haben einige große Gasverbraucher Lieferverträge mit innogy Slovensko abgeschlossen, deren Anteil am Gasmarkt 2016 bei etwa 18,8 % lag. In den letzten Jahren hat der Anteil der Gesellschaft ELGAS zugenommen. Er betrug 2016 rund 6,5 %. Alle anderen Lieferanten sind in ihren Anteilen kleiner 5 % [7].

Der Gasendverbrauch ist im Vergleich zum Jahre 2000 um rund 20 % gesunken. Haushalte verbrauchen etwa 40 % des Erdgases. Dieser Anteil schwankt wetterabhängig. Den Rest verbrauchen die Industrie sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Die schwankenden Anteile dieser Verbraucher sind teilweise auch durch Änderung der Statistik verursacht. Der Anteil des Verkehrs ist sehr klein. Die Erdgasverbrauchsentwicklung zeigt Abb. 3.7.

Tab. 3.5 Gaslieferantenänderung [%]. (Quelle: [7])

	2013	2014	2015	2016
Große Abnehmer	26,91	23,39	18,06	8,89
Mittlere Abnehmer	16,61	16,44	11,14	9,10
Kleine Abnehmer	7,48	7,72	5,08	6,55
Haushalte	6,21	4,07	3,21	2,89
Gesamt	6,31	4,29	3,33	3,09

Die Grundregeln für Unternehmen der Gasversorgung sind im Gesetz über die Energiewirtschaft und im Gesetz über die Regulierung der leitungsgebundenen Versorgung vorgegeben. Seit 2007 ist der Gasmarkt liberalisiert. Die Gasverteilung (physischer Gasfluss) ist vom Gashandel (geschäftlicher Gasfluss) getrennt. Alle Gasendverbraucher können ihren Gaslieferanten frei auswählen. Nur wenige Verbraucher, insbesondere die kleinen Abnehmer, haben diese Möglichkeit bisher genutzt (Tab. 3.5).

Durch Gesetzgebungsänderungen sind die Preise für den Gasferntransport, die Gasverteilung und Gaslieferung für Haushalte und Kleinbetriebe (mit einem jährlichen Verbrauch unter 100.000 kWh) reguliert worden. Die Regulierungsbehörde legt die anrechenbaren Kosten bzw. die maximalen Preise fest. Das Ferngasnetz dient dem Transport für in- als auch ausländische Verbraucher. Die Nutzung für ausländische Kunden überwiegt mit rund 90 %.

Die größten Mengen werden für die Firma Gazprom Export transportiert. Die Preisregulierung für den Ferngastransport und den Zugang zum Ferngasnetz erfolgt in Form festgelegter Ein- und Ausspeiseentgelte für 4 Tarifgruppen und 5 Handelspunkte (ein nationaler Handelspunkt und 4 Verdichterstationen an den Grenzen zur Ukraine, Ungarn, Österreich und Tschechien). Seit 2013 sind die Preise auf den transportierten Gasenergiegehalt bezogen.

Bei der Gasverteilung erfolgt die Preisregulierung in Form einer sogenannten „Briefmarke“ (d. h. entfernungsunabhängig) für verschiedene Abnehmergruppen. Die einzelnen Tarife sind derart festgelegt, eventuelle Kreuzsubventionen zu vermeiden.

Im Vergleich zum Jahre 2008 sind die Preise für Großabnehmer um etwa 5 % gesunken. Dagegen stiegen die Preise für Kleinabnehmer um 15 %, da der Gasverbrauch bei dieser Abnehmergruppe zwar abnimmt, aber die Kosten für die Modernisierung der Gasverteilung hoch sind.

Die Gaspreise für Haushalte und Kleinbetriebe sind durch die Festlegung des maximalen Preises reguliert (drei Tarifgruppen für Haushalte und vier Tarifgruppen für Kleinbetriebe). Für Haushalte mit einem Jahresverbrauch bis zu 2100 kWh (D1) galten zum 01.01.2016 beispielsweise ein maximaler Grundpreis von 1,76 EUR/Monat und maximaler Arbeitspreis von 5,01 ct/kWh. Haushalte mit einem Jahresverbrauch zwischen 2100 und 17.935 kWh (D2) mussten einen maximalen Grundpreis von 4,15 EUR/Monat und einen maximalen Arbeitspreis von 3,44 ct/kWh bezahlen. Für Haushalte mit einem noch größeren Jahresverbrauch (D3) waren der maximale Grundpreis auf 6,46 EUR/Monat und der maximale Arbeitspreis auf 3,28 ct/kWh festgelegt [7].

Tab. 3.6 Erdgasendverbraucherpreise [ct/kWh]. (Quelle: [2])

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Industrie	1,41	2,43	2,56	2,94	2,74	2,75	2,58	2,25
Haushalte	2,26	3,36	3,59	3,98	3,85	3,92	3,83	3,55

Die Kosten für die eigentliche Gaslieferung liegen für die Haushalte bei etwa 50 % des Gesamtpreises. Fast 28 % des Kostenanteiles werden durch die Gasverteilung verursacht. Für den Ferntransport bezahlen die Haushalte 2 %. Die Kosten für die Speicherung und sonstige Abgaben liegen bei 4 %, etwa 16 % des Gesamtpreises sind der Mehrwertsteuer zuzuschreiben. Den größten Marktanteil für Haushalte hält der staatliche Gaslieferant SPP. Dieser liefert auch 88 % des Erdgases für Kleinbetriebe.

Im Vergleich zur EU28 liegen die Gaspreise für die Industrie (mittlere Größe) nur knapp über den Durchschnitt, wohingegen die Haushaltspreise mehr als 1 ct/kWh niedriger sind (Tab. 3.6).

3.4 Fernwärmeversorgung

Die Grundregeln für Unternehmen der Wärmeversorgung sind im Gesetz über die Wärmewirtschaft sowie im Gesetz über die Regulierung der leitungsgebundenen Versorgung vorgegeben [1]. Fernwärmeversorgung deckt etwa 30 % des Wärmebedarfes in der Slowakei. Der Rest der Wärme wird direkt bei den Verbrauchern erzeugt. In die Fernwärmeleitungen wird Wärme aus Heizwerken, industriellen und öffentlichen Heizkraftwerken gespeist. Die Wärmeerzeugung in Heizkraftwerken erfolgt mittels KWK. Im Kernkraftwerk Jaslovské Bohunice V2 sind den Dampferzeugern Sattdampf-kondensationsentnahmeturbinen nachgeschaltet. Bei den kohlegefeuerten Anlagen im Kraftwerk Nováky liefert man die Wärme für die Fernwärmeversorgung aus zwei 110 MW-Blöcken mittels Heißdampf-kondensationsentnahmeturbinen. In den kohle- oder gasgefeuerten Heizkraftwerken strömt der Dampf üblicherweise durch Gegendruckturbinen. In Bratislava, Levice und Považská Bystrica wird Wärme aus GuD-Anlagen geliefert. Seit einigen Jahren kommt auch die Wärmeerzeugung aus fester Biomasse zum Einsatz. ORC-Anlagen sind in der Slowakei immer noch in der Planungsphase. Die meisten Verbrennungsanlagen müssen aufgrund der strengen Anforderungen an die Luftreinheit modernisiert werden. Die Fernwärmenetze arbeiten vorwiegend mit Heißwasser. Dampfleitungen kommen nur selten zum Einsatz. Der Übergang von Dampf zu Heißwasser ist durch die Senkung der Prozesswärmeabnahme aus den Fernwärmeleitungen bedingt. Auch in den Fällen, wo die Wärmeerzeugung an den Dampf gebunden ist, nutzt man zumeist Wärmetauscher Dampf/Heißwasser. Bei den üblichen Fernwärmeversorgungssystemen kommen Zwei-Rohr-Systeme und kompakte Wärmeübergabestationen zum Einsatz. Infolge eines sinkenden Wärmeverbrauches sind Wärmeerzeugungsanlagen wie auch Fernwärmeleitungen häufig überdimensioniert.

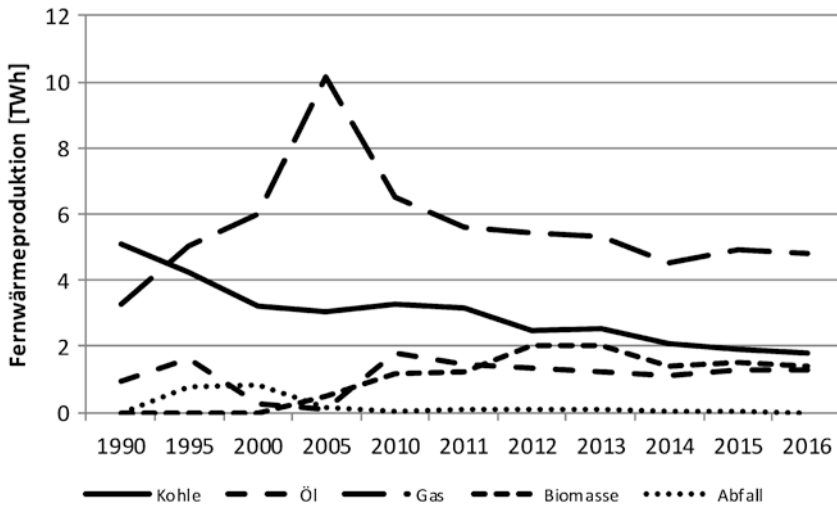


Abb. 3.8 Fernwärmeproduktion. (Quelle: [15])

Die statistischen Angaben über den Wärmeverbrauch sind unterschiedlich. Ausgehend von den Informationen des Statistischen Amtes der Slowakischen Republik ŠÚ SR ist die Gesamtwärmenachfrage seit 2005 um etwa 22 % gesunken. Langfristig sind die Haushalte die größten Wärmeabnehmer. Sie verbrauchen mehr als 60 % der gelieferten Wärme. Industriebetriebe erzeugen die nötige Wärme zumeist selbst. Der Anteil der Industrie am Gesamtwärmeverbrauch schwankt um 14 %. Fast 23 % der Gesamtwärme verbrauchen Gewerbe, Handel und Dienstleistungen.

Der Wärmeanteil aus Steinkohle (8 %) und aus Kernbrennstoff (5 %) ist relativ stabil. Etwa vervierfacht hat sich die Wärme aus erneuerbarer Energie. Die Wärmeerzeugung aus Abfällen hat sich in etwa verdoppelt. Im Gegensatz dazu sank die Wärmebereitstellung aus Braunkohle um 35 %. Trotz Senkung der Wärmeerzeugung aus Erdgas in den Jahren 2005 bis 2013 um etwa 50 % wird noch immer mehr als 50 % der Fernwärme aus Erdgas erzeugt. Bei der lokalen Wärmeerzeugung liegt dieser Wert sogar über 80 %. Etwa die Hälfte der Wärme aus Erdgas und fast die gesamte Wärmeerzeugung aus Kohle, Öl und Kernbrennstoff produzieren KWK-Anlagen (Abb. 3.8). Mithin sind viele Fernwärmekreise effiziente Versorgungssysteme.

Der Anstieg des Ölverbrauches zur Wärmeerzeugung ist nur statistisch verursacht durch das Abtrennen des Heizkraftwerkes der Erdölraffinerie Slovnaft in Bratislava von der Muttergesellschaft.

Der Wärmeverbrauch der wichtigsten volkswirtschaftlichen Sektoren stellt sich wie folgt dar (Abb. 3.9).

Erwartungsgemäß ist die Gruppe der Haushalte der größte Abnehmer von Fernwärme. Vor allem in den Ballungszentren mit einem Fernwärmenetz wird häufig der Raum- und Trinkwasserwärmebedarf mit Wärme aus Fernheiz- bzw. Fernheizkraftwerken gedeckt.

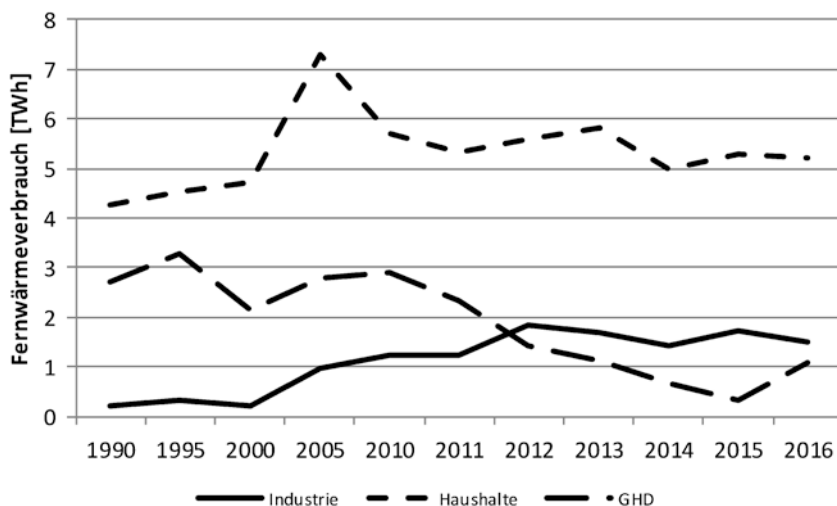


Abb. 3.9 Fernwärmeverbrauch. (Quelle: [15])

Bis Sommer 1997 wurden die Wärmepreise für Haushalte subventioniert. Der Wärmelieferant erhält die Differenz zwischen dem sachlich regulierten Wärmeerzeugungspreis und dem festgelegten Wärmeverkaufspreis für Haushalte. Die Subvention lag etwa bei rund 1 ct/kWh. Der Subventionserhalt war durch Einhaltung einer vorgeschriebenen Mindestenergieeffizienz bei der Wärmeerzeugung und Wärmeverteilung bedingt. Nach 1997 wurden die Subventionen eingeschränkt. Die Summe für Wärmesubventionen ist im Gesetz über den Staatshaushalt fest eingeplant. Mithin wurde für den Wärmelieferanten nur ein Teil der Differenz zwischen Erzeugungs- und Verkaufspreis für die Haushalte gedeckt. Im Jahre 2000 betrugen die Subventionen nur etwa 0,75 % des vorherigen Jahres. Die Pflicht, die vorgeschriebene Mindestenergieeffizienz einzuhalten, ist geblieben. Die Wärmeproduzenten und Wärmelieferanten waren gezwungen, Wärme effizient zu produzieren und zu verteilen. In den Jahren 2000 und 2001 wurde der Wärmepreis durch das Finanzministerium reguliert. Die lokalen, maximalen Wärmepreise haben die Kreisämter bestätigt. Seit 2002 übernahm die neu entstandene Regulierungsbehörde die Verantwortung. Das Ziel besteht in einer effektiven und sicheren Wärmelieferung zur Erhöhung der Energieeffizienz. Laut aktueller Politik unterliegen der Regulierung sowohl die Wärmeerzeugungs- als auch Wärmeverteilungspreise.

Der durchschnittliche Wärmepreis lag 2016 bei 8,12 ct/kWh, wobei diesem ein Arbeitspreis von 4,78 ct/kWh und ein Leistungspreis von 176,85 EUR/kW zugrunde liegt [7] (Tab. 3.7).

Der Wärmepreis besteht aus einem verbrauchsabhängigen und einem verbrauchsunabhängigen Teil. Verbrauchsabhängig wird der Arbeitspreis für die gelieferte Wärme berechnet. Dieser Teil ist stark durch die Brennstoffpreise beeinflusst. Am niedrigsten liegt der verbrauchsabhängige Wärmepreisanteil bei dem Heizkraftwerk Trnava, das die Wärme

Tab. 3.7 Fernwärmepreise [ct/kWh]. (Quelle: [7])

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Sonstige	7,29	7,56	8,04	8,29	8,23	8,11	8,12
Haushalte	7,98	8,70	9,65	9,95	9,88	9,73	9,74

vom KWK-Prozess des Kernkraftwerkes Jaslovské Bohunice ankauft. Obwohl das HKW Žilina auch mit Erdgas betrieben werden kann, wird i. d. R. Braunkohle genutzt. Das steinkohlebefeuerte HKW Košice und die HKW Martin und Zvolen, die Braunkohle und Biomasse verbrennen, haben sich in den letzten Jahren mit den verbrauchsabhängigen Wärmepreisanteilen angenähert. Der größte Einfluss des Brennstoffes ist beim HKW Bratislava sichtbar, da es nur mit Erdgas betrieben wird. Verbrauchsunabhängig werden vor allem alle Ausgaben, die mit den Investitionen zusammenhängen, berechnet.

Obwohl der feste Anteil verbrauchsunabhängig ist, wird er, gemäß Vorschriften, nach der im vorigen Jahr bestellten Wärmemenge berechnet. Diese Vorgehensweise war aber für Wärmeabnehmer, die Gebäudesanierungen durchgeführt haben, nicht geeignet. Die Senkung des festen Preisanteiles, der etwa 30 bis 40 % des Gesamtpreises darstellt, hat sich erst im nachfolgenden Jahr niedergeschlagen, sodass viele Wärmeabnehmer von der Fernwärme zur lokalen Wärmeproduktion auf Erdgasbasis übergehen wollten. Unabhängig davon, ob die einzelnen Wärmeversorgungssysteme in einem Wärmeversorgungsgebiet technisch verbunden sind, muss der Wärmelieferant für den verbrauchsabhängigen Preisanteil für alle Abnehmergruppen einen Durchschnittswert ansetzen. Ein Unterschied für Haushalte und sonstige Abnehmer besteht nur in der Mehrwertsteuer. Wärmeversorgungsgebiete sind Territorien, auf dem der Wärmelieferant verpflichtet ist, die Wärme zu liefern. Oft handelt es sich um mehrere selbstständige technisch nicht verbundene Systeme.

Da ein Wärmelieferant für übliche Wärmelieferungen, Spitzenlastwärme und Wärme für große industrielle Abnehmer die durchschnittlichen Wärmepreise anwenden muss, ist er bei der Weiterentwicklung der Fernwärmenetze begrenzt. Neue Unternehmen bauen mithin eigene Wärmeerzeugungsanlagen anstelle die Wärme aus den Fernwärmenetzen abzunehmen. Durch die Wärmeeinsparung infolge von Gebäudesanierungen und dem geringen Zuwachs von industriellen Wärmeabnehmern sinkt auch das Potenzial für KWK-Anlagen.

3.5 Energieeffizienz

Die Energieeffizienzpolitik ist vorwiegend am Endenergieverbrauch orientiert. Im Jahre 2007 hat die Slowakische Regierung die Energieeffizienzkonzeption angenommen [9]. Zur Erfüllung des langfristigen Zieles wird eine jährliche Senkung des Endenergieverbrauches um etwa 1,15 TWh vorausgesetzt. Dieser Wert entspricht 1 % des mittleren Endenergieverbrauches in den Jahren 2001 bis 2005. Nach 2016 soll die jährliche Energieeinsparung auf

die Hälfte sinken. Die Ziele der Energieeffizienz werden regelmäßig in den dreijährigen Aktionsplänen aktualisiert und abgerechnet (Tab. 3.8).

Die Auswertung des Energieeffizienzaktionsplanes 2011–2013 hat ergeben, dass rund 80 % der geplanten Zwischenziele erreicht wurden. Obwohl für die Energieumwandlung und -übertragung keine verbindlichen Ziele festgelegt wurden, ist in den Rahmenaufgaben eine Verbesserung des Wirkungsgrades bei der Wärme- und Stromproduktion zum Beispiel durch den Einsatz von KWK-Anlagen gefordert. Auch eine Senkung von Energieübertragungsverlusten ist angestrebt.

Laut statistischen Angaben liegen die durchschnittlichen Wirkungsgrade der Stromerzeugung im Kondensationsregime bei etwa 34 %. Bei der Einbeziehung der Stromerzeugung aus den KWK-Anlagen sinken die statistischen Mittelwertwerte für die Stromerzeugungswirkungsgrade auf rund 21 % (Tab. 3.9).

Der Nationalrat der Slowakischen Republik hat im Jahre 2008 ein Energieeffizienzgesetz angenommen [12]. Gemäß diesem Gesetz sind seit 2013 Mindestwirkungsgrade für die Energieumwandlung vorgeschrieben [4]. Dies betrifft sowohl Strom- als auch Wärmeerzeugungsanlagen. Die minimalen Werte sind für den Betriebswirkungsgrad von bestehenden Anlagen und für den Garantiewirkungsgrad der geplanten Anlagen festgelegt. Die Anforderungen sind von der Brennstoffart und von der Anlagenleistung abhängig. Die vorgeschriebenen Werte können für Stromerzeugungsanlagen, die auch Regelleistung bereitstellen, bis auf 50 % reduziert werden. Das neue Energieeffizienzgesetz, das ab 1. Dezember 2014 wirksam ist, hat die Pflicht der Einhaltung von Mindestwirkungsgraden bei der Energieumwandlung übernommen [13]. Seit 2016 sind die neuen Werte für Wirkungsgrade

Tab. 3.8 Energieeffizienzziele 2020. (Quelle: [10])

	Energieeinsparung (bezogen auf den Mittelwert des Endenergieverbrauches 2001–2005)	
	[%]	[TWh]
Jährliches Ziel	1	0,87
Dreijähriges Ziel	3	2,60
Mittelfristiges Ziel bis 2013	6	5,20
Langfristiges Ziel bis 2016	9	7,81
Langfristiges Ziel bis 2020	11	9,54

Tab. 3.9 Jahreswirkungsgrad bei Energieumwandlung in KWK-Anlagen. (Quelle: [11])

Technologie	Gesamtwirkungsgrad [%]	Stromerzeugungswirkungsgrad [%]
Gas und Dampfturbinen	78,62	31,93
Gegendruckturbinen	76,11	15,61
Kondensationsentnahmeturbinen	61,34	15,12
Gasturbinen	77,43	22,72
Verbrennungsmotoren	81,21	35,13

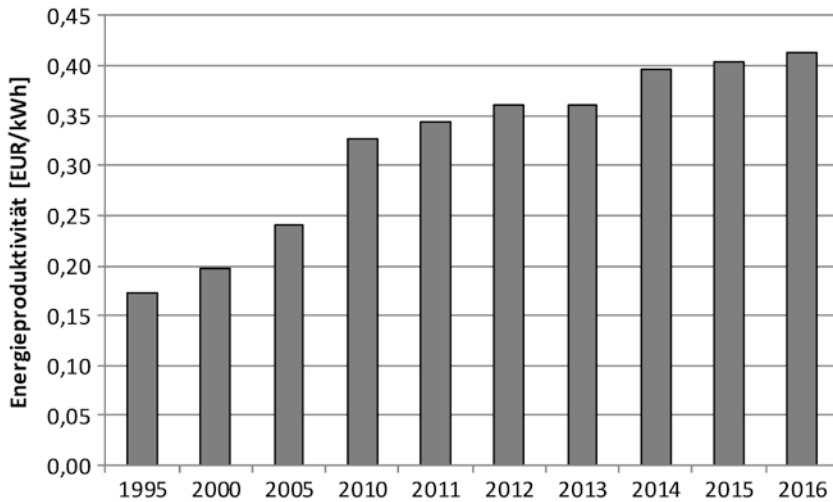


Abb. 3.10 Energieproduktivität. (Quelle: [2])

bei der Energieumwandlung gültig [14]. Für neue, braunkohlegefeuerte Kraftwerke liegt der Garantiewirkungsgrad für reines Kondensationsregime bei 42 %. Neue Atomkraftwerke müssen den Strom mit einem Mindestwirkungsgrad von 33 % produzieren. Falls eine neue biomassebefeuerte Stromerzeugungsanlage gebaut wird, muss diese je nach Leistung einen Mindestwirkungsgrad von 38 bis 40 % erreichen (im Kondensationsregime). Ähnliche Regeln gelten auch für Wärmeerzeugungsanlagen. Ein neuer Erdgaskessel mit Überdruckbrennern muss einen Garantiewirkungsgrad von mindestens 92 % erreichen. Im Vergleich zu bisherigen Vorschriften liegt ein wesentlicher Unterschied bei der Reduzierung der Mindestwirkungsgrade für Regelenergieanlagen. Die vorherige Reduzierung bis auf 50 % der Minimalwerte ist nicht mehr erlaubt. Wenn der Betreiber eine Reduzierung des Mindestwirkungsgrades für eine Stromerzeugungsanlage aufgrund der Regelleistung anfordert, muss diese ein Energieauditor individuell festlegen.

Die grundsätzlich gestiegene Energieeffizienz zeigt sich auch in der Energieproduktivität (Abb. 3.10). Diese ist insbesondere in den 1990er-Jahren und Anfang der 2000er-Jahre deutlich gestiegen. Zum wesentlichen Teil hat hier sicherlich die gestiegene Industriewertschöpfung beigetragen (Beispiel Automobilbau).

Der BSV geteilt durch die Einwohnerzahl hat sich ebenso seit den 1990er-Jahren leicht erhöht, auch wenn hier Schwankungen zwischen einzelnen Jahren zu beobachten sind. In diesen Werten stecken natürlich auch Änderungen am Elektrizitätsbedarf durch die Industrie und GHD-Unternehmen, deren Wertschöpfung grundsätzlich konjunkturabhängig ist (Abb. 3.11).

Bis Ende 2009 konnten offizielle Angabe über Verluste bei Energieübertragen nur aus den statistischen Angaben berechnet werden. Seit 2010 sind die energieübertragenden Betriebe verpflichtet, die Energieübertragungseffizienz jährlich zu bewerten und die Ergebnisse der Überwachungsstelle zu melden sowie auf den eigenen Internetseiten zu veröffent-

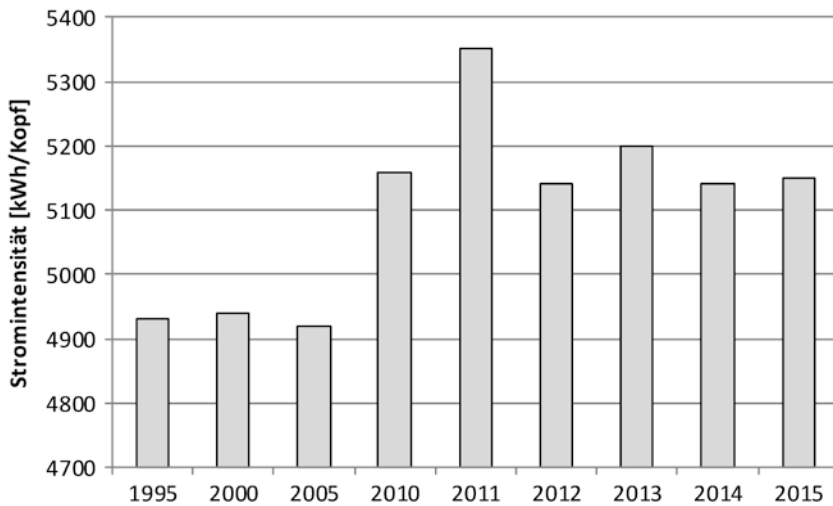


Abb. 3.11 Stromintensität. (Quelle: [15])

lichen. Nach Angaben für die Jahre 2010 bis 2016 betragen die mittleren Verluste bei der Stromübertragung 3,7 %. Die Verluste auf dem Hochspannungsniveau (110 bis 400 kV) liegen bei etwa 1 %. Die regionalen Stromverteilungsbetriebe (Spannungsniveau bis 22 kV) verlieren jährlich ungefähr 7 % des Stromes. Sie sind verpflichtet, zur Deckung der Stromverluste vor allem Strom aus erneuerbaren Energiequellen und aus KWK-Anlagen einzukaufen.

Bei der Gasversorgung fordert die Energieeffizienzüberwachungsstelle die Berechnung der Energieintensität für den Gastransport. Für den Gasferntransport benötigt man etwa 1,5 % des transportierten Gases zum Antrieb von Verdichtern. Bei der Gasverteilung liegt der Gaseigenverbrauch unter 1 %. Die größten Gasverluste entstehen bei der Gasspeicherung. Die durchschnittlichen Gesamtverluste bei der Gasversorgung liegen bei 12,5 %.

Die größten Verluste entstehen bei der Wärmeversorgung. Sie betragen etwa 20 % der Wärmelieferung. Ein Grund dafür ist die schwache Wärmedämmung und das Alter der Rohrleitungen. Einen v der Wärmeverluste leistet aber auch die Sanierung von Gebäuden. Etwa ein Drittel der an die Wärmenetze angeschlossen Gebäuden ist saniert. Die Anpassung der Wärmenetze an die Senkung des Wärmeverbrauches kann aber nicht im gleichen Tempo erfolgen.

3.6 Perspektiven

Die Perspektive in der Energieversorgung ist in der Energiepolitik gespiegelt. Sie ist ein Bestandteil der wirtschaftlichen Strategie, da die ökonomische Entwicklung eng mit einer sicheren und kostengünstigen Energiebereitstellung verbunden ist. Laut Energiewirtschaftsgesetz ist für die Vorbereitung und Aktualisierung der Energiepolitik das Wirtschaftsministerium zuständig. Die Energiepolitik wird meistens für 20 Jahre vorgeschlagen

und mit einer fünfjährlichen Periodizität aktualisiert. Aufgrund der Liberalisierungsvorgänge in der Energiewirtschaft und vielen neuen europäischen Vorschriften hat 2014 die Slowakische Regierung eine neue Energiepolitik angenommen [16]. In ihr sind die Hauptziele und Prioritäten der Energiewirtschaft bis zum Jahre 2035 enthalten. Orientierungsmäßig ist auch die Perspektive bis 2050 dargestellt.

Bei der Strategiebildung hat man den Bruttoendenergieverbrauch mit drei Szenarien untersucht:

- a) optimistisches Szenario mit einer Beschleunigung der Wirtschaftswachstumsdynamik,
- b) Referenzszenario mit einer allmählichen Steigerung der Wirtschaftsentwicklungsdynamik,
- c) pessimistisches Szenario mit einer Entschleunigung der Wirtschaftswachstumsdynamik (Tab. 3.10).

Beim optimistischen Szenario wurde eine bedeutende Steigerung des Primärenergieverbrauchs als auch des Stromexportes berücksichtigt. Im Referenzszenario kommt es zur jährlichen Steigerung des Bruttoendenergieverbrauches bis zum Jahre 2030 und danach zu einer Stabilisierung auf dem Niveau von 220 TWh. Das pessimistische Szenario ist auf eine Senkung des Primärenergieverbrauches um 20 % im Vergleich zu 2007 im Sinne der europäischen Richtlinie über Energieeffizienz orientiert. Die vorausgesetzte Steigerung des BIP liegt unter 3 % (Tab. 3.11).

Bis 2035 soll der Kohleverbrauch um 40 % reduziert werden. Der Erdgas- und Erdölverbrauch ändert sich im Vergleich zum heutigen Stand nur um wenige Prozent. Die Nutzung von erneuerbaren Energiequellen steigt auf das Zweifache und der geplante Kernenergieverbrauch erhöht sich um mehr als 45 %. Der geplante Energiemix bildet

Tab. 3.10 Geplanter Primärenergieverbrauch bis 2035. (Quelle: [16])

Szenario	Brutto-Endenergieverbrauch [TWh]				
	2015	2020	2025	2030	2035
Hohes Szenario	198	221	232	239	241
Referenzszenario	193	214	220	222	219
Tiefes Szenario	191	204	200	198	197

Tab. 3.11 Geplanter Primärenergieverbrauch bis 2035 nach Energieform. (Quelle: [16])

Energieform	Primärenergieverbrauch [TWh]				
	2015	2020	2025	2030	2035
Kohle	39	35	32	28	22
Erdgas	47	49	53	51	51
Erdöl	40	40	40	39	38
Kernenergie	47	66	66	69	69
Erneuerbare Energie	20	24	29	35	39
Gesamt	193	214	220	222	219

eine Voraussetzung für den Übergang zur kohlenstoffarmen Energieversorgung. Das strategische Ziel der slowakischen Energiepolitik besteht in einer konkurrenzfähigen, kohlenstoffarmen und effektiven Energieversorgung mit allen Energieformen unter Berücksichtigung angemessener Preise, Umweltschutz und Nachhaltigkeit.

Die Eckpunkte der Energiepolitik sind: Energiesicherheit, Energieeffizienz, Konkurrenzfähigkeit und Nachhaltigkeit. Zur Zielerfüllung sind mehrere Prioritäten gesetzt: optimaler Energiemix, Erhöhung der Energieversorgungssicherheit, Entwicklung der Energieinfrastruktur, Diversifizierung von Energiequellen und Transportwegen, optimale Auslastung existierender Transportwege, Energieeffizienz und Senkung der Energieintensität, konkurrenzfähiger Energiemarkt, angemessene Preise und Qualität bei der Energielieferung, Schutz bestimmter Energieabnehmer, Bekämpfung der Energiearmut, angemessener Stromexport, Nutzung der Kernenergie als kohlenstoffarmer Energieträger, Steigerung der Sicherheit und Zuverlässigkeit von Kernkraftwerken und Unterstützung der Kraft-Wärme-Kopplung.

In der Stromversorgung sind je nach Szenario jährliche Stromverbrauchsteigerungen von 0,6 %, 1,2 % und 1,4% berücksichtigt (Tab. 3.12).

Der Stromverbrauch soll auch in Zukunft vorwiegend aus Kernkraftwerken gedeckt werden. Im Bau befinden sich zwei Kernkraftwerke in Mochovce (EMO3, 4) mit einer Leistung von 2×471 MW. Nach Inbetriebnahme dieser Blöcke kann wieder mit Stromexport gerechnet werden. Der größte Stromproduzent SE arbeitet an der Verlängerung der Lebensdauer der Kernkraftwerksblöcke V2 in Jaslovské Bohunice (JEBO V2) auf 60 Jahre d. h. bis 2045. Als Alternative ist ein neues Kernkraftwerk in Jaslovské Bohunice mit einer installierten Leistung von 1200 bzw. 1700 MW oder sogar 2400 MW geplant. Bei der geplanten Lebensdauerverlängerung der Blöcke V2 und dem Bau eines neuen Kernkraftwerkes wird es nötig, die Stromübertragungskapazitäten im Inland und auch ins Ausland zu verstärken. Mit dem Bau von neuen fossil befeuerten Kraftwerken wird nur im sehr begrenzten Umfang gerechnet. Meistens handelt es sich um Ersatz von bestehenden Blöcken, die aufgrund strenger Vorschriften zur Luftreinhaltung umgebaut werden müssen. Aufgrund der aktuellen Strompreise wird nicht mit dem Bau von GuD-Kraftwerken geplant. Vorrang hat eine kohlenstoffarme Stromerzeugung auf der Basis von Atomkraft und erneuerbaren Energiequellen (Tab. 3.13).

Die angegebenen Daten gelten für den Fall, dass ein neues Kraftwerk in Jaslovské Bohunice gebaut wird und die Lebensdauerverlängerung von Kernkraftwerksblöcken V2 in Jaslovské Bohunice nicht zustande kommt. Mit dieser Alternative und dem Referenzszenario für den Stromverbrauch ist im Jahre 2020 mit einem positiven Bilanzsaldo in Höhe

Tab. 3.12 Geplanter Stromverbrauch bis 2035 (nach Szenarien). (Quelle: [16])

Szenario	Stromverbrauch [TWh]				
	2015	2020	2025	2030	2035
Pessimistisches Szenario	29,0	29,9	30,7	31,6	32,4
Referenzszenario	29,1	31,0	32,7	34,5	36,2
Optimistisches Szenario	29,5	31,6	33,7	35,8	37,9

Tab. 3.13 Geplante Stromerzeugung bis 2035. (Quelle: [16])

Kraftwerke	Stromverbrauch [TWh]				
	2015	2020	2025	2030	2035
Bestehende KKW (JEBO V2, EMO1, 2)	15,5	15,8	15,8	7,9	7,9
KKW im Bau (EMO3, 4)	0,0	7,9	7,9	7,9	7,9
Geplantes KKW in Jaslovské Bohunice	0,0	0,0	0,0	9,1	9,1
Erneuerbare Energiequellen inkl. großer Wasserkraftwerke	6,7	7,7	8,0	8,5	8,9
Bestehende fossil befeuerte Kraftwerke	6,3	6,3	6,0	5,7	5,0
Geplante fossil befeuerte Kraftwerke	0,3	0,7	1,0	1,3	1,7
Gesamt	28,8	38,4	38,7	39,2	40,5

von 7,4 TWh zu rechnen. Bis 2035 sinkt dieses Saldo auf etwa 4,3 TWh. Für die Entwicklung der Stromübertragungsleitungen plant die staatliche Stromübertragungsgesellschaft SEPS in zehnjährigen Entwicklungsplänen etwa 697,1 Mio. EUR für Ausbau und Modernisierung der inländischen Stromübertragungsleitungen. Zur Stärkung der ausländischen Verbindungen wird mit ungefähr 44,6 Mio. EUR gerechnet. Die wichtigsten Projekte im europäischen Interesse sind:

- Leitung 2 × 400 kV Gabčíkovo – Veľký Ďur (2016),
- Leitung 2 × 400 kV Gabčíkovo – Gönyű/Ungarn (2018),
- Leitung 2 × 400 kV Rimavská Sobota – Sajoivánka/Ungarn (2018),
- Leitung 2 × 400 kV Lemešany – Voľa – Veľké Kapušany (2025),
- Leitung 2 × 400 kV Veľké Kapušany – Kiskváda/Ungarn (2025).

Zu den wichtigsten Maßnahmen in der Gasversorgung gehören:

- weitere Gasmarktentwicklung unter Beachtung der Konkurrenzfähigkeit,
- Teilnahme an Projekten mit einer europäischen Bedeutung,
- Unterstützung der Investitionen in die Gasinfrastruktur zur Verbindung mit den Nachbarstaaten,
- zuverlässige Gasversorgung durch optimale Nutzung der Gasvorräte in den Untergrundspeichern inkl. Aufbau neuer Speicherkapazitäten.

In der letzten Zeit wurde in technische Anlagen investiert, um einen Umkehrmechanismus zur Gaslieferung in die Ukraine zu ermöglichen. Weitere konkrete Projekte sind im zehnjährigen Entwicklungsplan von Eustream enthalten. In Vorbereitung und Planung sind neun größere Projekte. Außer Modernisierungen der technologischen Anlagen inkl. Automatisierungstechnik gehören die Verbindung zwischen Slowakei und Polen und der Aufbau der Gaspipeline Eastring dazu.

Die meisten Investitionen der Wärmewirtschaft sind auf die Ertüchtigung der Verbrennungsanlagen (aufgrund der steigenden Anforderungen an die Luftreinheit) orientiert. Ein hoher Grad der Zentralisierung der Wärmeversorgung hat gute technische

Voraussetzungen für die Nutzung von erneuerbaren Energiequellen geschaffen. Da viele Wärmeleitungen aber veraltet und die verbrauchsunabhängigen Kosten hoch sind, verlassen viele Abnehmer die Fernwärmeversorgung. Damit steigt der Fixkostenanteil für die verbleibenden Abnehmer. Perspektivisch kann es mithin zu einem Kollaps des ganzen Systems der Fernwärmeversorgung kommen. Deshalb sollen bei der Wärmemarktstabilisierung die Gemeinden eine entscheidende Rolle spielen, indem sie durch eine effektivere Nutzung der Raumplanungs- und Bauordnungsverfahren für eine akzeptable Wärmeversorgung sorgen. Die nötigen Investitionen in die Fernwärmesysteme werden teilweise aus den Europäischen Investitions- und Strukturfonds gedeckt.

Die wichtigsten Maßnahmen zur Fernwärmeversorgung sind:

- Förderung effektiver Fernwärmesysteme mit der Wärmelieferung aus erneuerbaren Energiequellen, Kraftwärmekopplung und Abwärme aus industriellen Prozessen,
- wirksame Anwendung der Raumplanungs- und Bauverfahren zur Sicherung einer akzeptablen Wärmeversorgung mit geringem Einfluss auf die Umwelt,
- Bewertung des aktuellen Regulierungsmechanismus in der Wärmeversorgung,
- Einführung von regelmäßigen Energieaudits für die Wärmelieferanten,
- Verringerung des administrativen Aufwands im Bereich der Wärmeversorgung durch die Zentralisierung der Daten in der nationalen Überwachungsstelle für Energieeffizienz,
- Vorbereitung und Implementierung von Fördermechanismen zur Errichtung und Rekonstruktion der Fernwärmeversorgungssysteme,
- Durchführung einer Analyse über die ökonomischen, ökologischen und sozialen Folgen einer Dezentralisierung der Wärmeversorgung.

Im Bereich der Energieeffizienz sind die wichtigsten Maßnahmen im dritten Aktionsplan zusammengefasst. Der Aktionsplan wurde nach Anforderungen der europäischen Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU vorbereitet. Die Ziele bis 2020 sind nicht nur für die Senkung des Endenergieverbrauches, sondern auch für den Primärenergieverbrauch vorgegeben (Tab. 3.14).

Für die Energieumwandlung und -übertragung ist eine Senkung des Primärenergieverbrauches für 2014–2016 in Höhe von 0,67 TWh geplant. Die geschätzten Investitionen für diese drei Jahre betragen etwa 326 Mio. EUR. Bis 2020 soll die Energieumwandlung und -übertragung zur Erfüllung des nationalen Zieles mit 15 % beitragen. Für 2014–2020 will man insgesamt rund 825 Mio. EUR in diesen Bereich investieren. Eine wichtige Voraussetzung für eine effektive Realisierung von Einsparprojekten ist die Realisierung von Energieaudits in der Strom-, Gas- und Fernwärmeversorgung.

Tab. 3.14 Energieeffizienzziele 2020. (Quelle: [10])

	Jährlich	Alle drei Jahre	Bis 2020 (aggregiert)	
	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[%]
Endenergiesenkung	0,95	2,85	26,57	23,00
Primärenergiesenkung	1,45	4,45	41,56	20,00

Literatur

1. Zákon č. 657/2004 Z. z. o tepelnej energetike
2. Eurostat. <http://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database>
3. Zákon č. 309/2009. Z. z. o podpore obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnej kombinovanej výroby
4. Vyhláška Ministerstva hospodárstva SR č. 337/2012 Z. z. ktorou sa ustanovuje energetická účinnosť premeny energie pri prevádzke, rekonštrukcii a budovaní zariadenia na výrobu elektriny a zariadenia na výrobu tepla
5. Ministerstvo hospodárstva Slovenskej Republiky – Národný akčný plán pre energiu z obnoviteľných zdrojov (2010) <http://www.mhsr.sk>
6. Zákon č. 250/2012 Z. z. o regulácii v sieťových odvetviach, Zákon č. 251/2012 Z. z. o energetike
7. Úrad pre Reguláciu sieťových odvetví, Výročná správa. <http://www.urso.gov.sk>
8. SPP Distribúcia, Výročná správa. <http://www.spp-distribucia.sk>
9. Koncepcia energetickej efektívnosti Slovenskej republiky, Uznesenie vlády SR č. 576/2007
10. Akčný plán energetickej efektívnosti na roky 2014-2016 s výhľadom do roku 2020, Uznesenie vlády SR č. 350d/2014
11. Slovenská inovačná a energetická agentúra. www.siea.sk
12. Zákon č. 476/2008 Z. z. o efektívnosti pri používaní energie (zákon o energetickej efektívnosti)
13. Zákon č. 321/2014 Z. z. o energetickej efektívnosti
14. Vyhláška Ministerstva hospodárstva SR č. 88/2015 Z. z., ktorou sa ustanovuje rozsah hodnotenia, spôsob výpočtu a hodnoty energetickej účinnosti zdrojov a rozvodov energie
15. International Energy Agency. <https://www.iea.org/countries/Slovak%20Republic/>
16. Energetická politika Slovenskej republiky, Uznesenie vlády SR č. 548 zo dňa 5. novembra 2014
17. Slovenská elektrizačná prenosová sústava. <http://www.sepsas.sk/TechnickeUdaje.asp?kod=16>

Géza Mészáros und Andrea Simon

4.1 Rahmenbedingungen

Das Wachstum der ungarischen Wirtschaft ist seit dem EU Beitritt (2004) im Vergleich zu den anderen Ländern der Visegrád-Gruppe moderat. Die globale Finanz- und Wirtschaftskrise 2008/2009 hatte Ungarn stark getroffen. Dennoch konnte danach die ökonomische Entwicklung wieder verbessert werden. Beispiele sind die Stabilisierung des Staatshaushaltsdefizits unter 3 % sowie eine Vergrößerung der inländischen Einkommen. Auch die Arbeitslosigkeit konnte verringert werden. In den letzten Jahren ist das ungarische BIP stetig gewachsen, wenn auch nur verhalten (Tab. 4.1).

Um das volkswirtschaftliche Wachstum zu verbessern, ist das technologische Niveau zu erhöhen. Die Produktivität der kleinen und mittleren Unternehmen ist zum Teil geringer als in anderen Ländern. Es ist notwendig, neue Investitionen anzuregen und den Export zu steigern, insbesondere mit prosperierenden Regionen.

Ungarn richtet sich nach den Schuldenregeln des Stabilitäts- und Wachstumspakts der EU. Gemäß dem Konvergenzprogramm von 2015 plant die Regierung die schrittweise Verringerung des staatlichen Defizits von 2,4 % des BIP. Die Regierung rechnet mit der stufenweisen Verminderung der Staatsverschuldung im Verhältnis zum BIP.

Ungarn, als Unterstützer der energiestrategischen und klimapolitischen Zielsetzungen von Europa, möchte bis 2020 den Anteil der erneuerbaren Energien auf 14,65 % erhöhen, eine Gesamtenergieeinsparung von 10 % erreichen sowie in den Sektoren, die nicht dem

G. Mészáros (✉)
GOND-OLD Consulting, Budapest, Ungarn
E-Mail: gondold@tonline.hu

A. Simon
Env-in-Cent, Budapest, Ungarn
E-Mail: sa@env-incent.hu

Tab. 4.1 Bevölkerung und wirtschaftliche Entwicklung. (Quelle: [1, 2])

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Einwohner [Mio.]	10,4	10,3	10,2	10,1	10,0	10,0	9,9	9,9	9,9	9,9	9,8
BIP [Mrd. EUR] zu Marktpreisen		35	51	91	99	101	100	102	106	111	114

Emissionshandelssystem der EU unterliegen, die Emissionen von Treibhausgasen im Verhältnis zu 2005 um höchstens 10 % erhöhen. Der Rahmen der ungarischen Energiepolitik wird durch die 2012 fertiggestellte Nationale Energiestrategie 2030 gekennzeichnet [2]. Ihre Schwerpunkte sind u. a. die Energiesicherheit und die Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit. Die ungarische Energiepolitik steht, unter Berücksichtigung der nationalen Interessen, im Einklang mit den energiestrategischen Plänen der EU sowie der europäischen Energieeffizienzrichtlinie. Wichtige strategische Ziele sind die Verringerung des einseitigen Imports der Energierohstoffe, die Entwicklung des inländischen Energiesektors, die Steigerung der Energieeffizienz, die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energie, die langfristige Aufrechterhaltung der Anwendung der Kernenergie, die Förderung von Elektroautos, die Teilnahme am gemeinsamen Gas- und Strommarkt sowie die Nutzung eigener fossiler Energiereserven.

Die Umstrukturierung der Wirtschaft in der ersten Hälfte der 1990er-Jahre zeigte sich im Rückgang der material- und energieintensiven Industriezweige. Infolgedessen sank der Primärenergieverbrauch des Landes auf das Niveau der 1970er-Jahre. Neben der Verringerung des Energieverbrauchs hat sich die Zusammensetzung der Energieträger verändert. Innerhalb der einheimischen Energiegewinnung wurde die Steinkohleproduktion gestoppt und nur der Braunkohletagebau fortgesetzt. Der Anteil der Kernenergie liegt bei rund 36 %. Der Anteil der erneuerbaren Energien beträgt rund 28 %, wobei die Biomasse dominiert.

Mehr als 50 % der Energieträger werden importiert [1, 3]. Aufgrund der begrenzten heimischen Kohlenwasserstoffressourcen ist mit einer Erhöhung des Importanteils zu rechnen. Innerhalb des Imports dominieren Erdöl und Erdgas mit über 85 %. Die heimische Energiegewinnung ist in Abb. 4.1 dargestellt.

Der Primärenergieverbrauch hat sich bis 2005 mäßig erhöht, sank bis 2014, und steigt seitdem nur leicht. Die Kohlenwasserstoffe sind immer noch dominierend, aber ihr Anteil ist auf 60 % gesunken. Im Gegensatz dazu hat sich der Anteil der erneuerbaren Energien und der Kernenergie erhöht.

Innerhalb des Endenergieverbrauchs spielt das Erdgas sowohl im Haushalts- als auch im Industriebereich eine wichtige Rolle. Die gilt auch wenn die Menge des Verbrauchs seit 2005 rückläufig ist. Der Stromverbrauch hingegen wächst. In der Periode 2000–2013 hat er sich um 20 % erhöht. Der Anteil der erneuerbaren Energie am Endenergieverbrauch betrug 2013 rund 7,8 %. Mit diesem Ergebnis stand Ungarn unter den 28 EU-Mitgliedsstaaten auf dem 17. Platz.

Die Verringerung des Endenergieverbrauchs wurde maßgeblich durch den Rückgang der energieintensiven Industriezweige verursacht. Der Energieverbrauch der Industrie hat sich in den Jahren seit 2000 stabilisiert, zeigt jedoch aufgrund wirtschaftlicher Volatilitäten

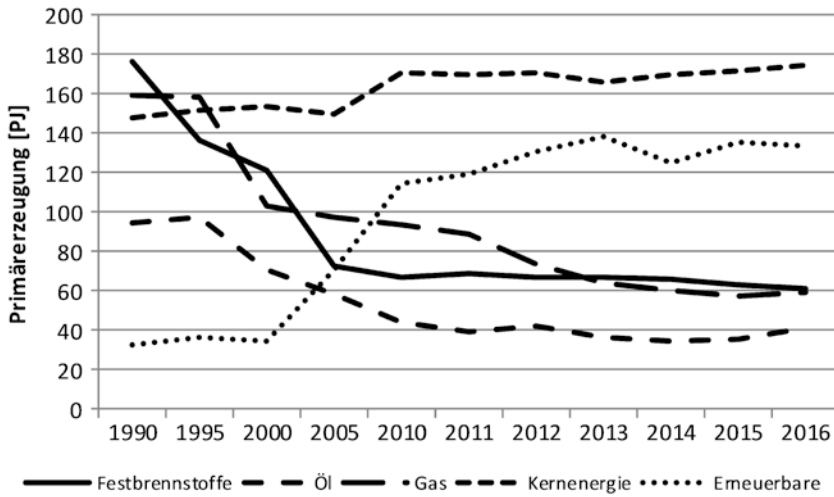


Abb. 4.1 Heimische Energiegewinnung. (Quelle: [4])

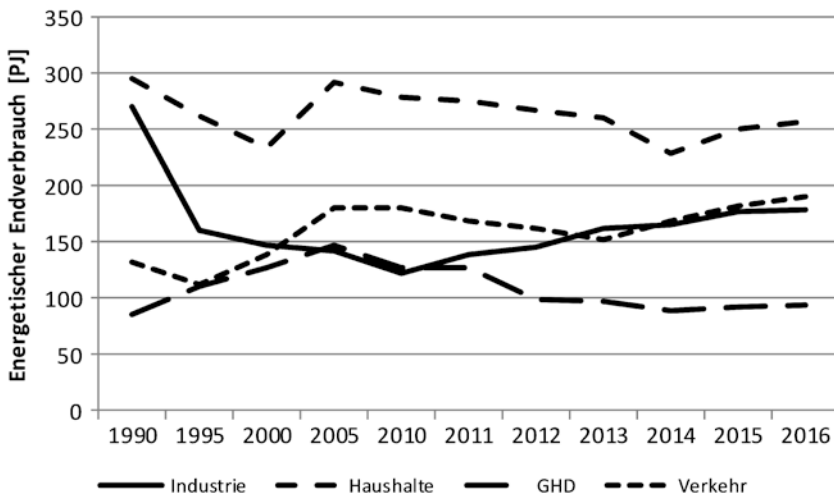


Abb. 4.2 Endenergieverbrauch. (Quelle: [4])

jährliche Schwankungen. Der Energieverbrauch des Verkehrs- und Dienstleistungssektors nimmt grundsätzlich ab. Aufgrund der Auswirkungen der Wohnenergieeffizienzprogramme und Sensibilisierungskampagnen sinkt auch der Energieverbrauch der Haushalte (Abb. 4.2).

Innerhalb der erneuerbaren Energiequellen sind die biogenen Energieträger (Biomasse, Biogas, Biokraftstoffe), die geothermische und langfristig die Solarenergie am wichtigsten. Laut EU-Richtlinie 2009/28 soll der Anteil der erneuerbaren Energieträger innerhalb des Primärenergieverbrauchs bis zum Jahr 2020 auf 13 % wachsen. Ungarn strebt die Überbietung dieser Erwartungen an, mit einer Zielsetzung von 14,65 %.

Die ungarischen Treibhausgasemissionen sind nur ein Bruchteil der globalen. Die Emissionsreduktionsziele werden anhand der EU-mitgliedstaatlichen Verpflichtungen festgelegt. Das Kyoto-Protokoll hatte Ungarn bis 2012 eine Verringerung der Treibhausgasemissionen um 6 % im Vergleich zum Durchschnitt der Jahre 1985–87 zugeschrieben. Angesichts des Abbaus der Schwerindustrie war die tatsächliche Emission 2008 um 36 % niedriger als der Ausgangswert. Die wichtigsten Mittel zur Verringerung der Treibhausgasemissionen sind in Zukunft die Verbesserung der Energieeffizienz, der Ausbau der erneuerbaren Energiequellen und die Erhöhung des Anteils der Kernenergie an der Energieproduktion. Abb. 4.3 zeigt die Entwicklung der CO₂-Emissionen.

Eine Voraussetzung des Beitritts Ungarns in die EU war die Umsetzung der Liberalisierung des Energiemarktes. Zur teilweisen Öffnung des Elektrizitätsmarktes ab 2003 ist die teilweise Öffnung des Gasmarktes ab 2004 gekommen. Die vollständige Liberalisierung des Strommarktes gelang 2008, die des Gasmarktes 2009. Zur gleichen Zeit wurde ein bestimmter Teil der Verbraucher (Haushalte, Kleinverbraucher, öffentliche Institutionen) gesetzlich berechtigt, regulierte Preise in Anspruch zu nehmen. Auf dem freien Markt werden die Energiepreise wettbewerblich ermittelt, aber die Verbraucher, die für den regulierten Markt berechtigt sind, erhalten Energie zu einem festgelegten Preis. Die ungarische Energie- und Versorgungsregulierungsbehörde MEKH hat hier die Verantwortung [5].

Anhand der Angaben der von der Regierung im Jahre 2010 durchgeführten Analysen waren die Haushaltsenergiepreise im Verhältnis zu den Einkommen hoch. Um die Last der Bevölkerung zu reduzieren, hat 2012 die MEKH eine Reduzierung der Energiekosten empfohlen. 2013 sind die Preise für Strom, Erdgas, Flüssiggas (Propan, Butan) sowie für Fernwärme einheitlich um 10 % gesenkt worden. 2014 ist es zu weiteren Senkungen der Haushaltsenergiepreise gekommen: Strompreise um 5,4 %, Erdgas um 6,5 % und Fernwärme um 3,3 %.

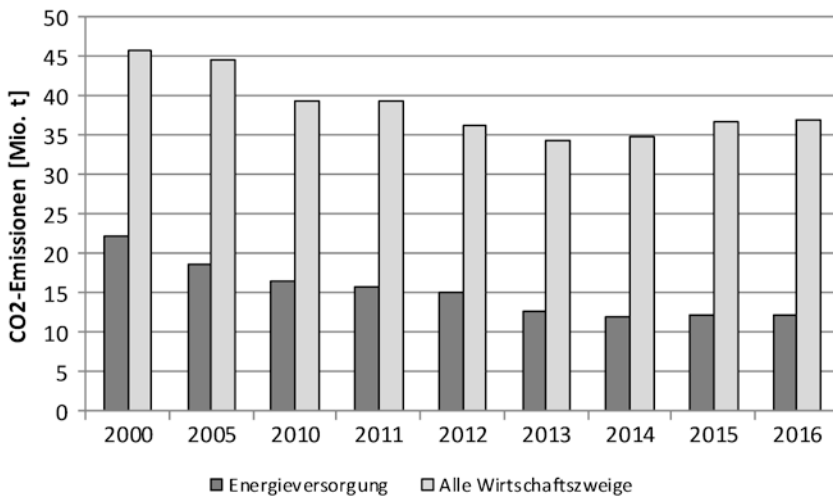


Abb. 4.3 CO₂-Emissionen. (Quelle: [4])

4.2 Elektrizitätsversorgung

Die Mehrheit der inländischen Stromproduktion wird im Rahmen mittelfristiger Vereinbarungen mit den Ungarischen Elektrizitätswerken MVM verkauft. Die MVM veräußert etwa die Hälfte des zur Verfügung stehenden Stromes aus den Kraftwerken durch bilaterale Verträge oder öffentliche Kapazitätsauktionen. Die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien sowie Abfall wird im Rahmen der Einspeisevergütung (KÁT) zu einem in Verordnungen festgelegten Preis durch den ungarischen Übertragungsnetzbetreiber MAVIR übernommen. Die Möglichkeit eines diskriminierungsfreien Zuganges zum Stromnetz sowie die Kontrolle der Erfüllung der Entflechtungsvoraussetzungen werden durch die Ungarische Energie- und Versorgungsregulierungsbehörde MEKH ausgeübt.

In Ungarn beinhalten das 2007 verabschiedete stromenergetische Gesetz (VET) und seine Vollstreckungsverordnung die gültigen Vorschriften, die sich auf die Trennung der natürlichen Monopoltätigkeiten (Übertragung, Verteilung) und der stromindustriellen Tätigkeiten der Wettbewerbssphäre (Erzeugung, Handel, Vertrieb) beziehen. Der Systemsteuerer MAVIR wurde 2006 Teilunternehmen der im staatlichen Besitz befindlichen Firma MVM. Ungarn wechselte vom ISO-Systemsteuerungsmodell in das ITO-Systemsteuerungsmodell [6]. MVM gestaltete eine Unternehmensstruktur, in der die koordinierende Holdinggesellschaft keine zedierende stromenergetische Tätigkeit ausübt. Damit wurden 2012 die Schritte, die für die Erfüllung der Trennungsregeln aus dem dritten Energiepaket der EU notwendig sind, realisiert.

Die sechs genehmigten Verteilnetzbetreiber arbeiten seit 2008 als Teil der vertikal integrierten Elektrizitätsgesellschaften, auch wenn diese rechtlich unabhängige Unternehmen sind. Die ungarische Elektrizitätswirtschaft verwendet nicht die Ausnahmeregel für < 100.000 Kunden, da derzeit alle Händler eine größere Anzahl von Kunden haben. Der Markt ist mithin relativ stark konzentriert. Die Leitungsnetze befinden sich im Eigentum der Netzgesellschaften.

Die installierte Stromerzeugungskapazität (brutto) betrug Ende 2016 8576 MW. Die zur Verfügung stehende Leistung war 7020 MW. Die durchschnittliche Gesamteffizienz der inländischen Kraftwerke betrug 2012 rund 43 %. Das Durchschnittsalter der Kraftwerke war 22,1 Jahre (Kraftwerke > 50 MW 23,9 Jahre, die anderen 10,3 Jahre). Von der installierten Leistung entfielen rund 2000 MW auf die vier Blöcke des Kernkraftwerks Paks. Weitere wesentliche Kraftwerkskapazität entfällt auf das Gaskraftwerk Dunamenti Erőmű mit 794 MW und das Braunkohlekraftwerk Mátrai Erőmű mit 966 MW.

Der ungarische Erzeugungsmarkt ist moderat konzentriert. Während der Privatisierung des Energiesektors zwischen 1995 und 1997 wurde eine deutliche Mehrheit der Kraftwerke, die damals zum vertikal integrierten staatlichen Unternehmen gehörten, zum Eigentum verschiedener privater bzw. ausländischer Investoren. Im Elektrizitätsversorgungssystem arbeiten vorwiegend Erzeugungseinheiten, die zur Grundlast geeignet sind. Nach der Liberalisierung des Strommarktes und des Wachstums der auf erneuerbaren Energie basierenden Einheiten ist die Stabilisierung des Versorgungsnetzes

schwieriger geworden. Der auszubauende europäische Strommarkt mit seinen grenzüberschreitenden Kapazitäten kann ggf. bei der Vermeidung inländischer Versorgungsstörungen Hilfe leisten.

Die meisten Kraftwerke sind veraltet. Ihr Primärenergieverbrauch, die Umweltverschmutzung und der manuelle Arbeitsbedarf sind höher als im europäischen Durchschnitt. Auch die kleineren Kraftwerksblöcke sind nur selten wettbewerbsfähig. Sowohl die variablen als auch die fixen Kosten sind im internationalen Vergleich hoch. Ausnahmen sind das Kernkraftwerk Paks und die jungen Gaskraftwerke. Einen Einblick in die Struktur der Stromerzeugung gibt Abb. 4.4.

Die Förderung der Energieerzeugung aus erneuerbarer Energie, aus Abfall und durch Kraft-Wärme-Kopplung hat das Gesetz 2001./CX. über elektrische Energie und die Verordnung 56/2002. (XII.29.) ermöglicht. Aufgrund des Energiegesetzes 2007./LXXXVI. sowie der Regierungsverordnungen 389/2007. (XII. 23.) und 109/2007. (XII. 23.) wurde ein verpflichtendes Einspeisesystem ausgestaltet und durch MAVIR als Bilanzkreisverantwortlichen betrieben. Die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien innerhalb des Bilanzkreises (KÁT-Verkäufer) erhalten entsprechend ihrer tatsächlichen Erzeugung und zu den von der MEKH offiziell festgelegten Preisen eine Vergütung. Dem KÁT-Bilanzkreis haben sich die zur Abnahme verpflichteten Stromhändler einschließlich Grundversorger (KÁT-Käufer) angeschlossen. Die KÁT-Käufer sind verpflichtet, die elektrische Energie im Verhältnis zu der an die Endverbraucher weiterverkauften Energie zu übernehmen. Die Menge und der Preis dieser Energie sind festgelegt. Aufgrund der Verordnung 56/2002. (XII. 29.) des Ministeriums für Wirtschaft und Handel sind 2011 die unter Übernahmeobligo stehenden Energieverkaufsberechtigungen der mit Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Energie (mit Ausnahme der Kombikraftwerke, die den Voraussetzungen der geänderten VET von Dezember 2010 entsprechen) entfallen. Seit 2013

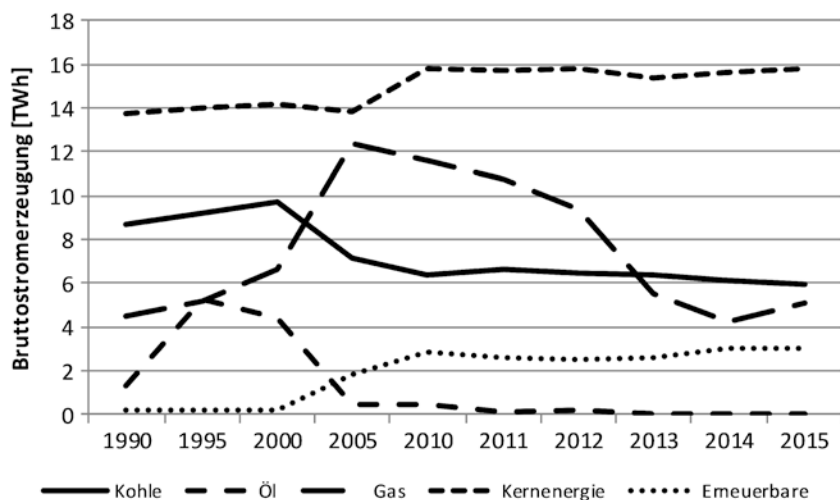


Abb. 4.4 Bruttostromerzeugung. (Quelle: [7])

ist die durch die Grundversorger und Elektrizitätshändler verkaufte elektrische Energiemenge von der KÁT Übernahmespflicht befreit worden (im Rahmen der in VET festgelegten Bedingungen).

Das Funktionieren des inländischen Strommarktes wird zunehmend von regionalen Faktoren bestimmt, da ein erheblicher Teil des Stromhandels Richtung Balkan durch Ungarn abgewickelt wird. Dieser Transithandel übt einen Einfluss auf die inländische Erzeugung aus. Angesichts der ausländischen, häufig auf Kohlebasis erzeugten Energie können die inländischen Kraftwerke ihre Kapazitäten nicht ausschöpfen. Bestehende Gaskraftwerke können durch die geringen CO₂-Zertifikatspreise und der wachsenden Erzeugung aus erneuerbaren Energien ihre Emissionsvorteile nicht ausspielen. Infolge dessen ist die Anzahl der Vollbenutzungsstunden inländischer Kraftwerke niedrig. Der Import ist entsprechend hoch. Er liegt bei rund 30 % des inländischen Verbrauchs. Händler kaufen Energie häufig von ausländischen Anbietern, denn durch die Unterstützungen der erneuerbaren Energien sind die internationalen Großhandelspreise gesunken. Die Einzelhandelspreise sind aufgrund von Abgaben und Steuern demgegenüber gestiegen. Bedingt durch diese Entwicklung erwägen mehrere Kraftwerke eine vorübergehende Aussetzung ihrer Produktionserlaubnis. Bei den inländischen Großerzeugern haben die Kraftwerke Paks und Mátra die meisten Vollbenutzungsstunden.

Der größte Spitzenlastwert des Stromnetzes war 2007 mit über 6,6 GW. Zurzeit bewegt sich dieser Wert um 6,3 GW. Auch der Stromverbrauch unterliegt Schwankungen, wie Abb. 4.5 zeigt.

Die in den Jahren 2001 und 2007 verabschiedeten Energiegesetze sowie die gesetzlich vorgeschriebene Leitungsfunktion des Übertragungsnetzbetreibers MAVIR haben die rechtlichen, technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen für die vollständige Liberalisierung des Strommarktes geschaffen. Mit der Öffnung des Marktes hat sich auch die

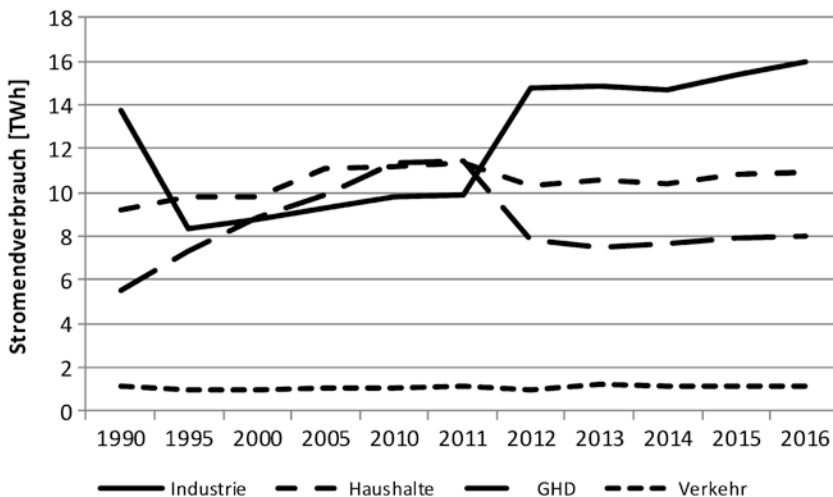


Abb. 4.5 Stromendverbrauch. (Quelle: [4])

Struktur des Stromtarifsystems grundlegend geändert. Die Leitungsnetze stehen für jeden Marktteilnehmer unter gleichen Bedingungen zur Verfügung. Das Netz wurde vom Handel getrennt. Für die Benutzung des Netzes steht dem Eigentümer des Übertragungs- bzw. Verteilnetzes ein Nutzungsentgelt zu. Da Stromnetze natürliche Monopole darstellen, sind die Netzentgelte zu regulieren. Die Festlegung der Entgelthöhen ist Aufgabe der MEKH.

Teilnehmer des freien Marktes sind Erzeuger, Händler und Verbraucher. Grundsätzlich ist es möglich, dass Händler entfallen und Kraftwerksbestreiber bilaterale Lieferverträge mit Endverbrauchern abschließen. Die Versorgung aller Verbraucher, die auf dem Markt selbstständig nicht teilnehmen können, ist garantiert. Zu diesem Zweck gibt es universelle Anbieter (Grundversorger), die Stromlieferverpflichtungen haben.

Zur Erleichterung des Stromhandels hat der Gesetzgeber die Möglichkeit geschaffen, eine Strombörse zu etablieren. Hierfür hat MAVIR 2010 eine Tochtergesellschaft, die Ungarische Strommarktgesellschaft HUPX, gegründet. Die Strombörse ermöglicht den Marktteilnehmern, Verkaufs- und Kaufgebote an einem Ort anzubieten. 2015 haben die HUPX und die Deutsche Börse AG eine Kooperationsvereinbarung unterzeichnet, die festlegt, dass Transaktionen mit dem Handelssystem der Deutschen Börse abgewickelt werden können. Das M7-Handelssystem der HUPX basiert auf einer europaweit angewendeten IT-Lösung, die Verkäufer und Käufer auf einer elektronischen Plattform zusammenbringt. Im freien Marktsektor werden die Preise gemäß Angebot und Nachfrage gebildet. Im regulierten Markt werden seit 2011 vom Minister für Nationale Entwicklung die Strompreise in einer Verordnung, auf Basis eines Vorschlags der MEKH, festgelegt. Für den regulierten Markt zugelassene Verbraucher sind Haushalte und Anschlussnehmer mit weniger als dreimal 63 A Anschlussleistung (Kleinunternehmer) sowie öffentliche Institutionen. In der Preisfestsetzung sind die elektrische Energie, das Netznutzungsentgelt sowie die Steuern und Abgaben separate Preiselemente. Die Preise für elektrische Energie sind seit 2009 anhand von Versorgungszonen unterschiedlich, die restlichen Preisbestandteile (Netznutzung, Steuern/Abgaben) sind landesweit einheitlich (Tab. 4.2).

Die mittleren Strompreise der Industrie lagen 2016 knapp 1 ct/kWh unter dem EU28-Durchschnitt und damit auch unter den Preisen, die in Deutschland gezahlt werden müssen. Ein Haushalt mittlerer Größe muss in Ungarn nur etwa halb so viel für eine kWh zahlen wie im EU28-Durchschnitt. Im Vergleich zu Deutschland (mit rund 30 ct/kWh) müssen sie nur gut ein Drittel bezahlen.

Tab. 4.2 Strompreise [ct/kWh]. (Quelle: [4])

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Industrie	7,01	10,37	9,78	8,88	9,04	8,36	7,78	7,29
Haushalte	10,64	17,01	16,82	15,49	13,97	12,02	11,27	11,14

4.3 Erdgasversorgung

Anhand des Gesetzes zur Erdgasversorgung 2008./XL. sowie der Regierungsverordnung 19/2009. (I. 30.) über die Aufgaben des Transportnetzbetreibers, der Gasspeicherbetreiber und der Erdgasverteiler wird ein kooperierendes Erdgassystem betrieben. Der Eigentümer des Transportnetzes ist die Gesellschaft FGSZ, die ein integriertes Gastransportsystem, bestehend aus Ein- und Ausspeisepunkten (Gasübergabestationen), Hochdruckrohrleitungen, Verdichterstationen und Rohrleitungsknotenpunkten, betreibt. In das Hochdrucknetz der FGSZ wird Erdgas aus Importquellen inländischer Produktion und inländischer Gasspeicher eingespeist. Es gibt vier grenzüberschreitende Einspeisepunkte: Beregdaróc (Anbindung UA), Mosonmagyaróvár (Anbindung AT), Drávaszerdahely (Anbindung CR), Csanádpalota (Anbindung RO) und darüber hinaus 12 inländische Einspeisepunkte der inländischen Produktion sowie fünf Gasspeicheranbindungen (Pusztaderics, Zsana-Nord, Szöreg-1, Kardoskút-Pusztaszolos, Hajdúszoboszló). Das Durchschnittsalter der Gasleitungen liegt bei 25 Jahren, der charakteristische Durchmesser bei bis zu 1400 mm und der Betriebsdruck bei bis 75 bar. Das Hochdrucknetz ist 5784 km lang und verbindet Gasversorgungsgesellschaften, Kraftwerke und Großverbraucher. Die Knotenpunkte der Hauptleitungen dienen zur Verteilung und Weiterleitung der aus verschiedenen Richtungen mit unterschiedlichen Druck ankommenden Erdgasmengen in die Verteilnetze bzw. Übergabestationen. Die Übergabestationen liefern ständig Erdgas an die angeschlossenen Netzbetreiber und unmittelbar an die Großverbraucher. Es gibt 395 Gasübergabestationen, von denen 356 Austrittspunkte auf Verteilnetzbetreiber, 18 Austrittspunkte auf Industrieverbraucher und 17 Austrittspunkte auf Kraftwerke entfallen. Neben den o. g. internationalen Einspeisepunkten gibt es einen zusätzlichen Ausspeisepunkt: Kiskundorozsma (Anbindung RS).

Um die Koordination der Erdgasversorgung sicherzustellen (aufgrund des signifikanten Unterschieds zwischen Winter- und Sommerspitzenbedarf) werden fünf Untergrundspeicher betrieben. Sie dienen einerseits zum Ausgleich des Unterschieds zwischen Saisonbedarfen und andererseits als Reserve für unerwartete Ereignisse, z. B. Ausfall des Imports oder ein extrem kalter Winter. Die Gesamtkapazität der Speicher betrug 2014 6,2 Mrd. m³. Als Speicherorte dienen im Wesentlichen erschöpfte Erdgasfelder. Das größte Speicherunternehmen ist die ungarische Erdgasspeichergesellschaft MFGT, die 4 unterirdische Gasspeicheranlagen mit insgesamt 4,43 Mrd. m³ Arbeitsgaskapazität und 53,6 Mio. m³ täglicher Entnahmekapazität betreibt.

Die ungarische Erdgashandelsgesellschaft MFGK verfügt über einen langfristigen Gasliefervertrag mit Russland. Die Langfristigkeit dient der Versorgungssicherheit der Bevölkerung und der Unternehmen mit Erdgas. Ungarn ist mit dem westlichen Fernleitungssystem über die Hungary-Austria-Gasleitung (Mosonmagyaróvár) und im Osten über die Brotherhood-Gasleitung (Beregdaróc) mittelbar mit Russland verbunden.

Damit ist eine Hauptversorgung aus zwei Richtungen möglich. Ein Großteil der Gasmen-gen aus dem Westen, z. B. von Engie und Uniper sind aber ebenso russischer Herkunft. Die Grenzübergabestellen mit Serbien, Kroatien und Rumänien werden vorrangig nur für den Transport nach außen bzw. den Transit genutzt, obwohl die Kopplungspunkte mit Kroatien und Rumänien zum Transport in beide Richtungen geeignet sind.

Das im Inland gewinnbare Gasvermögen wird auf rund 74 Mrd. m³ geschätzt. Der tatsäch-lich wirtschaftlich nutzbare Anteil dieser Menge ist von den Produktionskosten und der technologischen Entwicklung abhängig.

In den letzten zehn Jahren ist die Erdgasabhängigkeit von Ungarn gestiegen (Abb. 4.6). Die inländische Produktion deckt nur einen kleinen Teil des gesamten Verbrauchs. Auf-grund der Verbesserung der Energieeffizienz in den Haushalten und des Rückgangs der Gasnachfrage in der Industrie ist das Gesamtvolumen des Inlandverbrauchs rückläufig. Der leichte Anstieg im Jahr 2013 war der überdurchschnittlichen wirtschaftlichen Ent-wicklung nach der Wirtschaftskrise geschuldet. Der schwankende Erdgasverbrauch wird insbesondere von der Leistung der Wirtschaft und den Temperaturen der Heizperiode be- einflusst (Abb. 4.7).

Die Kapazität des inländischen Erdgassystems ist deutlich größer als der maximale Erdgasverbrauch, sodass jederzeit eine Versorgung garantiert ist. Hinsichtlich der Versor-gungssicherheit ist es wichtig, dass das System zwei Drittel des Spitzenlastbedarfs durch Speicher decken kann.

Der Transport und die Verteilung von Erdgas im Leitungsnetz sind Monopoltätigkeiten, die eine Regulierung erfordern. Es ist ein diskriminierungsfreier Zugang zur Infrastruktur zu gewährleisten. Das Netzgeschäft ist von der Erdgasproduktion und dem Erdgashan-del/-vertrieb getrennt. Der Erdgasfernleitungstransport wird in Ungarn von der FGSZ rea-lisiert. Die Erdgasverteilung erfolgt durch 10 regionale Gesellschaften. Von denen führen

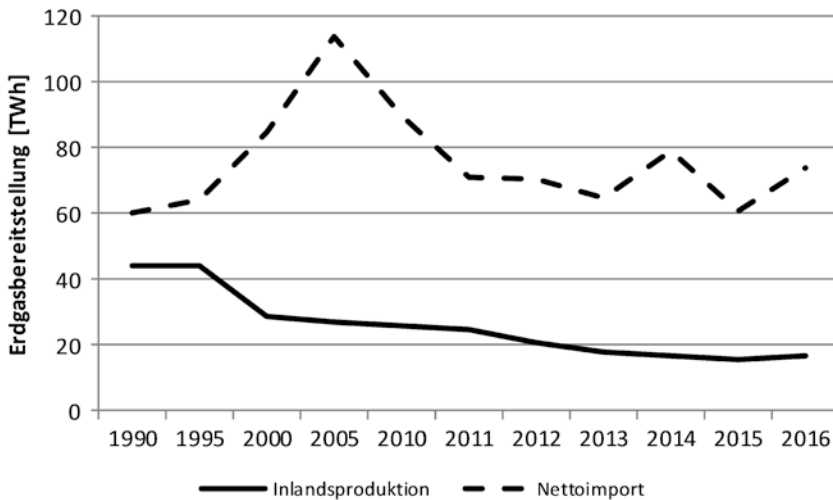


Abb. 4.6 Erdgasbereitstellung. (Quelle: [4])

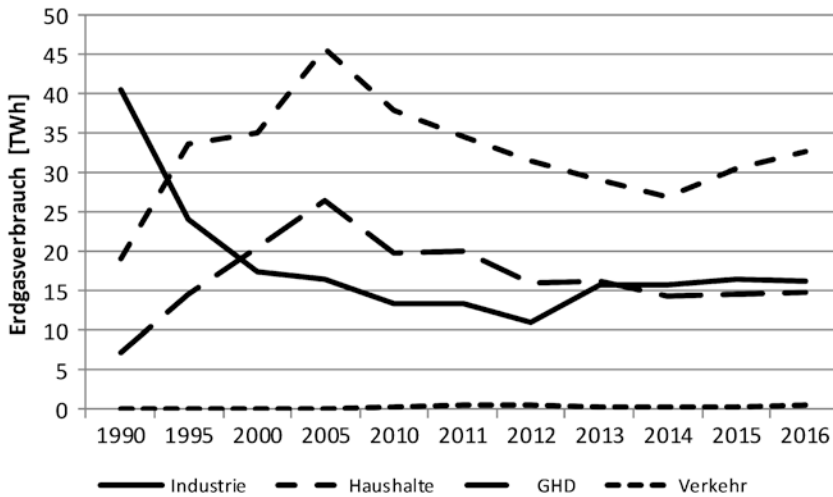


Abb. 4.7 Erdgasverbrauch. (Quelle: [4])

5 Großunternehmen – in geografisch aufgeteilten Regionen des Landes – den überwiegenden Teil der Verteilungstätigkeit durch. Speicherbetreiber sind die Unternehmen MMBF und MFGT. Ende 2013 waren in Ungarn 7 Erdgasgrundversorger und 41 Erdgashändler tätig.

MFGK ist hinsichtlich der Preisregulierung und der Sicherheit der Versorgung in einer Sonderstellung, da diese Gesellschaft über langfristige Verträge mit den russischen Importquellen verfügt. Seit der Marktöffnung 2004 ist der Handelsmarkt für Erdgas durch eine Doppelstruktur gekennzeichnet: Es gibt ein Segment mit regulierten und eins mit freien Preisen. Die Bedeutung der beiden Segmente hat sich mit der Marktöffnung stetig zugunsten des freien Marktes verschoben.

Die Unternehmen, die über eine universelle Dienstleistungs- und Handels Erlaubnis verfügen, sind durch ihre Tochtergesellschaften oder Joint-Venture-Unternehmen auch am Betrieb der Verteilungsnetze interessiert. Die universellen Dienstleister sind multinationalen Unternehmensgruppen wie Uniper, RWE, Eni oder Engie eigentumsrechtlich zugeordnet (mit Ausnahme der Főgáz, bei der die Stadtregierung der Hauptstadt der mehrheitliche Eigentümer ist). Auf dem ganzen Einzelhandelsmarkt ist der Anteil dieser Firmen auch nach der Markteröffnung von 2004 immer noch fast 80 %.

Als Folge der Liberalisierung des Erdgasmarktes werden im freien Marktsegment die Energiepreise durch Marktprozesse gestaltet, während die für den Kommunalbetriebsmarkt berechtigten Verbraucher das Erdgas zu einem festgelegten Preis beziehen können. Die MEKH spielt – wie auch im Strombereich – hier die zentrale Rolle. Die regulierten Verbraucherpreise sind für kleine Endverbraucher, die nicht mehr als 20 m³/h nachfragen, möglich. Im regulierten Markt wird der Erdgaspreis nach einer in der Verordnung 29/2009. (VI.29.), vom Ministerium für Verkehr, Energie und Kommunikation KHEM, stehenden Formel festgelegt. Da die Kosten für die Bevölkerung niedrig gehalten werden sollten,

Tab. 4.3 Erdgaspreise [ct/kWh]. (Quelle: [4])

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Industrie	1,61	2,22	2,29	3,22	3,04	2,97	2,70	2,31
Haushalte	1,42	4,13	4,33	3,73	3,34	2,82	2,72	2,66

wurde es 2012 notwendig, dass die Grundversorger Erdgas billiger beschaffen können, als es sich aus dieser Formel ergibt. Mit der Einführung des Kommunalbetriebsmarktes für bestimmte Verbraucher (Kleinverbraucher und öffentliche Institutionen), hat das preisregulierte Segment einen Anteil von rund 40 % innerhalb des gesamten Erdgasverbrauchs (Tab. 4.3).

Im Vergleich zu Deutschland sind die Erdgaspreise für Haushalte nur halb so groß. Die Preise für die Industrie sind ähnlich hoch und liegen damit sogar über dem EU28-Durchschnitt.

4.4 Fernwärmeversorgung

In Ungarn werden in 95 Ortschaften Fernwärmenetze betrieben. Die zugeführte Wärmeenergie stammt in mehr als 60 Ortschaften zumindest anteilig aus KWK-Anlagen. Die dominierende Energiequelle ist Erdgas, welche 2012 fast 78 % des Gesamtvolumens gedeckt hat. Zu Beginn der Fernwärmeversorgung hatte die industrielle Anwendung eine dominierende Rolle. Die Verbreitung der Fernwärme für Haushalte hatte in den 1960er-Jahren mit den Wohnungsbauprogrammen Fahrt aufgenommen. Der technische Zustand der Strom und Wärme erzeugenden Wärmequellen ist verhältnismäßig gut. In den letzten zehn Jahren – insbesondere mit dem Einbau der zugehörigen Einrichtungen – sind zahlreiche Modernisierungen realisiert worden. Die Mehrheit der reinen Heizwerke funktioniert allerdings auf einem technologisch niedrigen Niveau. Abb. 4.8 zeigt die Entwicklung der Fernwärmeproduktion.

Das durchschnittliche Alter des Leitungsnetzes beträgt 30 Jahre. Trotz der Effizienzverbesserungen in den letzten Jahren können nur etwa 20 % des Leitungsbestandes als modern betrachtet werden. Von der in das Fernwärmesystem eingespeisten Wärmemenge erreichen die Verbraucher nur 86,3 %. Der Rest sind Leitungsverluste.

Der Großteil der kundeneigenen Systeme ist in einem schlechten technischen Zustand. Viele Wohngebäude, die mit Fernheizung versorgt werden (meistens Plattenbauten) entsprechen nicht den heutigen energetischen Anforderungen. Der spezifische Wärmeverbrauch dieser Gebäude ist in vielen Fällen zwei- bis dreimal größer als der Referenzwert neu errichteter Gebäude.

Im Rahmen zahlreicher Förderprogramme werden zunehmend Anreize geschaffen, Gebäude energetisch zu sanieren (u. a. Außendämmung, Austausch von Fenstern und Türen, Optimierung der Heizungsanlagen). Bis heute sind etwa 20 % der ferngeheizten Gebäude erneuert worden. In den Gebäuden, bei denen sowohl eine Erneuerung der Gebäudehülle als auch des Heizsystems durchgeführt wurde, kann eine Ersparnis bis 50 % oder mehr bzgl. des Endenergieverbrauchs erreicht werden.

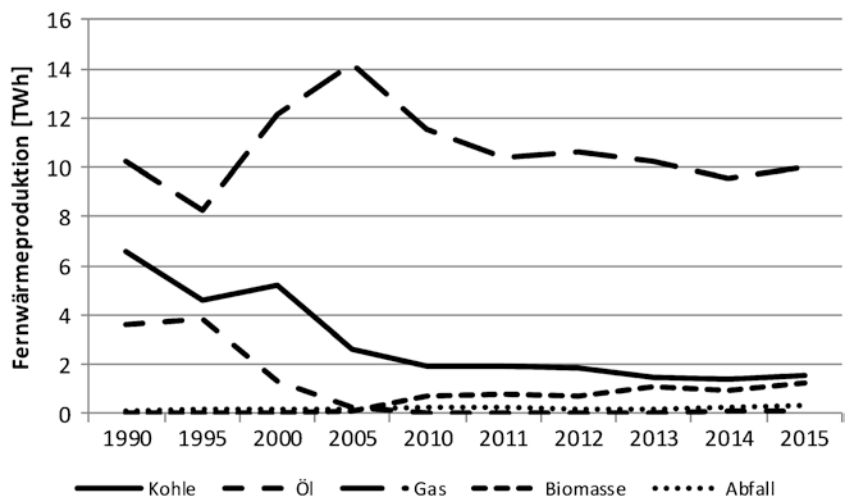


Abb. 4.8 Fernwärmeproduktion. (Quelle: [7])

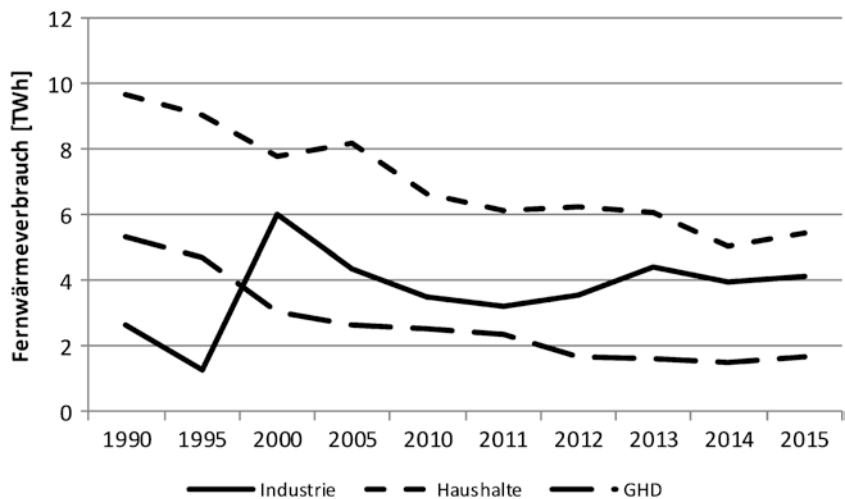


Abb. 4.9 Fernwärmeverbrauch. (Quelle: [7])

Nach der Wende 1990 ist der industrielle Verbrauch von Fernwärme stark zurückgegangen (Abb. 4.9). Damals wurde mehr als die Hälfte der verkauften Wärme durch die Industrie verbraucht. Im Jahr 2010 betrug dieser Wert lediglich noch ein Viertel des Jahres 1990. Zurzeit wird etwa 80 % der durch die Fernwärmeanbieter verkauften Wärmeenergie durch die Bevölkerung nachgefragt.

Die durch Fernwärmeanbieter insgesamt verkaufte Wärmemenge ist seit 1990 um rund 35 % gefallen. Eine Ursache dieses Rückgangs ist die seit 2003 obligatorische Abrechnung anhand des Verbrauchs. Mit der allgemeinen Einführung von Wärmemengenzählern

ist der Verbrauch des Warmwassers in den Wohnungen seit 1990 um 57 %, seit 2005 um 15 % gefallen. Die Zahl der ferngeheizten Wohnungen ist seit 1990 um rund 1,5 % gestiegen, auf derzeit rund 650.000. Ihr Anteil am Gesamtwohnungsbestand betrug 2012 14,75 %, ist jedoch je nach Ortschaft sehr unterschiedlich. In einigen Großstädten ist der überwiegende Teil der Wohnungen an das Fernwärmesystem angeschlossen, z. B. in Dunaujváros 85 % und in Tatabánya 76 %.

Die Fernwärmeversorgung ist eine lokale, öffentliche Dienstleistung, die meistens durch kommunale Unternehmen angeboten wird. In einem Versorgungsgebiet fungiert typischerweise ein Dienstleister, sodass unter den Anbietern keine Wettbewerbssituation für die Verbraucher möglich ist. Zu gleicher Zeit gibt es aber eine Wettbewerbssituation mit den anderen Energieversorgungsmöglichkeiten (z. B. Erdgas). Eine begrenzte Wettbewerbssituation ist in der Fernwärmeerzeugung, vor allem bei den KWK-Kraftwerken zu beobachten.

Im Markt für Fernwärme sind Dienstleister, Wärmeerzeuger (die meistens auch Dienstleister sind) und Wärmeverkäufer aktiv. Ein Teil der Dienstleister hat keine eigene Wärmeerzeugungskapazität bzw. Wärmeerzeugungsgenehmigung, sodass diese Firmen die Wärme von Erzeugern kaufen müssen. Seit 2011 gibt es für die Fernwärmeversorgung der Bevölkerung und öffentlicher Institutionen einen regulierten Preis. Das gültige Preisregulierungssystem der Fernwärme bilden die Verordnungen von 50/2011. (IX. 30.) NFM über die Feststellung der Preise sowie die von 51/2011. (IX. 30.) NFM über die Subventionierung von Fernwärmedienstleistungen. Die MEKH ist verantwortlich für die Erarbeitung der Vorschläge bezüglich der Preise der für die Fernwärmeanbieter verkauften Fernwärme, der Entgelte für den regulierten Markt und der Subventionen für Fernwärmedienstleistungen. Diese Vorschläge sind jedes Jahr bis zum 31. August dem Minister für Energiepolitik einzureichen. Während des Vorbereitungsprozesses führte die MEKH bei mehreren Genehmigungsinhabern, die über bedeutende Erzeugungskapazität verfügen, Kostenkontrollen mit örtlichen Besichtigungen durch. 2011 ist das Pflichtübernahmesystem der mit gekoppelt erzeugten elektrischen Energie und der damit unterstützte Übernahmepreis abgeschafft worden. Im Falle der KWK-Erzeuger wird die elektrische Energie zum Marktpreis, die Wärme zum regulierten Preis verkauft. Der Fernwärmeanbieter kann zugleich, wegen des höheren offiziellen Erzeugungspreises der Wärme, Unterstützung verlangen.

4.5 Energieeffizienz

Die Primärenergieintensität, also der Primärenergieverbrauch im Verhältnis zum Bruttoinlandsprodukt, beträgt in Ungarn rund das 1,8-Fache des EU-Durchschnitts. Auch die Stromintensität ist höher als der Durchschnitt. Hauptgrund ist, dass die Produktivität der Wirtschaft niedrig ist. Das zeigt die Tatsache, dass in Ungarn der Primärenergieverbrauch pro Kopf und der Stromverbrauch pro Kopf niedriger sind als der EU-Durchschnitt. In vielen industriellen Bereichen ist die Energieeffizienz schlecht. Etwa 40 % des landesweiten Primärenergieverbrauchs gehen zurück auf den Energieverbrauch der Gebäude – der

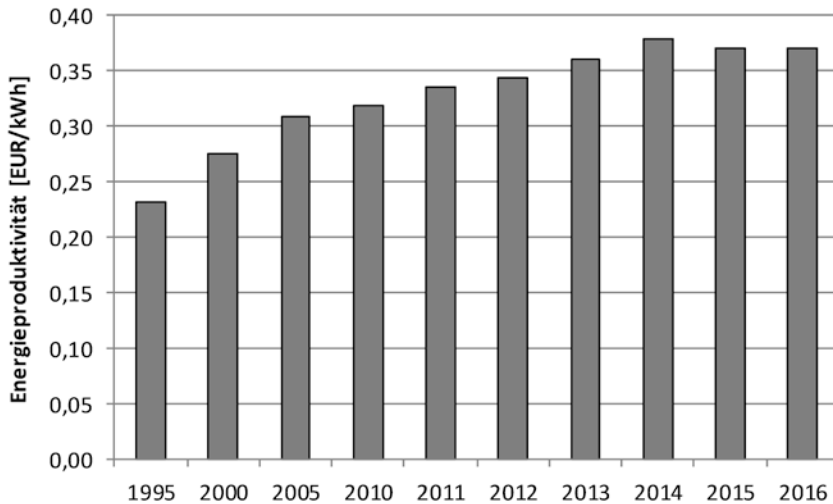


Abb. 4.10 Energieproduktivität. (Quelle: [2])

größte Teil des Wohnungsbestandes (rund 4,3 Mio. Wohnungen) entspricht nicht zeitgemäßen, wärmetechnischen Anforderungen. Bei öffentlichen Gebäuden ist es ähnlich. Auch im Verkehrssektor, in der Industrie insgesamt und im Dienstleistungsbereich ist die Energieeffizienz niedrig.

Grundsätzlich steigt die Energieproduktivität gemessen am BIP und PEV (Abb. 4.10). Dennoch liegt sie nach wie vor weit unter der von anderen Staaten. In Deutschland beispielsweise ist sie in etwa doppelt so groß.

Der BSV gemessen pro Kopf ist in den 1990er-Jahren, analog dem Trend in anderen Staaten Mittel- und Osteuropas, gestiegen und hat sich seit 2005 auf einem Niveau von rund 4000 kWh/a stabilisiert. Ob er sich zukünftig verringern wird, ist heute noch nicht eindeutig erkennbar, da die fortschreitende Elektrifizierung im Investitions- und Konsumgüterbereich einen entscheidenden Einfluss hat. Abb. 4.11 zeigt die Entwicklung der Stromintensität.

Der Wirkungsgrad der Energieumwandlungsprozesse ist wichtig für den Primärenergieverbrauch des Landes. Das Ausmaß der Verluste der Energieumwandlungen wird grundlegend durch die Wärme- und Elektrizitätserzeugung festgelegt. Die Verluste der anderen Umwandlungsprozesse (z. B. Mineralölverarbeitung) sind verhältnismäßig klein.

Etwa 70 % der ungarischen Stromerzeugung werden durch die beiden Kraftwerke Paks (Kernkraftwerk) und Mátra (Braunkohlekraftwerk) gewährleistet. Die anderen Großkraftwerke stellen etwa 17 % der Gesamtleistung, die restlichen 13 % werden durch kleine Kraftwerke bereitgestellt. Die meisten Großkraftwerke bestehen aus veralteten Anlagen. Nach dem Jahr 2011 hat sich die Anzahl der Kleinkraftwerke (unter 50 kVA) erhöht. Die installierte Gesamtleistung der Kleinkraftwerke war Ende 2016 1570 MW. Diese speisen ihre Energie in das Niederspannungsnetz ein, sodass der Transport und die Transformation der Energie entfallen. So werden auf Systemebene Netz- und Umwandlungsverluste reduziert.

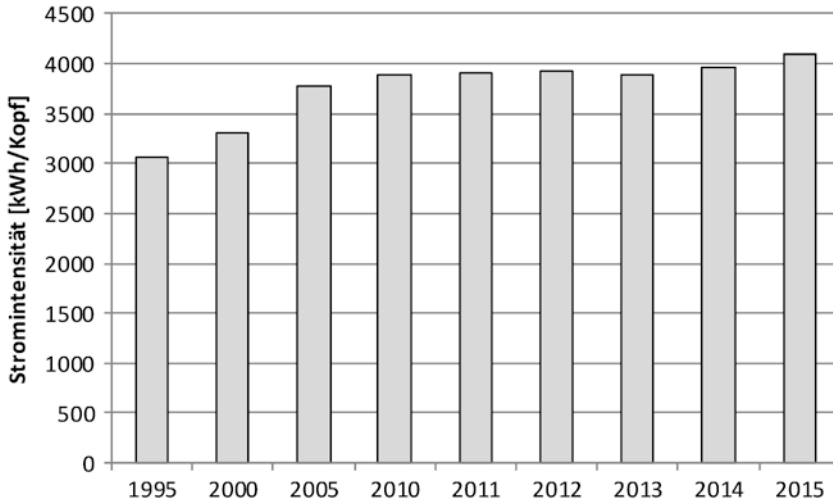


Abb. 4.11 Stromintensität. (Quelle: [7])

Die Effizienz von Heizkraftwerken ist wegen der gekoppelten Wärmeerzeugung am größten. Die Effizienz der Kraftwerke, die nur oder überwiegend elektrische Energie erzeugen, ist kleiner.

Die Verluste der Strom, Gas- und Fernwärmenetze sind nicht untypisch für Netze dieses Alters bzw. vergleichbaren Modernisierungsstandes. Bei der Stromversorgung liegen sie im oberen einstelligen Prozentbereich, beim Erdgas zwischen 2 % und 4 % und bei der Fernwärme knapp im zweistelligen Prozentbereich (gemessen am Verhältnis der tatsächlichen Verluste zum Endverbrauch zzgl. Netzverluste). Die Energietransport- und Verteilungsverluste stellen nach wie vor ein bedeutendes Energieeinsparpotenzial dar.

Das Gesetz über die elektrische Energieversorgung von 2007/LXXXVI. (VET) verpflichtet den Übertragungsnetzbetreiber MAVIR zur Fertigstellung des Netzentwicklungsplanes bezüglich der Höchstspannungsleitungen unter Berücksichtigung und im Einklang mit den von den Verteilern gefertigten Plänen. Im Rahmen der Planung der mittel- und langfristigen Netzentwicklung werden die Systembedingungen geschaffen und geprüft, die unter den veränderlichen energetischen und ökonomischen Marktverhältnissen eine kontinuierliche, zuverlässige und bezahlbare Elektrizitätsversorgung gewährleisten. Die internationalen Verbindungen und Übertragungskapazitäten des ungarischen Stromnetzes (in Einklang mit den ENTSO-E Anforderungen) ermöglichen es, die Versorgungssicherheit und die Liquidität des Strommarktes zu verbessern. Die Energieverluste im ungarischen Elektrizitätsnetz konnten nach 2005 von rund 13 % auf rund 9 % reduziert werden.

Ein wesentlicher Teil der Fernwärmeleitungen ist veraltet; nur rund 20 % des Leitungsbestandes sind als modern zu bezeichnen. Die vorherigen, mit hoher Leistung funktionierenden, viele Gebäude versorgenden Wärmezentralen wurden teilweise aufgetrennt. In die einzelnen Gebäude oder Quartiere sind kompakte Wärmezentralen installiert worden. Die IT-Verbindungen zwischen den großen Wärmezentralen und den verteilten Standorten (Fernaufsicht) werden stufenweise entwickelt.

4.6 Perspektiven

Ungarn ist für absehbare Zeit auf kontinuierlichen Energieimport angewiesen. Daher ist das Bestreben nach diversifizierten Lieferwegen und Beschaffungsquellen für die Verringerung von Versorgungsrisiken von Bedeutung. Mithin hat auch die Energieeffizienz hohe Priorität.

Gemäß der nationalen Energiestrategie könnten in den Jahren 2020 und 2030 der Primärenergie- und der Endenergieverbrauch wie folgt aussehen (Tab. 4.4).

Die Hauptmerkmale der beiden Szenarien sind:
Gegenwärtige Politik:

- die Energieeffizienzmaßnahmen bleiben wie bisher
- das durchschnittliche Wachstum des Stromverbrauchs beträgt 1,5 % pro Jahr
- mit der Verstärkung des BIP-Wachstums steigt auch der Energieverbrauch der Bevölkerung
- der Energieverbrauch des Industrie-, des Verkehrs- und des GHD-Sektors wächst im Einklang mit dem BIP
- der gesamte Endenergieverbrauch wächst
- wegen des Ausfalls der Energieeffizienzmaßnahmen wächst der Heiz- und Kühlenergiebedarf um 1,2 % pro Jahr

Progressive Politik:

- mit der Verwendung der Energieeffizienzmaßnahmen ist es gelungen, die bezweckten Energieeinsparziele zu erreichen
- der Energieverbrauch der Bevölkerung nimmt ab
- der durchschnittliche Anstieg des Stromverbrauchs beträgt 1,0 % pro Jahr

Tab. 4.4 Primär- und Endenergieverbrauch gem. der Nationalen Energiestrategie [PJ]. (Quelle: [8])

	2010	2020		2030	
	Basisjahr	gegenwärtige Politik	progressive Politik	gegenwärtige Politik	progressive Politik
PEV	992	1101	1009	1217	1028
EEV	677	766	693	840	692
Industriesektor	96	124	114	139	126
Transport	157	161	147	173	151
Bevölkerung	215	247	207	284	187
Handel/ Dienstleistungen	116	126	118	135	121
Landwirtschaft	17	18	17	19	17
Nutzung für nicht- energetische Zwecke	77	90	90	90	90
Stromverbrauch	153	170	164	197	181

- als Folge der Energieeffizienzmaßnahmen nehmen der Heiz- und Kühlenergiebedarf ab
- der Energieverbrauch der Industrie und des GHD-Sektors nimmt mäßig zu, der des Verkehrs nimmt ab
- bis zum Jahr 2020 wird der Endenergieverbrauch zunehmen, danach stagnieren

Bei der Elektroenergie rechnen beide Szenarien mit der Abnahme des Imports und der Zunahme der inländischen Produktion. Infolgedessen werden sich die absoluten inländischen Energieumwandlungsverluste erhöhen. Um den Primärenergieverbrauch auf dem Zielwert halten zu können, sind wesentliche, die ganze Anwendungs- und Verbrauchskette umfassende Energiesparmaßnahmen nötig, sowohl auf Erzeuger- als auch auf Verbraucherseite. Der wichtigste Teil der Verbesserungen sind die gebäudeenergetischen Entwicklungen. Das Ziel der Energiestrategie ist es, den Heizenergiebedarf des Gebäudebestandes bis 2030 um 30 % zu reduzieren.

Die Rohstoffreserven des Landes sind in ihrem natürlichen Zustand im Besitz des Staates. Diese sind Teil des nationalen Vermögens von Ungarn. Deren Bestandaufnahme wird von der Ungarischen Bergbaubehörde durchgeführt. Der Reserven- und Ressourcenbestand von Ungarn am 1. Januar 2014 ist in Tab. 4.5 zusammengefasst.

Die Gewinnung der ungarischen Kohlevorkommen in größerem Maß als heute ist möglich, aber widerspricht den gegenwärtigen Umweltschutzbestrebnungen. Die Energiestrategie sieht vor, dass bei Verwendung von CO₂-Abscheidungs- und -Speicherungstechnologien (CCS) inländische Kohlevorkommen (8,5 Mrd. Tonnen) – unter Beibehaltung der derzeitigen Erzeugungskapazität und Infrastruktur – die strategischen Reserven bilden. Darüber hinaus wird Erdgas eine wichtige Rolle spielen. Das größte inländische Gasvorkommen befindet sich auf dem Gebiet des Makóer Becken (1567 km²). Die Erschließung unkonventioneller, tief liegender Erdgasfundstellen (3–6 km) hat die kanadische Falcon Oil and Gas Ltd. angefangen. Später haben sich die Ungarische Gas- und Ölgesellschaft MOL und Exxon Mobil angeschlossen. Das geologische Erdgasvorkommen in der Makóer Fundstelle beträgt rund 4000 Mrd. m³. Zur Ausbeutung der Lagerstätte gibt es derzeit aber noch keine technologisch und wirtschaftlich sinnvolle Lösung.

Der zu erwartende Anstieg des Strombedarfs bei gleichzeitig veralteten inländischen Kraftwerken kann in naher Zukunft ein Versorgungsrisiko nach sich ziehen. Die Produktion der inländischen Kraftwerke sank im Jahr 2013 um 12 %, die installierte Leistung um 10 %. Bis zum Jahr 2030 sollen etwa 6 bis 7 GW Elektrizitätserzeugungskapazität ersetzt werden, während die installierte Gesamtleistung 12 GW erreichen soll. Bis zum Jahr 2020

Tab. 4.5 Rohstoffreserven. (Quelle: [9])

Primärenergieträger	Reserven (gesichert)	Ressourcen (geschätzt)
Erdgas (Mio. m ³)	1.603.801	3.995.149
Erdöl (Mio. t.)	67,7	636,6
Steinkohle (Mio. t.)	1915,5	1625,1
Braunkohle (Mio. t.)	2240,6	3195,2

ist die zusätzliche Installation von 1500 MW vorrangig auf Basis erneuerbarer Quellen beabsichtigt. Nach 2020 wird es notwendig sein, auch die vorhandenen Kernkraftwerksblöcke zu ersetzen und die Kohlekraftwerkskapazitäten zu erneuern.

Anfang 2014 wurde ein Abkommen zwischen der ungarischen Regierung und der russischen Rosatom über die Zusammenarbeit bei der Nutzung der Kernenergie zu friedlichen Zwecken unterzeichnet. Die derzeit funktionierenden Kraftwerksblöcke sind nach der Betriebszeitverlängerung zwischen 2032–2037 abzustellen und die ausfallenden Kapazitäten zu ersetzen. Es sollen zwei neue KKW- Kernkraftwerksblöcke mit je 1200 MW Leistung gebaut werden.

Das Potenzial im Bereich der erneuerbaren Energie ist in Ungarn relativ niedrig. Gemäß Anhang I der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ist der Zielwert für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 für Ungarn 13 %. Aufgrund der volkswirtschaftlichen Bedeutung der „grünen“ Wirtschaft und der erhofften, positiven Wirkungen auf die Beschäftigung liegt das Ziel Ungarns höher als die offizielle Verpflichtung, konkret: 14,65 %. Zu diesem Zweck erhalten gekoppelt erzeugende Biogas- und Biomassekraftwerke sowie die geothermische Energienutzung Priorität. Darüber hinaus kann auch bei der Wärme und Elektrizität auf Solarbasis mit Wachstum gerechnet werden. Zum Erreichen des Ziels kann auch die Nutzung von kommunalen und industriellen Abfällen und Klärschlämmen beitragen.

Literatur

1. Statistisches Zentralamt. http://www.ksh.hu/docs/hun/xstadat/xstadat_hosszu/h_wdsd001a.html
2. Eurostat: GDP and main components. http://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/nama_gdp_k
3. Statistisches Zentralamt. https://www.ksh.hu/docs/hun/xstadat/xstadat_eves/i_qe002.html
4. Eurostat: Energiedaten. <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data>
5. Ungarische Energie- und Versorgungsregulierungsbehörde. <http://www.mekh.hu/adatok-statisztikak-2/kiadvanyok/vezetekes-energia-hordozok-statisztikai-evkonyve.html>
6. Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENSTO-E. www.entsoe.eu
7. International Energy Agency <https://www.iea.org/countries/Hungary/>
8. Nationale Energiestrategie 2030, (77/2011. (X. 14.) OGY Beschluss über die Nationalen Energiestrategie, geändert mit dem Beschluss 5/2015. (III. 20.) OGY), Ministerium für Nationale Entwicklung
9. Ungarische Bergbau- und Geologiebehörde. <http://www.mbfh.hu/home/html/index.asp?msid=1&sid=0&hkl=72&lng=1>
10. Hungarian Meteorological Service (2014) National Inventory Report for 1985–2012, Hungary. http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/8108.php

5.1 Rahmenbedingungen

Litauen ist der größte der drei baltischen Staaten. Er grenzt an Lettland, Weißrussland, Polen und das Kaliningrader Gebiet der Russischen Föderation. Im Vergleich zu anderen baltischen Staaten hat Litauen mit nur 90 km die kürzeste Ostseeküste. Die Gesamtfläche von Litauen beträgt circa 65 Tkm², die Einwohnerzahl rund 3 Millionen.

Vor 1990 war Litauen in die ehemalige Sowjetunion integriert und damit Teil einer großen Planwirtschaft. Nach der Unabhängigkeit wurden zahlreiche Wirtschaftsreformen und ein freier Marktmechanismus implementiert. 2004 wurde Litauen Mitglied der EU und nach der Ratifizierung des Nordatlantikvertrags auch Mitglied der NATO. Die Harmonisierung der rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Standards mit denen der EU hat dem Wachstum der litauischen Wirtschaft geholfen. Ein wesentlicher Bestandteil war und ist die Integration in den EU-Energiemarkt.

Die Transformation des Wirtschaftssystems und der Verlust des ehemaligen Marktes im Osten wurden durch deutliche Preisanstiege für Energie und Rohstoffe bei gleichzeitigem Rückgang des BIP begleitet. Durch komplizierte Transformationsprozesse, ein Wachstum der Schattenwirtschaft und mangelnde Erfahrung bei der Umsetzung von Reformen fiel das BIP im Zeitraum 1990–1994 auf 56,1 % gegenüber 1990 [1]. 1995–2008 erholte sich die nationale Wirtschaft. Lediglich im Jahr 1999 verringerte sich das litauische BIP leicht um 1,0 % aufgrund der Russlandkrise. Nach Einschätzung der Europäischen Bank für Wiederaufbau und Entwicklung war Litauen eines der Länder, die wesentliche Fortschritte in ihrer wirtschaftlichen Entwicklung gemacht hatten [2]. 2000 trat Litauen der Welthandelsorganisation bei.

V. Miškinis (✉) · A. Galinis
Litauisches Energieinstitut, Kaunas, Litauen
E-Mail: Vaclovas.Miskinis@lei.lt; Arvydas.Galinis@lei.lt

Tab. 5.1 Bevölkerung und wirtschaftliche Entwicklung. (Quelle: [3])

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Bevölkerung [Mio. EW]	3,7	3,6	3,5	3,4	3,1	3,1	3,0	3,0	2,9	2,9	2,9
BIP nominal [Mrd. EUR]	-	5,1	12,5	21,0	28,0	31,3	33,3	35,0	36,6	37,4	38,7

Wie in Tab. 5.1 ersichtlich, hat sich die Wirtschaft des Landes positiv entwickelt, im Zeitraum 2000–2008 im Durchschnitt um 7,5 % pro Jahr. Litauen hat erhebliche Fortschritte bei der rechtlichen und institutionellen Struktur, der Beseitigung von Preisverzerrungen, der Attraktivität für ausländische Investitionen und der Schaffung effizienter Finanzmärkte erreicht. Ein wichtiger Faktor dabei war die wirtschaftliche Unterstützung durch EU-Strukturfonds. Die Auswirkungen der Finanz- und Wirtschaftskrise 2008/2009 auf die litauische Wirtschaft war stark zu spüren. Tatsächlich betrug die Abnahme des BIP 2009 in Litauen –14,8 %, in Lettland –14,2 % und in Estland –14,7 %. Im Vergleich zur durchschnittlichen Reduzierung des BIP in den EU-28 Ländern mit –4,4 % wird deutlich, dass die kleinen baltischen Staaten besonders stark betroffen waren.

Die Möglichkeiten der litauischen Regierung, den Export zu fördern und die Wettbewerbsfähigkeit der Waren auf den internationalen Märkten zu erhöhen, waren begrenzt. Daher versuchte die Regierung, die öffentlichen Ausgaben zu verringern, Steuern zu erhöhen und Gehälter bzw. Renten zu reduzieren. Die Senkung der Einkommen hatte jedoch andere Probleme zur Folge, wie beispielsweise ausstehende Kredittilgungen, Schuldenaufbau im Zusammenhang mit Energiedienstleistungen und einen Rückgang der Inlandsnachfrage. Die radikale Reduzierung der Kosten, die Exportförderung und Bemühungen um das Vertrauen der Kapitalmärkte halfen, die wirtschaftliche Entwicklung wieder zu verbessern.

Das BIP im Jahr 2014 überstieg dann schließlich wieder das Vorkrisenniveau. Trotz der Folgen lag die durchschnittliche Wachstumsrate des BIP für den Zeitraum 2000–2016 in Litauen bei 4 %. Die russisch-ukrainische Krise und die wirtschaftlichen Sanktionen gegenüber Russland hemmen das Wachstum der litauischen Wirtschaft. Im Jahr 2014 ist das BIP des Landes aufgrund der reduzierten Möglichkeiten für die Ausfuhr von Waren um lediglich 2,9 % gewachsen. Wirtschaftsexperten prognostizieren, dass auch die Wachstumsrate in Zukunft nicht größer als 3 % sein wird.

Nach Daten von Eurostat lag das litauische BIP pro Kopf gemessen in KKS 2016 bei 22.100. KKS ist eine Maßeinheit, nach der theoretisch in jedem Land die gleiche Menge an Waren und Dienstleistungen erworben werden kann. Preisunterschiede zwischen den Ländern werden berücksichtigt. Gemäß diesem Indikator erreichte Litauen 75 % des EU28-Durchschnitts. Misst man das BIP zu Marktpreisen pro Kopf, beläuft es sich auf 13.500 EUR, d. h. 46,3 % im Vergleich zum EU-28-Durchschnitt.

Litauen hat eine energieintensive Wirtschaft mit Industrieunternehmen und landwirtschaftlichen Betrieben, die insbesondere auf die Ausfuhr von Waren in die Märkte im Osten abzielen. Bis 1990 war die Energiewirtschaft durch große, zentrale Erzeugungseinheiten (Kraftwerke, Erdölraffinerie, etc.) geprägt. Maßgebend war hierfür die

zentrale Planung zur Schaffung großer Energiesysteme und Integration in den Energieverbund der ehemaligen Sowjetunion. Das bedeutete erhebliche Exporte von Strom und Erdölprodukten zu den benachbarten Regionen, verbunden mit einem geringen Maß an Energieeffizienz.

In der ersten Periode der Transformation nach 1990 wurde das Management der vertikal integrierten Versorgungsmonopole durch das Ministerium für Energie überwacht. Zu dieser Zeit war die oberste Priorität, eine zuverlässige Funktion des Energiesektors sicherzustellen. Die staatlich kontrollierten Aktiengesellschaften LE, Lietuvos Dujos und Lietuvos Kuras wurden etabliert. LE war verantwortlich für die Stromproduktion sowie dessen Übertragung und Verteilung. Zudem war das Unternehmen zuständig für die Produktion sowie Lieferung von Fernwärme in Großstädten. Lietuvos Dujos war verantwortlich für den Import, den Transport und die Verteilung von Erdgas. Lietuvos Kuras war zuständig für die Lieferung von flüssigen Energieträgern sowie für deren Lagerung. Alle drei Monopole waren auch verantwortlich für den technischen Betrieb aller ihnen zugeschriebenen Energieanlagen. Die Schaffung eines freien Wettbewerbs war gewünscht. Hauptanliegen war die Entflechtung der vertikal integrierten Monopole und die Einrichtung von unabhängigen Unternehmen für die verschiedenen Wertschöpfungsstufen der Strom-, Gas- und Fernwärmeversorgung. Darüber hinaus war es wichtig, eine klare Trennung zwischen kommerziellen und staatlichen Aktivitäten vorzunehmen. 1993 wurde, zusammen mit ausländischen Beratern, die erste nationale Energiestrategie formuliert [4]. Viele Prinzipien und Empfehlungen der Strategie wurden im Gesetz über die Energiewirtschaft fixiert. Dieses wurde 1995 durch das Parlament (Seimas) verabschiedet. Besonderheiten für die verschiedenen Versorgungsbereiche wurden in gesonderten Gesetzen verankert, zum Beispiel das Elektrizitätsgesetz, das Wärmegesetz, das Erdgasgesetz oder das Erneuerbare-Energien-Gesetz.

Die Verwaltung des Energiesektors wird durch das Ministerium für Energie verantwortet. Das wichtigste Prinzip der bestehenden Rechtsgrundlage ist eine klare Trennung zwischen der Verantwortung und Kompetenz der kommunalen Einrichtungen bzw. der Zentralregierung sowie zwischen Institutionen, die für die Entscheidungsfindung zuständig sind.

Die Energiepolitik der früheren Sowjetunion war von Prinzipien der zentralen Planung geprägt. Die Preise für Erdgas, Erdölprodukte und Kohle waren über lange Zeiträume hinweg stabil und relativ niedrig. Mithin gab es kaum Anreize, heimische Energieressourcen zu nutzen. 1990 wurde 100 % des benötigten Erdgases und Erdöls sowie mehr als 90 % des Kohlebedarfs aus Russland importiert. Der Anteil der einheimischen Energiequellen in der Primärenergiebilanz des Landes betrug 2,7 %. Die große Abhängigkeit und Lieferengpässe, zum Teil durch Handelseinschränkungen, im Jahr 1990 bestärkte die litauische Regierung, nach einer Diversifizierung ihres Energiebezugs zu streben.

Nach Prinzipien der internationalen Statistiken wird davon ausgegangen, dass Kernbrennstoff eine heimische Energiequelle ist (vgl. Abb. 5.1), unabhängig davon, wo er gewonnen wird. Dieses Prinzip beruht auf zwei Gründen: (i) geringe Abhängigkeit von der regelmäßigen Versorgung und (ii) relativ großer Brennstoffbestand im Kraftwerk selbst (die Brennstäbe). Das Primärenergieäquivalent von Kernbrennstoff bezüglich der

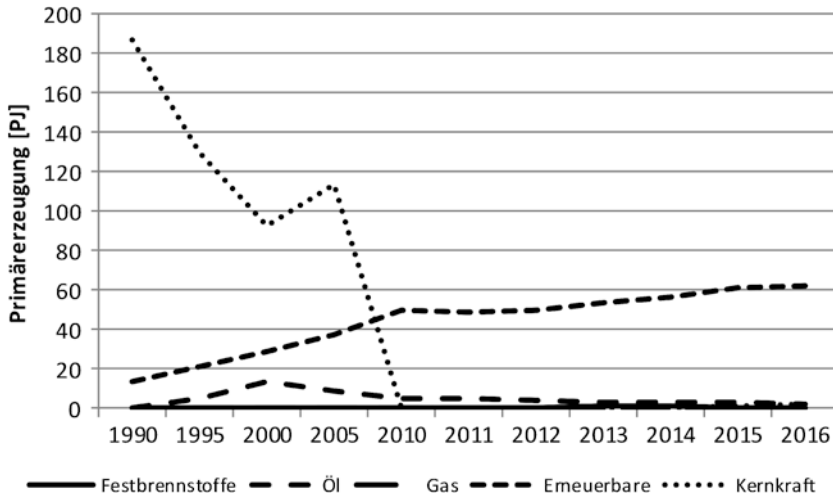


Abb. 5.1 Heimische Energiegewinnung. (Quelle: [5])

Bruttostromerzeugung wird mit einem mittleren Wirkungsgrad von 33 % angenommen. Der Brennstoff für das Kernkraftwerk Ignalina wurde aus russischen Kernbrennstoffanreicherungsanlagen eingeführt. Es hatte wesentlich dazu beigetragen, die Energiesicherheit des Landes zu gewährleisten. Aufgrund von Überkapazitäten und günstigem Kernbrennstoff hatte Litauen die Möglichkeit, Strom in die Nachbarländer zu exportieren.

Unter Berücksichtigung hoher Beiträge von Kernbrennstoffen und zunehmender Verwendung inländischer Energieressourcen ist die Abhängigkeit Litauens von Energieimporten gesunken. Der Grad der Energieautarkie ist von 30 % im Jahr 1990 auf 59 % im Jahr 2003 gestiegen. Nach der endgültigen Schließung des KKW Ignalina im Jahr 2009 verringerte sich der Autarkiegrad auf 22 %.

Die Veränderung des Nettoenergieimportes bestätigt die Beobachtungen. Erdöl dominiert die Bilanz. Die Abhängigkeit von Russland für die Lieferung von Rohöl an die Raffinerie Mazeikiai war ein Hauptproblem nach der Wiederherstellung der Unabhängigkeit des Landes. Während der Periode 1999–2002 wurden die russischen Öllieferungen zeitweise unterbrochen, sodass die Kapazitäten der Raffinerie nicht effizient genutzt werden konnten. 2006 wurde von der polnischen Firma PKN Orlen eine Mehrheitsbeteiligung an der Raffinerie erworben. Im Juli desselben Jahres kam es zu einer größeren Leckage der Pipeline auf russischem Gebiet, sodass der russische Lieferant Transneft die Ölversorgung der Raffinerie aussetzte. 1999 wurde das Ölterminal Butinge an der Ostseeküste eröffnet, um die Versorgungswege zu diversifizieren.

Erdgas als die zweitwichtigste Energiequelle Litauens und der Großteil der Steinkohlelieferungen wurden im Zeitraum 1990–2014 ausschließlich aus Russland importiert. Seit 2000 wird eine kleine Menge von Holzpellets und flüssigen Biokraftstoffen exportiert. Über zwei Jahrzehnte war Litauen Nettostromexporteur, aber seit 2010 Nettostromimporteur.

Die Vorkommen an konventionellen Primärenergieträgern in Litauen sind begrenzt. Um den Energiebedarf der Verbraucher zu decken, werden einheimische Energiequellen wie Torf, Holz, Geothermie, Wasserkraft, Wind- und Solarenergie sowie Energie aus chemischen Prozessen verwendet. Im Jahr 1990 betrug der Anteil der erneuerbaren und einheimischen Energiequellen in der Primärenergiebilanz 2,7 %. Der Anteil stieg seitdem stetig. Beispielsweise wurde die Förderung von 12.000 t Erdöl im Jahr 1990 auf 471.000 t im Jahr 2001 gesteigert. Seit 2002 wurde diese Menge aber wieder reduziert auf 63.600 t in 2016. Die verwertbaren Ressourcen belaufen sich auf 87 Mio. t, davon 64 Mio. t an Land [6].

Zu kleineren Teilen wird frei werdende Energie aus chemischen Prozessen genutzt, die in Heißwasser oder Dampf übertragen wird. Diese werden für die Produktion von Strom und zur Lieferung von Wärme an Fernwärmesysteme verwendet. Die Gesamtmenge an nutzbarer Wärme wurde im Zeitraum 1990–2014 um durchschnittlich 4,3 % pro Jahr erhöht. Im Jahr 2013 betrug der Anteil der Energie aus chemischen Prozessen rund 13,6 %.

Aufgrund der hohen Abhängigkeit Litauens von Energieimporten besteht ein Ziel in der vermehrten Nutzung von Bioenergie [7]. Seit 2001 spielen die erneuerbaren Energiequellen eine immer wichtigere Rolle. Im Jahr 2016 lag ihr Anteil in der Bilanz der einheimischen Energieressourcen bei 80,7 %. Gegenwärtig sind die wichtigsten erneuerbaren Energiequellen holzartige Biomasse und Abfälle aus der Landwirtschaft. Im Jahr 2016 betrug ihr Anteil 66,4 %. Der Beitrag von Wasser-, Wind- und Sonnenenergie ist noch gering mit rund 7,8 %. Der Anteil flüssiger Biokraftstoffe lag 2016 bei 3,0 %.

Der steigende Beitrag der erneuerbaren Energien kann durch mehrere Indikatoren dargestellt werden. Beliebt sind (i) Anteil an der Primärenergiebilanz, (ii) Anteil am Bruttostromverbrauch und (iii) Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch.

2016 lag der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch bei 20 % und am Endenergieverbrauch bei 25,6 %. Damit ist das Ziel der EU-Richtlinie 2009/28, welches ein Ziel für 2020 in Höhe von 23 % für Litauen formulierte, bereits erfüllt. Der Anteil von Strom aus erneuerbaren Energiequellen wird zukünftig insbesondere durch Windkraftanlagen und Biomassekraftwerke steigen. Der Beitrag durch Solarkraftwerke ist noch gering. 2011 wurde das Erneuerbare-Energiegesetz verabschiedet, das EE durch eine Preisregelung in Gestalt von Förderungsquoten unterstützen soll. Die maximal zu fördernde Nutzung bis 2020 wurde festgelegt auf 500 MW für Windenergie, 141 MW für Wasserkraft, 105 MW für Biomasse und 10 MW für Solarenergie [8].

Über mehrere Jahrzehnte waren Erdöl und seine Produkte die wichtigsten Brennstoffe in Litauen. In den frühen 1990er-Jahren wurden große Mengen für die Erzeugung von Strom und Fernwärme genutzt. Im Jahr 1991 betrug der Anteil von Mineralölprodukten an der Primärenergiebilanz 44,2 %. Später war der Verbrauch von Ölprodukten rückläufig, insbesondere der Verbrauch von Schweröl in Kraftwerken und Wärmezeugungsanlagen. Im Jahr 2000 war der Gesamtverbrauch an Ölprodukten rund 3,5-mal niedriger als im Jahr 1991. Im Zeitraum 2000–2008 stieg der Verbrauch von Mineralöl wieder um durchschnittlich 4 % pro Jahr. Diese Zunahme war auf den erhöhten Kraftstoffverbrauch im Verkehrssektor zurückzuführen. Verschiedene Ölprodukte wie schweres Heizöl, Raffineriegas

oder Petrolkoks fallen als Nebenprodukte bei der Herstellung von raffinierten Ölprodukten an. Im Jahr 2016 lag der Anteil von Mineralölprodukten in der Primärenergiebilanz bei 38,9 %.

Erdgas ist ein weiterer wichtiger Brennstoff in der litauischen Energiewirtschaft. Zu Beginn der Transformationszeit war seine Bedeutung aufgrund deutlicher Preisanstiege rückläufig, stieg aber wieder an. Grund hierfür war unter anderem seine Verwendung in Kraftwerken. Im Jahr 2016 betrug der Anteil von Erdgas am gesamten Primärenergieverbrauch 25,1 %.

Der Anteil an Kernbrennstoffen war früher hoch. Im Jahr 1991 betrug er 19,7 % und im Jahr 2003 sogar 36,7 %. Die Kernbrennstoffe waren wichtig, weil sie kurzfristig billige Energieträger waren. Kernbrennstoffe haben zudem dazu beigetragen, dass die Sicherheit der Primärenergieversorgung, insbesondere für eine stabile Grundlasterzeugung, vorhanden war. Auch nach der Schließung von Block 1 im KKW Ignalina im Jahr 2004 war der Anteil der Kernbrennstoffe in der Primärenergiebilanz hoch, im Jahr 2009 29,6 %. Block 2 des KKW wurde Ende des Jahres 2009 abgeschaltet. Seit Schließung des KKW Ignalina importiert Litauen Strom aus den Nachbarländern. 2016 entsprach die zugekaufte Menge einem Anteil von 9,7 % gemäß Primärenergiebilanz.

Die Rolle der Kohle ist rückläufig. Im Jahr 2000 lag der Gesamtkohleverbrauch rund 12-mal niedriger im Vergleich zu 1990. Der Anteil in der Primärenergiebilanz lag im Jahr 2000 bei lediglich 0,9 %. Danach stieg der Steinkohleverbrauch wieder an auf 2,5 % im Jahr 2016. Zu Beginn der 1990er-Jahre wurden mehr als 80 % der Kohle durch Endverbraucher in den Haushalten und im Dienstleistungssektor verbraucht. Heute wird der größte Teil in der Industrie verwendet.

Im Jahr 2016 verringerte sich der gesamte Primärenergieverbrauch, einschließlich des nichtenergetischen Verbrauchs, auf 306,9 PJ und damit den geringsten Wert seit 1980. Im Vergleich zu 1990 hat sich der Primärenergieverbrauch damit um das 2,3-Fache reduziert.

Als Folge der erheblichen Verringerung der wirtschaftlichen Aktivitäten und der Steigerung der Energieeffizienz war der Endenergieverbrauch im Zeitraum 1990–2000 stark rückläufig, im Durchschnitt 9 % pro Jahr. Gegenwärtig ist der Endenergieverbrauch an Kohle und Erdgas um den Faktor 3 geringer als 1990. Der Endenergieverbrauch an Mineralölprodukten und Fernwärme ist um das 2,5-Fache geringer. Im Jahr 2016 lag der Stromverbrauch um das 1,2-Fache unter dem von 1990. Erwähnenswert ist der Fakt, dass sich der Endenergieverbrauch an Brennholz und Holzabfällen stetig erhöht hat. Im Jahr 2016 belief sich der Endenergieverbrauch an Biomasse insgesamt auf 26,0 PJ und damit um das 2,3-Fache über dem Niveau von 1990. Bei der Analyse der Verbrauchsstruktur zeigt sich, dass der Anteil des Stromverbrauchs von 10,7 % im Jahr 1990 auf 16,4 % im Jahr 2016 anstieg. Der Anteil der Fernwärme sank im gleichen Zeitraum von 21,5 % auf 16,3 %.

Schaut man sich den Endenergieverbrauch nach Sektoren an, zeigen sich zwei Trends: (i) deutliche Reduzierung des gesamten Verbrauchs um den Faktor 2,6 im Zeitraum von 1990 bis 2000 und (ii) Wachstum des Endenergieverbrauchs trotz Auswirkungen der

weltweiten Rezession um 25,5 % über den Zeitraum 2000–2016. Im Laufe der erstgenannten Periode ist der Endenergieverbrauch in der Landwirtschaft um das 8,1-Fache, in der Industrie um das 4,3-Fache, im Dienstleistungssektor um das 3,7-Fache, im Transportbereich um das 1,9-Fache und bei den Haushalten um das 1,4-fache gesunken. Der Gesamtenergiebedarf sank von 405,3 PJ in 1990 auf 157,7 PJ im Jahr 2000.

Im Jahr 2016 war der Endenergieverbrauch im Vergleich 2000 wie folgt gestiegen: Verkehr 86,5 %, Dienstleistungen 29,4 %, Industrie 26,7 %, Haushalte 5,0 % und Landwirtschaft 7,3 %. Derzeit dominieren zwei Sektoren in der Struktur des gesamten Endenergieverbrauchs, der Verkehrssektor mit einem Anteil von 38,6 % und die Haushalte mit einem Anteil von 28,1 %. Der Anteil der Industrie liegt bei 19,4 % und der des Dienstleistungssektors bei 11,8 %. Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs ist in Abb. 5.2 dargestellt.

Wie andere Länder auch, ist Litauen dazu verpflichtet, die Anforderungen von EU-Umwelttrichtlinien umzusetzen. Eine hohe Priorität hat dabei die Verringerung der Treibhausgasemissionen. Hauptquelle von Treibhausgasen in der litauischen Energiewirtschaft ist die Energieumwandlung in konventionellen Prozessen zur Strom- und Wärmeerzeugung. Im Jahr 1990 lag der Anteil der THG-Emissionen aus der Verbrennung von Kraftstoff an den gesamten THG-Emissionen bei 67 %. Im Zeitraum 1990–2000 verringerten sich THG-Emissionen insgesamt um das 2,5-Fache. Die THG-Emissionen aus der Verbrennung von Kraftstoff sogar um den Faktor 3 [9]. Durch die signifikante Reduktion von fossilen Brennstoffen (insbesondere Kohle, Erdölprodukte und Erdgas) und den zunehmenden Einsatz von erneuerbaren Energien war die Reduktion der THG-Emissionen in den einzelnen Sektoren z. T. noch deutlicher. Im Dienstleistungsbereich 9,3-mal, in der Landwirtschaft 5,9-mal, in der Industrie und dem Baugewerbe 5,8-mal, bei den Haushalten 3,6-mal, im Energieumwandlungssektor 2,7-mal und im Verkehrssektor 2,2-mal.

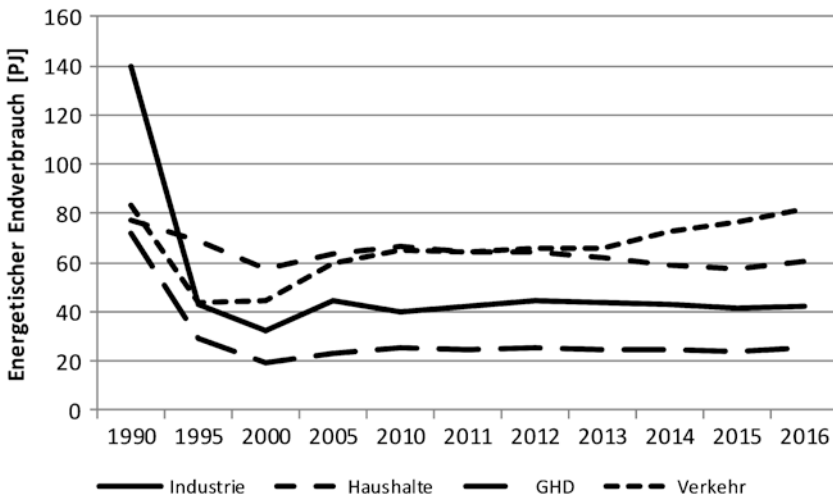


Abb. 5.2 Endenergieverbrauch. (Quelle: [5])

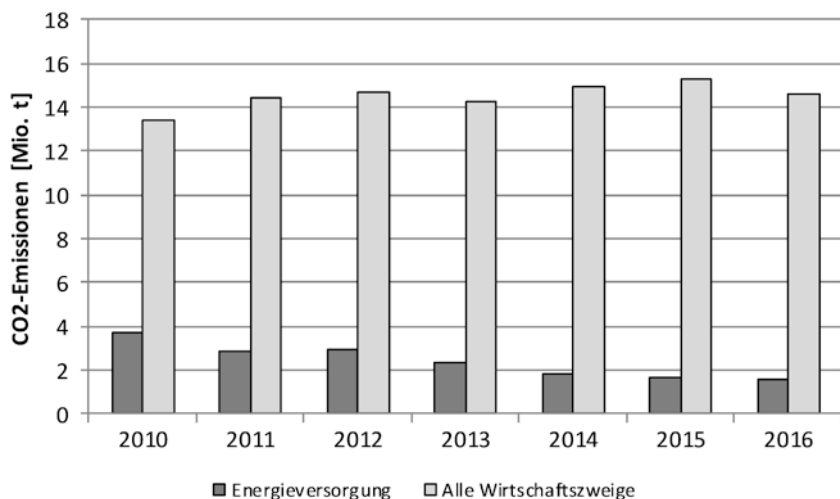


Abb. 5.3 CO₂-Emissionen. (Quelle: [5])

Im Zeitraum 2000–2008, als die litauische Wirtschaft prosperierte, waren die gesamten und die THG-Emissionen aus der Brennstoffnutzung wieder gestiegen (Abb. 5.3), und zwar um durchschnittlich 3 % bzw. 2,4 % pro Jahr. Im Jahr 2009 hatten sich die THG-Emissionen infolge der stark rückläufigen Aktivitäten um insgesamt 18,1 % gegenüber dem Niveau des Vorjahres verringert. Danach sind sie zeitweise wieder leicht gestiegen, wobei die CO₂-Emissionen der Energieversorgung weiter gesunken sind.

Im Jahr 2012 lag die Reduzierung der gesamten THG-Emissionen in Litauen bei 55,6 % gegenüber 1990. In den anderen baltischen Staaten konnte ein ähnlicher Trend beobachtet werden. Im Zeitraum 1990–2012 verringerten sich die THG-Emissionen in allen EU-Ländern um 19,2 %. Um die Treibhausgasemissionen in Zukunft weiter zu verringern, sollten die Anstrengungen im Verkehrssektor und in industriellen Prozessen gestärkt werden.

5.2 Elektrizitätsversorgung

Litauen erbte von seiner sowjetischen Vergangenheit ein sehr leistungsfähiges Energiesystem. Es wurde nicht nur geschaffen, den lokalen Bedürfnissen gerecht zu werden, sondern auch um die Anforderungen der großen Nord-West-Region der früheren Sowjetunion zu befriedigen. Darüber hinaus wurde der Bau neuer Großkraftwerke auf der Grundlage optimistischer Prognosen über das Wirtschaftswachstum und die Entwicklung der Energienachfrage geplant. Somit kam es dazu, dass Litauen, obwohl fast alle Primärenergieressourcen wie Erdöl, Erdgas, Kohle und Kernbrennstoff importiert wurden, seit 1970 Nettoexporteur von Strom war. 1990/91 wurden mehr als 12 TWh, d. h. mehr als 40 % des erzeugten Stromes, in die Nachbarländer verkauft. Aber selbst zu dieser Zeit wurden die

Erzeugungskapazitäten des litauischen Elektrizitätssystems nicht in vollem Umfang verwendet. In den folgenden Jahren wurde die Möglichkeit, bestehende Überkapazitäten zu nutzen und große Strommengen zu exportieren, immer kleiner. Dies war bedingt durch die wirtschaftliche Rezession der Nachbarländer und dem einhergehenden Rückgang der Stromnachfrage.

Die insgesamt installierte Kraftwerksleistung lag im Zeitraum 1990–2013 mehr als zweimal höher als der tatsächliche Spitzenbedarf. Die wichtigsten litauischen Wärmekraftwerke mit einer Kapazität von 1,8 GW wurden 1960 und 1970 in Auftrag gegeben. Weitere wichtige Erzeugungsquellen sind die KWK-Anlagen in den großen Städten mit insgesamt 0,8 GW. Es gibt darüber hinaus mehrere kleine öffentliche und industrielle KWK-Kraftwerke. Alle thermischen Kraftwerke können bivalent mit Erdgas oder Erdöl befeuert werden. Eine Ausnahme ist das Mazeikiai-Kraftwerk, das vorrangig für Aufgaben der Erdölraffinerie gebaut wurde und ausschließlich mit schwerem Heizöl betrieben wird. Die litauischen Wärmekraftwerke wurden nach der Systemtransformation zu Beginn der 1990er-Jahre durch Einbau neuer Brenner und Rauchgasreinigungsanlagen modernisiert und z. T. auch für die Verbrennung von Bitumen, insbesondere Orimulsion, vorbereitet. Aufgrund von Veränderungen der politischen Situation in Venezuela wurden die Pläne zum Import von Orimulsion jedoch nie realisiert. Um die Effizienz der litauischen Kraftwerke zu erhöhen, wurde eine GuD-Einheit mit einer Kapazität von 0,46 GW in Auftrag gegeben und 2012 in Betrieb genommen. Besonders ineffiziente Einheiten wurden geschlossen.

Das Kernkraftwerk Ignalina beherrschte mehr als zwei Jahrzehnte lang die litauische Stromerzeugung mit zwei Reaktoren und einer Gesamtkapazität von 3 GW. Nach dem Reaktorunfall in Tschernobyl wurde die Kapazität der Reaktoren aus Sicherheitsgründen auf 2,6 GW gedrosselt.

Das Pumpspeicherkraftwerk Kruonis mit einer Kapazität von 0,9 GW wurde für den Spitzenausgleich bei der Stromnachfrage konzipiert. Es kann schnell Reservekapazität für die Lastregelung bereitstellen.

Ein wichtiges Merkmal bei der Betrachtung der Kapazitätsänderungen der Stromerzeugung ist die Entwicklung bzgl. erneuerbarer Energien. Hier spielen Windkraftanlagen und Biomassekraftwerke eine wichtige Rolle. Die gesamte installierte Kraftwerksleistung betrug 2016 rund 3,6 GW, wovon knapp über 800 MW auf EE-Anlagen entfielen (ohne PSW). Pumpspeicherkraftwerke gab es in Höhe von rund 900 MW, der Rest waren Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen [8].

Die Stromübertragungs- und Verteilungsnetze sind gut entwickelt und erfüllen die Bedürfnisse der Nachfrage. Das Übertragungssystem umfasst 330 kV und 110 kV Freileitungen und das Verteilernetz 35 kV, 10 kV und 0,4 kV Freileitungen sowie Erdkabel. Die Netze wurden und werden im Sinne ihrer Zuverlässigkeit und der Versorgungssicherheit fortlaufend verbessert. Neue Umspannwerke und Umspannstationen wurden gebaut. Das litauische Übertragungsnetz ist durch vier 330-kV-Leitungen mit Lettland verbunden. Mit Weißrussland gibt es fünf 330-kV-Leitungen und mit der Region Kaliningrad drei 330-kV-Leitungen. Derzeit besitzen diese Auslandsverbindungen eine

Übertragungskapazität von 3,5 GW für den Stromexport und 3,2 GW für den Stromimport. Mithin gibt es keine Engpässe bezüglich der Anbindung des litauischen Stromversorgungssystems an das der Nachbarländer oder der eigenen Erzeugungskapazität. Betreiber des Übertragungsnetzes ist Litgrid, Betreiber des Verteilnetzes in wesentlichen Teilen das Unternehmen ESO.

Aus historischen Gründen arbeiten die Energiesysteme der baltischen Staaten noch immer im synchronen Modus innerhalb des IPS/UPS-Gebietes (BRELL-System). Mit der Inbetriebnahme der leistungsfähigen Verbindungen LitPol und NordBalt mit den Stromsystemen von Polen und Schweden im Jahr 2016 eröffnen sich neue Möglichkeiten für eine Integration der baltischen Energiesysteme in das europäische Kontinentalnetz. LitPol ist eine HGÜ-Freileitungsverbindung zwischen Alytus und Lyck in Polen mit einer Kapazität von 500 MW (möglich bis 1 GW) und NordBalt eine HGÜ-Seekabelverbindung zwischen Kleipeda und Nybro in Schweden mit einer Kapazität von 700 MW. Hauptziel ist der Ausbau der notwendigen technischen Infrastruktur und Steuerungsprinzipien, die für den synchronen Betrieb innerhalb des ENTSO-E Netzes erforderlich sind.

Die Änderungen in der Stromproduktion sind durch drei Aspekte geprägt:

- Gesamtproduktionsmenge,
- verwendete Primärenergieträger,
- die Kraftwerkstypen.

Wie man aus offiziellen Daten ablesen kann, fanden deutliche Veränderungen in der Stromproduktion in den 1990er-Jahren statt. Seit 2010 ist die Bruttostromproduktion mehr als 5-mal geringer im Vergleich zu 1990. Bestimmender Faktor war die Schließung des Kernkraftwerkes Ignalina (Abb. 5.4). Dieses Kraftwerk spielte eine wichtige, stabilisierende

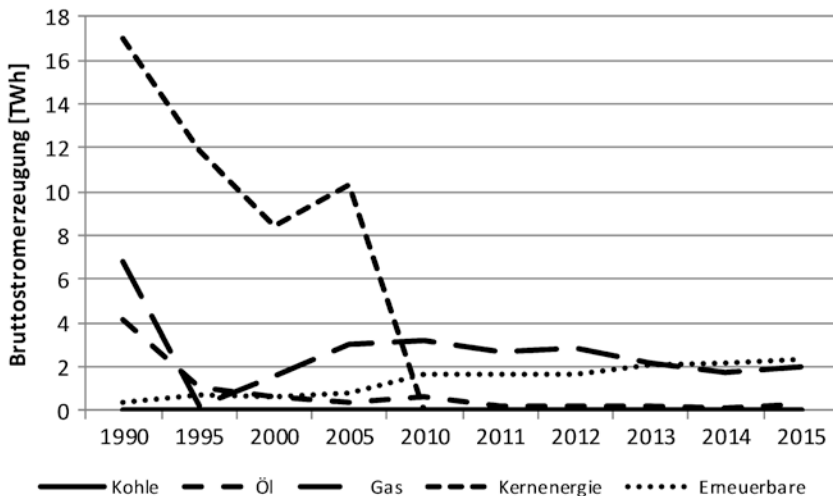


Abb. 5.4 Bruttostromerzeugung. (Quelle: [10])

Rolle, insbesondere während der schwierigen Übergangsphase [11]. Der Strom aus dem KKW Ignalina war billiger als aus jedem anderen Wärmekraftwerk, das mit fossilen Brennstoffen arbeitet. Seit 1992 lag der relative Anteil an der Stromproduktion durch das KKW Ignalina um die 80 %, 1993 sogar bei 86,8 %.

Unter Berücksichtigung der Bedeutung des KKW Ignalina und dem vergleichsweise niedrigen Niveau der Sicherheitssysteme hatten viele Länder Unterstützung geleistet, die Sicherheit der Anlage zu erhöhen und die Erfüllung internationaler Kernkraftstandards einzuhalten. Im Ergebnis der Sicherheitsvorkehrungen war Ignalina vergleichbar mit Kernkraftwerken in westlichen Ländern. Aus wirtschaftlicher Sicht war der Betrieb von Block 2 zudem kosteneffizient [12, 13]. Dennoch zogen einige Experten den Schluss, dass das Betriebsrisiko des KKW Ignalina dauerhaft nicht auf einen solchen Wert reduziert werden kann, dass ein langfristiger Betrieb sicher möglich ist. Mithin wurde in der nationalen Energiestrategie vom litauischen Parlament festgelegt, dass Block 1 2005 und Block 2 2009 abzuschalten sind.

Die Veränderungen in der Stromerzeugungsstruktur, gemessen am Primärenergieträgereinsatz, waren groß. Im Jahr 1990 war die Hauptprimärenergiequelle Kernbrennstoff mit rund 60 %. Aus Erdgas wurden 22,7 %, aus Erdölprodukten 15,7 % und aus Wasserkraft 1,5 % des Stromes erzeugt. Im Zeitraum 1991–2004 schwankte der Anteil des Kernbrennstoffs in der Struktur der Primärenergieträger zwischen 73 % und 85 %. Dies war u. a. auf Schwankungen im Stromexport zurückzuführen. Der Anteil an fossilen Brennstoffen wurde auf weniger als 20 % reduziert, mit einem rückläufigen Verbrauch von Ölprodukten. Der Anteil der erneuerbaren Energien in diesem Zeitraum lag zwischen 2 und 3 %.

Seit 2010 sind die Veränderungen der Stromproduktion besonders deutlich. In der nationalen Energiestrategie wurde vorgesehen, dass nach der Stilllegung des KKW Ignalina, Wärmekraftwerke die Hauptquelle der Stromproduktion sein sollen [14]. Aufgrund der hohen Erdgaspreise waren die bestehenden Einheiten, einschließlich der modernen GuD-Anlage, aber nicht wettbewerbsfähig auf dem Strommarkt. Mithin wurde Litauen Stromimportland mit 6 TWh im Jahr 2010, 6,7 TWh im Jahr 2011, 6,6 TWh im Jahr 2012 und 6,9 TWh im Jahr 2013. Erdgas ist immer noch eine wichtige Primärenergiequelle für die inländische Stromproduktion mit einem Anteil von 25,7 % in 2016. Der Anteil von Erdölprodukten lag im gleichen Jahr bei lediglich 5,0 %. Auf erneuerbare Energien entfiel ein Anteil von 49,1 % und auf sonstige Energieträger 20,2 %. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch lag 2016 bei 16,7 % und der der Sonstigen bei 6,9 %. Durch den Zubau von kleineren Biomassekraftwerken und den Einsatz von Windkraftanlagen wird die Stromerzeugung zunehmend geografisch verteilt.

Der Anteil von Strom aus KWK-Anlagen in der Bruttostromerzeugung stieg nach der Schließung des KKW Ignalina auf 40,1 % im Jahr 2011 und belief sich im Jahr 2016 auf 30,1 %.

Infolge struktureller Veränderungen in der Fertigung, dem Niedergang großer landwirtschaftlicher Betriebe, dem Marktaustritt vieler energieintensiver Industrieunternehmen und der allgemeinen Steigerung der Energieeffizienz ist der Bruttostromverbrauch im

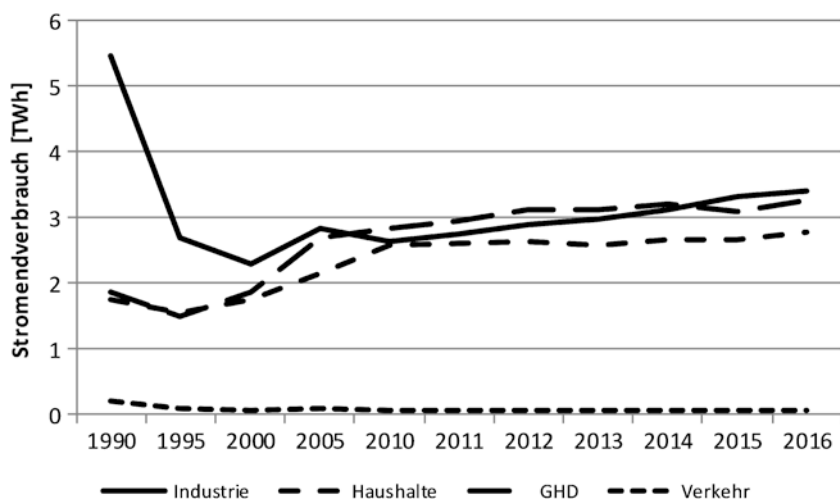


Abb. 5.5 Stromendverbrauch nach Sektoren. (Quelle: [5])

Zeitraum 1990–2000 um das 1,9-Fache gesunken. Wie Abb. 5.5 zeigt, fiel den Entwicklung in den einzelnen Wirtschaftssektoren unterschiedlich aus. In der Landwirtschaft beispielsweise war im Jahr 2000 der Stromverbrauch 14,3-mal geringer als im Jahr 1990. Der Stromverbrauch im Verkehrssektor verringerte sich im gleichen Zeitraum um das 2,8-Fache und im Industriesektor um das 2,4-Fache. Der Bruttostromverbrauch der Haushalte und des Dienstleistungssektors war anfänglich (Zeitraum 1990–1995) ebenfalls rückläufig, erholte sich anschließend aber wieder, was u. a. auf den steigenden Konsum zurückzuführen ist. Im Jahr 2000 entsprach der Stromverbrauch dieses Sektors in etwa dem von 1990.

Der Stromverbrauch der litauischen Wirtschaft wuchs im Zeitraum 2000–2016 vergleichsweise schnell, auch wenn die Auswirkungen der wirtschaftlichen Rezession 2008/2009 deutlich waren. Am höchsten lag er im Bereich der Dienstleistungen mit durchschnittlich rund 7,1 % pro Jahr. Der Stromverbrauch der Haushalte wuchs im Durchschnitt um 5,6 %, der der Industrie um 2,5 % und im Verkehrssektor um 1,1 %. Der Anstieg in der Landwirtschaft verlief mit lediglich rund 0,6 % pro Jahr sehr moderat. Insgesamt ergab sich damit ein Anstieg des Elektrizitätsverbrauchs um rund 4,8 % pro Jahr. 2009, in Folge der Rezession, verringerte sich der Stromverbrauch deutlich um 7,4 % gegenüber 2008. In der Industrie fiel er sogar um 13,0 %, im Dienstleistungssektor um 8,8 %, im Verkehrsbereich um 6,8 % und in der Landwirtschaft um 6,7 %. Bei den privaten Haushalten reduzierte sich der Stromverbrauch hingegen lediglich um 0,2 %. Während der wirtschaftlichen Erholung im Zeitraum 2009–2016 stieg der Stromverbrauch dann wieder moderat um rund 2,2 % pro Jahr, im Industriesektor sogar überdurchschnittlich um rund 5,0 %. Wenn man den Trend über den Zeitraum 2000–2016 betrachtet, stellt man eine Zunahme des Bruttostromverbrauchs um durchschnittlich 2,9 % pro Jahr fest. Schlüsselsektoren dieses Wachstums waren der Dienstleistungssektor mit rund

3,6 % p. a., die Haushalte mit rund 2,9 % p. a. und die Industrie mit 2,5 % pro Jahr. Abb. 5.5 verdeutlicht diese Entwicklung.

Die Änderungen des Bruttostromverbrauchs sind auf folgende fünf Schlüsseinflussgrößen zurückzuführen:

- Verbrauchsschwankungen, die auf die konjunkturelle Entwicklung zurückzuführen sind,
- das Aufkommen an Pumpstrom für das Pumpspeicherkraftwerk Kruonis,
- der Stromverbrauch für die Herstellung von raffinierten Ölprodukten,
- der Eigenverbrauch von Anlagen,
- Übertragungs- und Verteilungsverluste.

Der Nettostromverbrauch als Teil des Bruttostromverbrauchs ist von 73,1 % in 1990 auf 56,1 % in 1996 gefallen. Anschließend ist dieser Anteil wieder auf 77,7 % im Jahr 2016 gestiegen. Der Eigenverbrauch der Kraftwerke verringerte sich aufgrund der Schließung des KKW Ignalina um mehr als das 4-Fache. Ihr Anteil am Bruttostromverbrauch verringerte sich von 13,7 % im Jahr 2000 auf 1,7 % im Jahr 2016. Die Stromverluste durch die Verteilung und Übertragung sind gegenüber 1993 von 19,4 % auf 7,2 % in 2016 gesunken. Der Stromverbrauch des PSW Kruonis fluktuiert stark, im Zeitraum 2000–2016 zwischen 426 GWh und 1021 GWh.

Am Ende des Jahres 2001 wurde das litauische Energiesystem neu strukturiert und entflochten. Dennoch war zu diesem Zeitpunkt die Anbieterseite des Strommarktes durch das KKW Ignalina dominiert. 2002 wurde der Status von zugelassenen Kunden von der Nationalen Kontrollkommission für 12 Unternehmen gewährt, die mehr als 20 GWh verbrauchen. Sie bekamen damit das Recht, ihren Stromlieferanten frei zu wählen. Zudem wurde der börsliche Stromhandel mittels Auktionen ins Leben gerufen. Die Zahl der zugelassenen Kunden wurde schrittweise erhöht bis zur vollständigen Liberalisierung des litauischen Strommarktes im Jahr 2007. Der Wettbewerb auf dem Strommarkt beschleunigte sich aber erst, als das Kraftwerk Ignalina abgeschaltet wurde und die Übertragungsleitungen Estlink I und Estlink II mit einer Gesamtleistung von 1000 MW für den Export/Import von Strom zu/von den skandinavischen Ländern verfügbar waren.

Um einen gemeinsamen Ostsee-Strommarkt zu schaffen, wurden im sogenannten Baltic Energy Market Interconnection Plan folgende 4 Hauptschritte festgelegt [15]:

- die Strommarktintegration (2009),
- die Öffnung der Strommärkte (2010),
- Strommarktkonsolidierung, d. h. Schaffung eines gemeinsamen Day-Ahead-Marktes, gemeinsame Leistungsreserven und Ausgleichsenergiemarkt (2011–2013),
- vollständige Integration des baltischen Marktes in Nord Pool (2015).

Seit 2010 unterscheidet sich der Großhandelsmarkt für Strom deutlich vom Handel in den Jahren 2007–2009, weil die litauische Strombörse und der Day-Ahead-Markt etabliert

wurden. Strom kann grundsätzlich durch den Abschluss bilateraler Verträge und an der Börse gehandelt werden. Erstere werden i. d. R. für Zeiträume länger als einen Monat geschlossen. Kurzfristige Restmengen werden an der Börse platziert. Der Großhandel für Strom wird von Baltpool verwaltet, die voll in die Börse Nord Pool Spot integriert ist. Damit kann Strom gemeinsam auf dem Markt der baltischen und skandinavischen Länder gehandelt werden. 80 % des Strombedarfs werden über Nord Pool Spot gehandelt, 20 % über bilaterale, außerbörsliche Verträge [8]. 2016 gab es rund 20 aktive, unabhängige Stromanbieter, die von den Verbrauchern frei gewählt werden können. Die wichtigsten Lieferanten waren INTER RAO mit 76,6 % Marktanteil und ET mit 19,6 % Marktanteil. Den Rest bedienten die sonstigen Anbieter.

Im Einzelhandelsmarkt für Strom haben die Verbraucher die Möglichkeit, einen unabhängigen Anbieter zu wählen und zusätzlich einen Vertrag mit dem Netzbetreiber zur Übertragung/Verteilung des Stromes zu schließen. Seit 2011 ist diese Forderung verpflichtend für Verbraucher mit einer Leistung größer als 100 kW.

Die Strombörse Nord Pool Spot, die in Litauen seit 2012 aktiv ist, war ein wichtiger Schritt auf dem Weg der Strommarktintegration, denn dadurch wurde das Land ein Teil der nordischen Strombörse. Die Börse arbeitet in transparenter Weise durch gleiche Regeln und gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Teilnehmer. Die Preisbildung für Strom ist transparent. 2013 haben die nordischen und baltischen Strombörsen eine Intraday-Marktplattform (Elbas) in Litauen und Lettland ins Leben gerufen. Damit kann der Handel bis eine Stunde vor der Lieferung stattfinden.

Die Energiepreise waren bis 1990 niedrig und für lange Zeit stabil. Ab 1992 stiegen sie für importierte Primärenergieträger stark an und erreichten nahezu Weltmarktniveau. Als Folge waren die realen Preise für Strom an die Verbraucher etwa 2-mal größer als die tatsächlichen Kosten. Die Preise für industrielle und private Verbraucher von mittlerer Größe haben sich gegenüber dem letzten Jahrzehnt deutlich erhöht. Die Entwicklung der Strompreise für industrielle und private Verbraucher ist in Tab. 5.2 dargestellt. Im Jahr 2016 waren die Strompreise für Industriekunden knapp unter dem Durchschnitt der EU28 (8,19 ct/kWh). Die Preise für Privathaushalte waren um rund 40 % niedriger als im Durchschnitt der EU28 (20,52 ct/kWh).

Man kann erwarten, dass durch den Bau von Nordbalt die Strompreise für die litauischen Verbraucher stabiler werden, weil zusätzlich Gelegenheiten bestehen, Strom aus skandinavischen Wasserkraftwerken zu beziehen. Zudem gibt es mit LitPol eine zusätzliche Verbindung nach Westeuropa.

Tab. 5.2 Strompreise [ct/kWh]. (Quelle: [10])

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Industrie	4,98	9,91	10,45	11,35	9,56	9,58	8,18	7,77
Haushalte	7,18	11,56	12,14	12,60	13,70	13,30	12,56	12,31

5.3 Erdgasversorgung

Seit 1975 wird Erdgas aus Weißrussland über Rohrleitungen mit einem Durchmesser von 1220 mm importiert. Der Durchsatz dieser Pipeline beträgt rund 35 Mio. m³ Erdgas pro Tag [16]. Sie verbindet das litauische Gasnetz mit der Northern Lights Pipeline, die Erdgas aus sibirischen Gasfeldern nach Westeuropa transportiert. Im Westen ist das litauische Gasnetz mit dem Gassystem von Kaliningrad der Russischen Föderation verbunden. Der Durchsatz beträgt hier rund 12 Mio. m³ Erdgas pro Tag. Im Norden gibt es einen Anschluss an das lettische Gasnetz mit einem Durchsatz von etwa 7 Mio. m³/d. Das Erdgassystem spielt eine wichtige Rolle in der Energieversorgung des Landes. Die Gesamtlänge des Transportnetzes in Litauen beträgt mehr als 2000 km. Es wird vom Unternehmen Amber Grid betrieben. Die Gesamtlänge des Verteilnetzes beträgt mehr als 8200 km. Kraftwerke, Energieversorger, Fernwärmeerzeuger, Industrieunternehmen, Dienstleistungsbetriebe und Haushalte in allen größeren Städten und Regionalzentren sind mit diesem Netzwerk verbunden.

Litauen besitzt einen großen unterirdischen Gasspeicher in Incukalns mit einer möglichen Kapazität von 3,2 Mrd. m³. Das Gas wird von der russischen Gesellschaft Gazprom geliefert. Erdgas aus Lettland wird nur im Bedarfsfall importiert, beispielsweise bei einer Unterbrechung der Gasversorgung über die Minsk-Vilnius-Pipeline oder während der Zeit der maximalen Nachfrage in der Winterzeit. Ist die Kapazitätsgrenze erreicht, müssten große Verbraucher gezwungen werden, Erdgas temporär durch Ersatzbrennstoff (z. B. Heizöl) zu substituieren (Abb. 5.6).

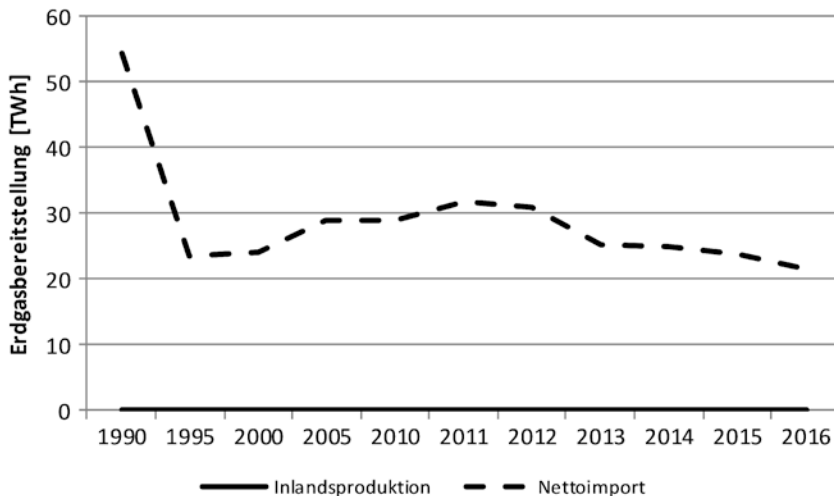


Abb. 5.6 Erdgasbereitstellung. (Quelle: [3])

Viele Bemühungen in Litauen widmen sich der Schaffung eines transparenten Marktes und der Verbesserung der Gasversorgungssicherheit. Beispielsweise wurde beschlossen, ein LNG-Terminal im Hafen von Klaipėda zu bauen. Im Oktober 2014 legte das Schiff *Independence* in Klaipėda an. Es dient als Tanklagerschiff mit Rückverflüssigungsanlage und verfügt über eine Speicherkapazität von rund 170.000 m³ sowie einer Jahresverarbeitungskapazität von fast 4 Mrd m³. Statoil wurde vertraglich gebunden, LNG für fünf Jahre zur Verfügung zu stellen und die Mindestbetriebsführung des Terminals zu decken. 2015 lieferte Statoil 540 Mio. m³ Erdgas, dessen Preis an den British Gas Index gekoppelt ist. Das maximale Volumen der LNG-Rückverflüssigung beträgt 2,6 Mio. m³ Erdgas pro Tag. Das Terminal hat folgende Aufgaben [17]:

- eine alternative Versorgung mit Erdgas zu ermöglichen,
- Erdgas von verschiedenen Anbietern zu Marktpreisen zu beziehen,
- die Bildung von regionalen Gasmärkten zu fördern,
- einen Zugang zu Spotmärkten zu etablieren.

Das LNG-Terminal soll aber nicht nur dazu dienen, die Zuverlässigkeit der Erdgasversorgung zu verbessern, sondern auch die Schaffung neuer Geschäftstätigkeiten in der Ostseeregion zu unterstützen.

Obwohl Erdgas aus einer Hand geliefert wurde, begann die Liberalisierung des Gasmarktes bereits im Jahr 1992, als die Regierung von Litauen öffentlichen und privaten Unternehmen erlaubte, Erdgas zu handeln bzw. liefern zu können. Lietuvos Dujos AB war damals alleiniger Anbieter. Durch diese Öffnung konnten auch andere Unternehmen auf den Markt treten. Die Rolle verschiedener Erdgaslieferanten ist in Tab. 5.3 ersichtlich. Gegenwärtig hält Achema AB den größten Anteil an der Gasversorgung vor dem früheren Platzhirsch Lietuvos Dujos AB.

Im Jahr 2010 hat die Regierung von Litauen beschlossen, das 3. EU-Binnenmarktpaket umzusetzen und die eigentumsrechtliche Entflechtung für das vertikal integrierte Unternehmen Lietuvos Dujos zu realisieren. Das Unternehmen wurde privatisiert und von den beiden internationalen Giganten Gazprom und E.ON Ruhrgas (heute Uniper) übernommen, wobei 17 % der Aktien beim litauischen Staat verblieben. Die Entflechtung forderte die vollständige eigentumsrechtliche Trennung der Gasnetze vom Handel. Auch wenn dieses Vorgehen unter der Argumentation instabiler operativer Geschäfte von Lietuvos Dujos und den Aktionären von Gazprom und E.ON kritisiert wurde, ist diese Regelung auf Basis

Tab. 5.3 Erdgasimport [TWh]. (Quelle: [18])

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Lietuvos Dujos AB	54,4	23,6	9,4	13,3	14,6	12,6	10,8	9,4	8,1	8,2
Achema AB			6,5	7,5	6,6	12,0	13,5	10,1	11,7	10,2
Dujotekana UAB			1,5	4,8	5,0	4,7	4,4	3,5	1,5	0,3
Sonstige			6,7	3,3	2,8	2,3	2,1	2,2	2,7	5,3
Gesamt	54,4	23,6	24,0	28,8	29,0	31,6	30,9	25,2	24,0	24,0

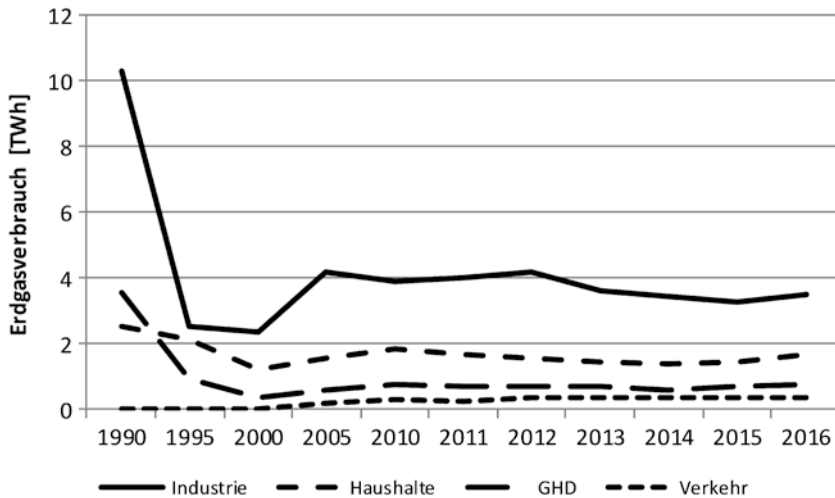


Abb. 5.7 Erdgasverbrauch. (Quelle: [5])

der EU-Richtlinie 2009/73/EG umgesetzt [19]. Die eigentumsrechtliche Entflechtung, der Bau des LNG-Terminals, der Bau der Pipeline Klaipeda-Jurbarkas und die Kapazitätserweiterung der Klaipeda-Kiemenai-Pipeline erhöhen die Liquidität im Gasmarkt.

Anfang der 1990er-Jahre hatte sich der Verbrauch von Erdgas in allen Zweigen der Volkswirtschaft aufgrund der gestiegenen Preise sowie der wirtschaftlichen Rezession deutlich verringert. Im Jahr 2000 betrug der Gesamtverbrauch nur ein Viertel im Vergleich zu 1990. Wie Abb. 5.7 zeigt, fiel das Ausmaß der Reduzierung des Gasverbrauchs im Dienstleistungssektor und in der Industrie besonders stark aus (Abb. 5.7).

Im Zeitraum 2000–2008 nahm der litauische Gasverbrauch im Durchschnitt um 5,6 % pro Jahr zu. Man beachte, dass die stärkste Zunahme im Dienstleistungsbereich, im Durchschnitt um 10,4 % jährlich, zu verzeichnen war. Der Verbrauch von Gas in der Landwirtschaft wuchs um 4,7 %, in der Industrie und den Haushalten im Durchschnitt um 4,3 % pro Jahr. Im Krisenjahr 2009 sank der Gasverbrauch gegenüber dem Vorjahr um 6,9 %. Die Verringerung in den Haushalten fiel relativ klein aus, da der Großteil des Gases hier für die Raumwärmebereitstellung genutzt wird und das betreffende Jahr ein kaltes war. Gegenwärtig ist die Industrie der größte Erdgasverbraucher mit einem Anteil von über 50 %.

Für die Entwicklung der Verbrauchsstruktur sind drei Komponenten wichtig:

- der Verbrauch im Energieumwandlungssektor,
- Gesamtverbrauch,
- nichtenergetischer Verbrauch

Der Gasverbrauch im Energieumwandlungssektor hat in den letzten Jahren durch die zunehmende Verwendung von Biomasse und andere erneuerbare Energien abgenommen. Der Anteil der nichtenergetischen Nutzung zum Beispiel für die Produktion von Dünger

Tab. 5.4 Erdgaspreise [ct/kWh]. (Quelle: [3])

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Industrie	1,00	2,48	2,71	3,47	3,40	3,19	2,16	2,07
Haushalte	1,50	2,90	3,35	3,93	4,65	4,32	3,26	3,19

schwankt von Jahr zu Jahr. Dies hat u. a. mit den Gaspreisen und den Exportmöglichkeiten für Dünger zu tun.

In den frühen 1990er-Jahren stiegen die Preise für Erdgas um mehr als das 10-Fache. Auch im Zeitraum 2005–2008 erhöhten sie sich deutlich. Änderungen der Gaspreise für industrielle und private Verbraucher sind in Tab. 5.4 aufgeführt. Die Preise für industrielle und private Verbraucher mittlerer Größe erhöhten sich im letzten Jahrzehnt um mehr als das Doppelte.

Im Jahr 2016 lagen die Gaspreise für industrielle Verbraucher knapp unter dem Durchschnitt der EU28 (2,12 ct/kWh). Die Preise für Privatverbraucher waren deutlich niedriger im Vergleich zur EU28 (4,80 ct/kWh).

5.4 Fernwärmeversorgung

Die Fernwärmeversorgung ist ein Hauptbestandteil des Energieversorgungssystems von Litauen, indem es den Verbrauchern Wärme für die Raumheizung, die Warmwasserbereitstellung und für thermische Prozesse in der Industrie bereitstellt. Gut ausgebaute Fernwärmeanlagen gibt es in allen größeren Städten. Fernwärme bietet sich insbesondere an für:

- die Nutzung regionaler und erneuerbarer Energiequellen,
- die Verwendung moderner Technologien,
- KWK-Anlagen,
- die Verwendung von Ersatzbrennstoffen, wie z. B. Siedlungsabfälle oder Torf.

Das Fernwärmesystem ist in Litauen gut entwickelt. 2016 gab es 43 Wärmeproduzenten mit >10 GWh/Jahr. Sie haben insgesamt 11,9 TWh Wärme erzeugt. Für die Wärmeproduktion wurde hauptsächlich Biomasse/Abfall (80,0 %) und Erdgas (17,4 %) genutzt [8]. 75 % aller Wohnhäuser und öffentlichen Gebäude werden in Litauen zentral beheizt. Einkommensschwache Haushalte erhalten vom Staat eine Subventionierung der Heizkosten.

Es ist notwendig, die Fernwärmesysteme auf den Stand der Technik zu bringen und das Tempo der Modernisierung zu erhöhen. Gründe hierfür sind beispielsweise:

- mehr als 80 % der Mehrfamilienhäuser bedürfen einer Modernisierung, inkl. Heizungsanlagen,
- die Mehrheit der Verbraucher verfügt nicht über die technischen Möglichkeiten für eine individuelle Wärmeverbrauchsanpassung,

- das Tempo der Sanierung von Fernwärmenetzen ist zu langsam,
- Vorteile der Wärmeversorgung von Quartieren werden nicht genutzt.

Da die größten Wärmeerzeugungsquellen in der Nähe von Hauptstraßen liegen, sind sie i. d. R. an das Erdgas- und das Stromnetz angeschlossen und haben die Möglichkeit, als KWK-Anlage betrieben zu werden. Der größte Teil der Fernwärmesysteme verfügt über ausreichende Reservekapazitäten und genügend geeignete Flächen für die Errichtung neuer Erzeugungskapazitäten, zum Beispiel unter Nutzung von Biomasse. Die Veränderungen der Fernwärmeproduktion sind im Wesentlichen durch drei Einflussgrößen geprägt:

- das Produktionsvolumen,
- die Quellen der Wärmeerzeugung,
- die Menge an Primärenergie.

Wie in Abb. 5.8 ersichtlich, verringerte sich die Fernwärmeproduktion von 28,1 TWh in 1990 auf 13,4 TWh im Jahr 2000 und auf 11,99 TWh im Jahr 2016. Der größte Teil der Fernwärme wird durch kommunale KWK-Anlagen und große Heizwerke erzeugt, auch wenn ihr Anteil von 82,3 % im Jahr 1990 auf 75,0 % im Jahr 2016 zurückgegangen ist. Der Beitrag von industriellen KWK-Anlagen verringerte sich von 12,5 % im Jahr 1990 auf 2,9 % im Jahr 2016. Umgekehrt ist der Anteil der Nutzung von Energie aus chemischen Prozessen und Geothermie von 3,5 % im Jahr 1990 auf 21,9 % im Jahr 2016 gestiegen. In den frühen 1990er-Jahren wurden mehr als 50 % der Fernwärme unter Verwendung von Ölprodukten, insbesondere Schweröl, erzeugt. Seit 1999 ist dieser Anteil zurückgegangen, auf 2,7 % im Jahr 2016. Erdgas ist für die Wärmeerzeugung in der

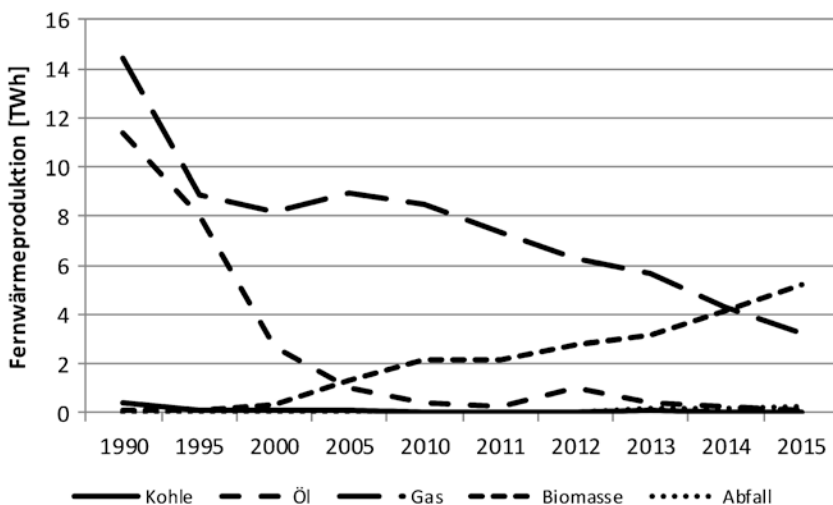


Abb. 5.8 Fernwärmeproduktion. (Quelle: [10])

Struktur der Primärenergieträger dominierend, mit dem höchsten Anteil von 60,2 % im Jahr 2005, sank jedoch auf 26,4 % im Jahr 2016. Der Trend zur Reduzierung dieser Dominanz mit schnellem Wachstum der Erzeugung von Fernwärme aus erneuerbaren Energien wie Biomasse zeigt sich in dem zunehmenden Anteil dieser von 2,8 % im Jahr 2000 auf 48,7 % im Jahr 2016. Während seines Bestehens wurde aus dem KKW Ignalina auch Wärme für die Fernwärmeversorgung der Stadt Visaginas genutzt. Der Anteil dieser Wärme am gesamten Fernwärmeverbrauch des Landes schwankte zwischen 2,0 % und 4,6 %. Der Beitrag von Kohle, Torf und andere Energieträgern in der Wärmeerzeugung ist gering. Abb. 5.8 verdeutlicht die grundsätzliche Entwicklung.

Aufgrund erheblicher struktureller Veränderungen im Industrie- und Dienstleistungsbereich hat sich der Verbrauch von Fernwärme im Zeitraum 1990–2000 stark verringert. Im Jahr 2000 betrug der Gesamtverbrauch das 2,5-Fache weniger im Vergleich zu 1990. Wie aus Daten in Abb. 5.9 zu erkennen ist, fiel die Reduzierung in den einzelnen Verbrauchssektoren unterschiedlich aus.

Mit Beginn der 1990er-Jahre kam der Fernwärmesektor in wirtschaftliche Schwierigkeiten, da neben der deutlichen Reduzierung des Wärmeverbrauchs, Konkurse und Abschaltungen von großen Industrieunternehmen sowie Zahlungsunfähigkeiten von privaten Haushalten und Dienstleistungsunternehmen zunahmen. Mithin kam es zu weiterem Investitionsstau bzgl. der dringend notwendigen Anlagenmodernisierung, inkl. Netze. Im Jahr 1997, nach der Umstrukturierung des Energieunternehmens LE, wurde die Aufgabe der Fernwärmeversorgung an die Kommunen übertragen. Es wurden Voraussetzungen geschaffen, private Kapitalgeber in der Fernwärmeversorgung aktiv werden zu lassen. Dies war insbesondere wichtig, um die Modernisierung von Erzeugungs- und Verteilungsanlagen sowie die Verbesserung der Betriebsführung und Kundenorientierung zu erreichen. Die Erfolge zeigen sich beispielhaft an der Reduzierung der Wärmeverteilungsverluste. Im

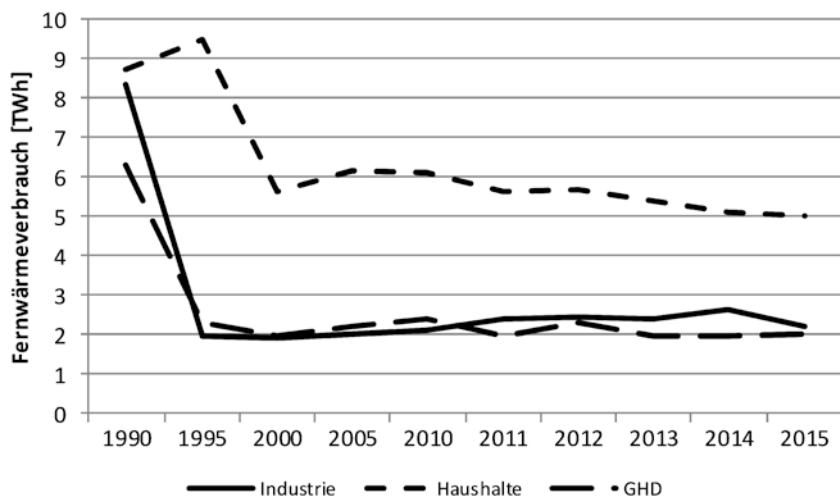


Abb. 5.9 Fernwärmeverbrauch. (Quelle: [10])

Jahr 1996 beliefen sich die spezifischen Verluste auf 29,8 % der gesamten ins Netz eingespeisten Wärme. Im Jahr 2016 betrugen sie lediglich noch 14,7 %.

Wie in den Energiestatistiken zu sehen ist, sind die größten Verbraucher von Fernwärme die Sektoren Haushalte, Industrie und GHD. Im Jahr 2016 betrugen ihre Anteile am Gesamtwärmeverbrauch 55,9 %, 22,5 % bzw. 20,8 %. Seit 2000 steigt der Fernwärmeverbrauch nur leicht um 0,2 % pro Jahr an. Dieser Anstieg ist durch die Industrie bedingt, da der Wärmebedarf der Haushalte nach wie vor rückläufig ist. Über 70 % der Wärmelieferung an Haushalte wird für die Raumheizung verwendet. Damit zeigt sich die Abhängigkeit des Verbrauchs von klimatischen Einflüssen und dem Grad der Gebäudesanierung.

Die Preise für Fernwärme stiegen in den frühen 1990er-Jahren, wie für viele andere Energieträger auch, insbesondere für die industriellen Verbraucher an. Die Endverbraucherpreise für Haushalte wurden stark subventioniert, um Fernwärme überhaupt noch bezahlbar zu halten. Ab 1996 kam es im Einklang mit der Energiepolitik, zumindest kostendeckend zu arbeiten, aber auch hier zu steigenden Preisen. Ab 2005 sind die Fernwärmepreise um mehr als das Doppelte gestiegen, was u. a. auf die Preisentwicklung von Erdgas, als wichtiger Primärenergieträger, zurückzuführen ist. Es ist zu betonen, dass die Wärmepreise zwischen den verschiedenen Versorgungsgebieten deutlich variieren. Im Jahr 2013 beispielsweise war der Höchstpreis für Fernwärme um 27,6 % größer und der Mindestpreis um 43,3 % kleiner als der Durchschnitt. Dies ist u. a. auf die unterschiedliche Abnehmer-, Erzeuger- und Verteilstruktur zurückzuführen. Im Jahr 2016 lagen die durchschnittlichen Wärmepreise in Kaunas bei 5,6 ct/kWh für die Industrie und 5,4 ct/kWh für private Haushalte [20].

5.5 Energieeffizienz

Eines der Vermächnisse der zentralen Planung vor 1990 war die ineffiziente Nutzung von Energieressourcen. Die hohe Energieintensität in Litauen in den frühen 1990er-Jahren wurde u. a. von folgenden Faktoren verursacht [21]:

- sehr niedrige und stabile Energiepreise über einen längeren Zeitraum,
- alte und ineffiziente Anlagen und Technologien aus der sowjetischen Vergangenheit,
- unzureichende thermische Hüllen von Gebäuden,
- große Anzahl alter Fahrzeuge,
- kaum Anreize für Energieeffizienz,
- unzureichende Kontrolle des Energieverbrauchs.

Mithin war und ist die Steigerung der Energieeffizienz seit 1990 eines der wichtigsten strategischen Ziele in Litauen. Die Erschließung vorhandener Einsparpotenziale wurde in der nationalen Energiestrategie und zahlreichen Dokumenten der Energiepolitik manifestiert. Unter Berücksichtigung sehr begrenzter finanzieller Mittel, insbesondere zu Beginn der Transformationsphase, konnten nur wenige Maßnahmen umgesetzt werden.

Vielversprechende Erwartungen, den Primärenergieverbrauch zu reduzieren, wurden durch erhebliche strukturelle Veränderungen in der Energiewirtschaft, der Insolvenz von energieintensiven Industrieunternehmen und großen landwirtschaftlichen Betrieben, etc. begleitet. Im Zeitraum 1990–2000 war ein schneller Anstieg der Primärenergiepreise zu beobachten, der zusammen mit den deutlichen strukturellen Veränderungen eine Reduzierung des Primärenergieverbrauchs, aber auch eine Steigerung der Energieeffizienz zur Folge hatte. Seit Beginn der Transformation ist die Energieintensität, gemessen am Primärenergieverbrauch pro 1000 EUR BIP im Durchschnitt um 4,8 % pro Jahr gefallen. Auch nach 2000 nahm die Primärenergieintensität ab, wenn auch mit geringerer Geschwindigkeit. Im Zeitraum 1990–2000 sank ebenso der Primärenergieverbrauch pro Kopf, im Durchschnitt 7,2 % pro Jahr. Seit 2000 hat sich dieser Indikator wieder vergrößert, was unter anderem auf die abnehmende Bevölkerung zurückzuführen ist. 2016 lag die spezifische Primärenergieintensität bei rund 9 GJ pro 1000 EUR BIP bzw. rund 107 GJ pro Kopf [18].

Indikatoren für die Primärenergieintensität werden verwendet, um die Gesamtenergieeffizienz einzelner Ländern zu betrachten, da im Primärenergieverbrauch alle energetischen Bedürfnisse einer Nation abgebildet sind: der Endenergieverbrauch, die Übertragungs- und Verteilungsverluste, Verluste des Energieumwandlung, etc. Um detaillierte Informationen in Bezug auf Energieeffizienz zu erhalten, sind weitere Indikatoren wie beispielsweise die Endenergieintensität interessant [21, 22]. Wie aus offiziellen Daten entnommen werden kann, ist der Endenergieverbrauch gemessen pro BIP-Einheit fortlaufend gesunken, mit durchschnittlich 6,1 % pro Jahr besonders stark im Zeitraum 1990–2000. Im gleichen Zeitraum sank der Indikator für den Endenergieverbrauch pro Kopf um das 2,4-Fache. Anschließend nahm dieser Indikator wieder mäßig zu. 2016 lag der spezifische Endenergieverbrauch bei 6,2 GJ pro 1000 EUR BIP bzw. 74,4 GJ pro Kopf [18].

Vergleicht man die Energieproduktivität Litauens mit anderen EU-Staaten, wird das Verbesserungspotenzial deutlich. 2016 betrug sie in etwa nur die Hälfte der Energieproduktivität von Deutschland (0,77 EUR/kWh) gemessen als Verhältnis des Bruttoinlandsprodukts und dem Bruttoinlandsenergieverbrauch (Abb. 5.10).

Unabhängig von der Zielerreichung ist festzustellen, dass die Produktivität tendenziell steigt.

Zu Beginn der Transformationsphase nach 1990 war der Rückgang des Stromverbrauchs langsamer als die Verringerung des BIP. Im Zeitraum 1990–1995 fiel das BIP im Durchschnitt 10,3 % pro Jahr, der Stromverbrauch hingegen nur um rund 9,1 %. Mithin stieg die Stromintensität gemessen am BIP. Seit 1996 verringert sich die Stromintensität hingegen fortlaufend. Wie man aus den Daten herauslesen kann, war der Pro-Kopf-Verbrauch an Strom im Zeitraum 1990–2000 im Durchschnitt um 4,6 % pro Jahr rückläufig. Seit 2000 wuchs der Stromverbrauch wieder und das schneller als der Verbrauch aller anderen Energieformen. Dennoch ist der Pro-Kopf-Verbrauch an Strom in Litauen deutlich geringer als in anderen entwickelten Ländern. Im Jahr 2016 lag der durchschnittliche Pro-Kopf-Stromverbrauch der EU-28 -Ländern um 48,3 % höher als in Litauen [3] (Abb. 5.11).

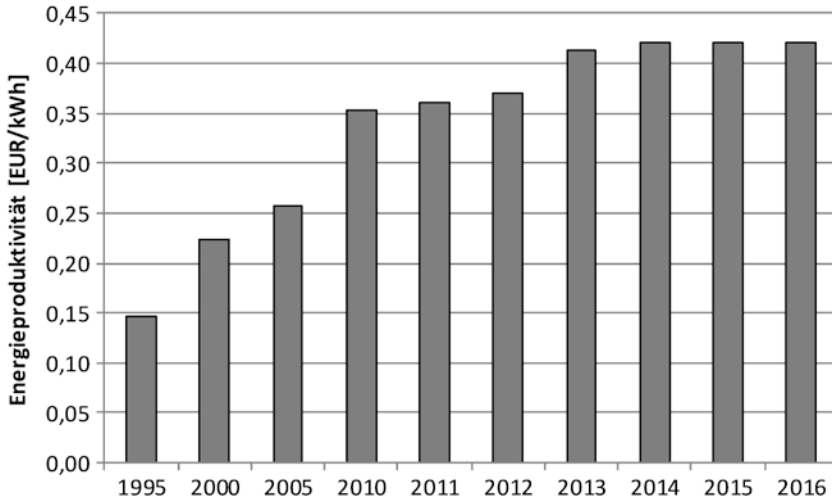


Abb. 5.10 Energieproduktivität. (Quelle: [5])

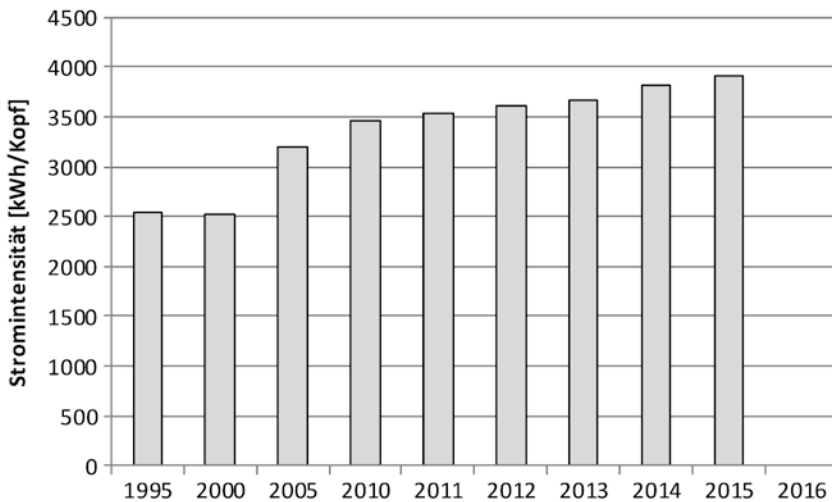


Abb. 5.11 Stromintensität. (Quelle: [10])

Die Erholung der Wirtschaft seit 1995 war ein wichtiger Impuls für die Verbesserung der Energieeffizienz in allen Sektoren. Der Rückgang der Primärenergieintensität wurde von Schwankungen im Stromexport begleitet. Die Schließung des KKW Ignalina führte zu einer deutlichen Reduktion der Primärenergieintensität im Jahr 2010.

Im Zeitraum 1995–2005 war die Endenergieintensität ebenso stark rückläufig, im Durchschnitt um 5,8 % pro Jahr. Im Jahr 2016 war dieser Indikator 1,4-mal kleiner verglichen mit dem Niveau im Jahr 2000 und um das 2,6-Fache im Vergleich zu 1990. Auch die Stromintensität nahm im Zeitraum 1995–2005 ab, im Durchschnitt 4,5 % pro Jahr.

Im Jahr 2016 war dieser Indikator 1,4-mal kleiner, verglichen mit 2000, und 1,8-mal kleiner im Vergleich zu 1990.

Die Effizienz der Stromproduktion wird als das Verhältnis des von allen Kraftwerken erzeugten Stromes zur eingesetzten Primärenergiemenge gemessen. Über zwei Jahrzehnte hat das Kraftwerk Ignalina mit einem Wirkungsgrad von rund 33 % die Stromproduktion dominiert. Mithin war die Effizienz der Kraftwerke insgesamt kleiner als 40 %. Nach Abschaltung dieses Kraftwerkes ist die Effizienz der Stromgestehung stark gestiegen. Der Anstieg im Zeitverlauf ist auch auf die zunehmende Nutzung von erneuerbaren Energien zurückzuführen, da hier Wirkungsgrade bis zu 100 % angenommen werden.

Die Netzverluste betrugen im Jahr 2016 im Elektrizitätssystem rund 7 %. In der Fernwärmeversorgung rund 15 %. Die spezifischen Verluste von Strom drücken das Verhältnis der tatsächlichen Verluste im Übertragungs- und Verteilungsnetz zum gesamten Stromvolumen, d. h. Endverbrauch zzgl. Netzverluste aus. Das gleiche Prinzip wird auf Fernwärme angewendet. Für Erdgas lagen keine aussagekräftigen Daten vor. Zu Beginn der Transformation in den 1990er-Jahren waren die Netzverluste deutlich höher. Beim Strom über 15 % und im Fernwärmenetz über 25 %. Auch wenn damit gute Fortschritte erzielt wurden, gibt es weiteres Verbesserungspotenzial.

Laut der EU-Energieeffizienzrichtlinie ist Litauen verpflichtet, bis 2020 um die 3336 TWh an Endenergie einzusparen. Das bedeutet 556 TWh jährlich ab 2015.

5.6 Perspektiven

Die Zukunft des litauischen Energiesektors fokussiert auf eine nachhaltige Entwicklung als Teil einer funktionierenden Wirtschaft. Die leitungsgebundene Energieversorgung muss alle Akteure einer Volkswirtschaft zuverlässig mit Strom, Gas und Fernwärme zu wettbewerbsfähigen Preisen auf eine umweltschonende Art und Weise versorgen. Dies beinhaltet Funktionen für Flexibilität und eine schnelle Reaktion auf Veränderungen lokaler und überregionaler Bedingungen. Dabei sind Synergien internationaler Märkte effektiv zu nutzen und das nationale Energiesystem auf den EU-Binnenmarkt, die Situation in Kontinentaleuropa und die Zusammenarbeit mit den skandinavischen Ländern anzupassen. Verfügbare, erneuerbare Energiequellen sind als wettbewerbsfähige Energieerzeugungsquellen zu nutzen und über eine moderne Infrastruktur zu den Verbrauchern zu transportieren. Darüber hinaus sind die Vorteile von Partnerschaften öffentlicher und privater Kapitalgeber zu beachten.

Die Entwicklung des Energiesektors ist nach Prinzipien der Flexibilität und Rationalität sowie der koordinierten Entwicklung nach Kriterien der Nachhaltigkeit voranzubringen. Die Nutzung moderner Technologien ist für die Verbesserung der Energieeffizienz und die Diversifizierung der Primärenergiequellen notwendige Voraussetzung, um schlussendlich gesellschaftliche und wirtschaftliche Verbesserungen erzielen zu können.

Literatur

1. Valentukevicius V, Miskinis V (2001) Energy conservation policy in Lithuania: experiences and problems. *Int J Global Energy* 16(1/2/3):82–100
2. European Bank for Reconstruction and Development (2001) Transition Report 2001. Energy in Transition. www.ebrundcom/downloads/research/transition/TR01.pdf
3. Gross inland energy consumption by fuel type (2015) <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/download.do?tab=table&plugin=1&language=en&pcode=tsdcc320>
4. National Energy Strategy (1993) IC Consult, ERM Energy, COWiconsult, Lithuanian Energy Institute with the assistance of the EU PHARE Programme. Final Report, December 1993
5. Eurostat. <http://ec.europa.eu/eurostat>
6. National Energy Strategy (2002) Lithuanian Energy Institute. Vilnius, 2003
7. Miskinis V, Slihta G, Rudi Y (2006a) Bio-energy in the Baltic states: current policy and future development. *Energy Policy* 34(18):3953–3964. ISSN 0301-4215
8. Deutsch-Baltische Handelskammer, Factsheet Litauen (2017) www.ahk-balt.org
9. GHG emission profiles for Annex I Parties and major groups (2015) http://unfccc.int/ghg_data/ghg_data_unfccc/ghg_profiles/items/4625.php
10. International Energy Agency. <https://www.iea.org/countries/Lithuania/>
11. Miskinis V, Galinis A, Konstantinaviute I (2009) Current and future options for nuclear power use in Lithuania. In: International perspectives on energy policy and the role of nuclear power. Multi-Science Publishing, Essex (UK), S 301–319, ISBN 978-1-907132-11-7
12. Galinis A, Miskinis V (1996) The energy sector in Lithuania ten years after the Chernobyl disaster and its future development. 10 years after the Chernobyl disaster. Strom in Eastern Europe. Berlin, S 70–84
13. International Atomic Energy Agency (IAEA) (2007) Analyses of energy supply options and security of energy supply in the Baltic states. IAEA-TECDOC-1541, Vienna, February 2007
14. National Energy Strategy (2007) Lithuanian Energy Institute. Vilnius, 2008
15. Baltic Energy Market Interconnection Plan (2009) https://ec.europa.eu/.../2009_11_25_hlg_report_170609.pdf
16. Amber Grid. www.ambergrid.lt
17. Free Capacity at the Terminal (2015) <http://www.sgd.lt/index.php?id=723&L=1>
18. Statistics Lithuania, Energy balances and annual energy indicators. <http://osp.stat.gov.lt>
19. Lithuania (2014) Implementation of the EU's Third Energy Package. <http://en.delfi.lt/lithuania/energy/lithuania-successfully-coped-with-eus-third-energy-package-experts-say.d?id=66276904#ixzz3ZMG895w9>
20. Review of economic activities of district heat companies (2014) Annual issue of the Lithuanian District Heating Association
21. Miskinis V, Vilemas J, Konstantinaviute I (2006b) Analysis of energy consumption and energy intensity indicators in Central and Eastern European Countries. *Energy Stud Rev* 14(2):171–188. ISSN 0843-4379
22. Juknys R, Dagiliute R, Miskinis V (2008) From transition to sustainability: a comparative study. *Environ Res Eng Manage* 1(43):61–68. ISSN 1392-1649

Gunta Šlihta und Kaspars Šlihta

6.1 Rahmenbedingungen

Lettland befindet sich im Zentrum des Baltikums an der Ostsee. Das Land grenzt es im Süden an Litauen, im Südosten an Weißrussland, im Osten an Russland, und im Norden an Estland. Es hat eine Fläche von rund 64,5 Tkm², auf der knapp 2 Mio. Menschen leben. Die Hälfte der Landesfläche ist bewaldet. Die größte Stadt ist die Hauptstadt Riga, in der mehr als ein Drittel der Bevölkerung leben. Lettland ist seit 2004 Mitglied der EU und seit 2014 auch Teil der Eurozone. Die am häufigsten verwendeten Energieträger sind Öl und Gas, die vollständig importiert werden müssen. Die wichtigsten einheimischen Energieträger sind die Biomasse (insbesondere Holz) und die Wasserkraft [34].

Mit der Wiedererlangung der staatlichen Unabhängigkeit im Jahr 1991 wurden zahlreiche Reformen in der Volkswirtschaft und mithin auch im Energiebereich durchgeführt. In den frühen 1990er-Jahren wurden Grundprinzipien der Marktwirtschaft umgesetzt, die in den ersten Jahren der Übergangsperiode auch von raschen Veränderungen der Wirtschaftsstruktur begleitet wurden [2, 3]. Während der ersten drei Transformationsjahre verringerte sich das Gesamtproduktionsvolumen Lettlands jährlich um etwa ein Fünftel im Vergleich zum Vorjahr. Zwei Ursachen waren der Verlust von traditionellen Märkten im Osten und ein deutlicher Rückgang der Inlandsnachfrage. 1994 stabilisierte sich die wirtschaftliche Lage. Das Gesamtproduktionsvolumen sank nicht mehr, aber der Strukturwandel der Volkswirtschaft setzte sich durch den Ausbau des Dienstleistungssektors fort.

G. Šlihta (✉)

Nationale Agentur für Bildungsentwicklung, Riga, Lettland

E-Mail: gunta2007@gmail.com

K. Šlihta

International School of Economics and Business Administration, Riga, Lettland

E-Mail: kaspars.schlichta@gmail.com

Die Beschäftigung war rückläufig, die Arbeitslosigkeit stieg und erreichte 1996 über 20 %. In den folgenden Jahren konnte dieser Trend umgekehrt werden. Im Jahr 2007 erreichte die Arbeitslosigkeit 6,1 % – den niedrigsten Stand seit 1991 [4].

Der umfangreiche Zufluss von ausländischem Kapital in den Jahren von 2005 bis 2007 förderte auch den privaten Konsum. Die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate des Bruttoinlandsproduktes lag über 10 % [4]. Aufgrund der globalen Finanz- und Wirtschaftskrise 2008/2009 sank das Bruttoinlandsprodukt Lettlands um ein Viertel, die Auslandsverschuldung verdoppelte sich und die Zahl der Beschäftigten verringerte sich um 16 % [5, 6].

Seit 2010 hat wieder ein moderates Wirtschaftswachstum eingesetzt, in den Jahren 2011 bis 2013 durchschnittlich um 4,7 % pro Jahr. Im Jahr 2014 stieg das Bruttoinlandsprodukt um 2,4 %. Tab. 6.1 zeigt die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts zu den jeweiligen Preisen in Lettland ab 1990.

Im Zeitraum 1990 bis 2016 litt Lettland unter einem Bevölkerungsrückgang von rund 25 %. Im Jahr 1990 hatte Lettland 2.668.140 Einwohner, zu Beginn des Jahres 2018 nur mehr 1.934.379 [4]. 2014 teilte das Nationale Statistikamt mit, dass die Anzahl der Einwohner in Lettland zum ersten Mal seit dem Zweiten Weltkrieg unter 2 Mio. gesunken ist. Verantwortlich dafür waren eine sinkende Geburtenrate, die die Sterbefälle nicht ausgleichen konnte, und die Auswanderung [4].

In Lettland ist die Energiegewinnung von fossilen Brennstoffen wie Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Erdöl wirtschaftlich nicht möglich, sodass für die heimische Energiegewinnung die erneuerbaren Energiequellen und Torf verwendet werden. Steinkohle, Erdgas und Erdöl werden importiert. Seit 1990 hat sich die heimische Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen mehr als verdoppelt (Abb. 6.1). Hier spielt die Energiegewinnung aus Biomasse eine große Rolle. Es zeigt sich zudem, dass der Torf immer weniger für die Energieerzeugung genutzt wird. Auch der Anteil der Steinkohle an der Energieerzeugung verringert sich.

Der Primär- und Endenergieverbrauch ist in den letzten 25 Jahren deutlich gesunken. Durch eine wirksame Nutzung der heimischen Waldressourcen hat sich der Anteil von Biomasse am Primärenergieverbrauch fast verdoppelt, auf 28 %. 2013 betrug der Anteil von erneuerbaren Energien 36 % am gesamten Primärenergieverbrauch. Den Daten zufolge ging der Endenergieverbrauch von Heizöl und Steinkohle zwischen 1990 und 2015 zurück, weil sich andere Energieträger als umweltfreundlicher und kostengünstiger erwiesen. Obwohl der Endenergieverbrauch 2014 nur 61 % des Wertes von 1990 ausmacht und der Endenergieverbrauch in allen Verbrauchsgruppen einen Abwärtstrend zeigt, ist der Verbrauch im Verkehrsbereich am wenigsten gesunken (Abb. 6.2). Dabei muss man in Betracht ziehen, dass sich der Endenergieverbrauch des Straßenverkehrs auf ca. 80 % des Endenergieverbrauchs vom Verkehrsbereich beläuft und der Rest auf Schienen- und Luftverkehr entfällt.

Tab. 6.1 Bevölkerung und wirtschaftliche Entwicklung. (Quelle: [7])

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Bevölkerung [Mio.]	2,7	2,5	2,4	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
BIP nominal [Mrd. EUR]	–	4,1	8,6	13,7	17,8	20,2	22,1	22,9	23,7	24,4	24,9

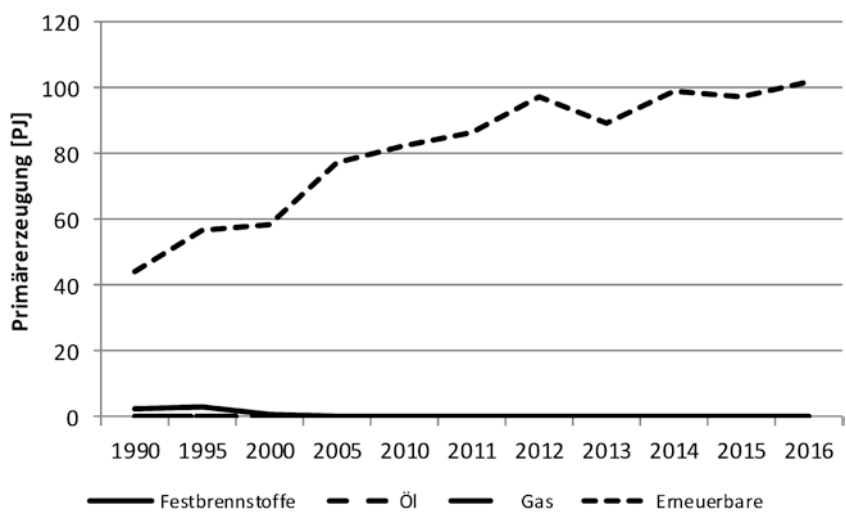


Abb. 6.1 Heimische Energiegewinnung. (Quelle: [2] sowie [4])

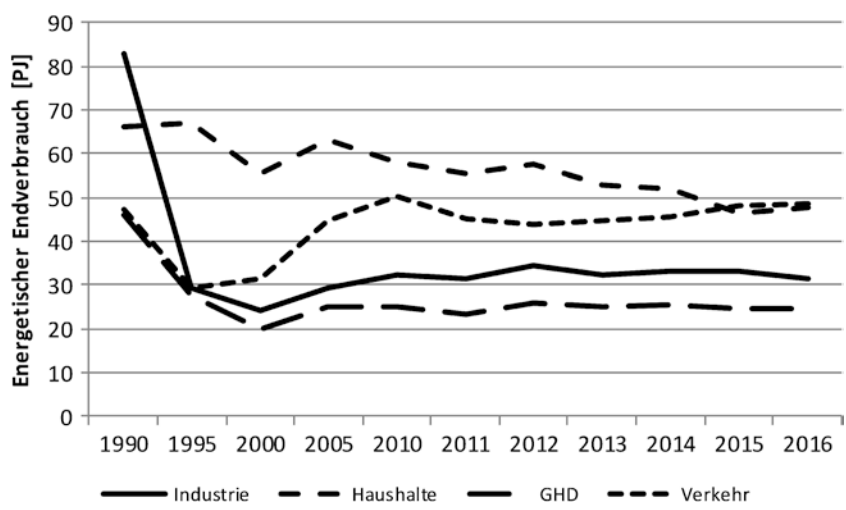


Abb. 6.2 Endenergieverbrauch. (Quelle: [2])

Nach dem Zerfall der Sowjetunion halbierten sich die Treibhausgasemissionen bis 1995. Seitdem unterliegt der Umfang der Treibhausgasemissionen in Lettland relativ kleinen Schwankungen. Die Emissionen aus der Kategorie Abfall und der sonstigen Emissionsquellen steigt seit 2000, wohingegen die Werte aller anderen Quellkategorien niedriger werden. Nachfolgend ist nur die Entwicklung der CO₂-Emissionen abgebildet (Abb. 6.3).

Die Steigerung der Energieversorgungssicherheit und die Integration in die nord- und westeuropäischen Versorgungsnetze waren und sind wesentliche Aufgaben. Die Verringerung

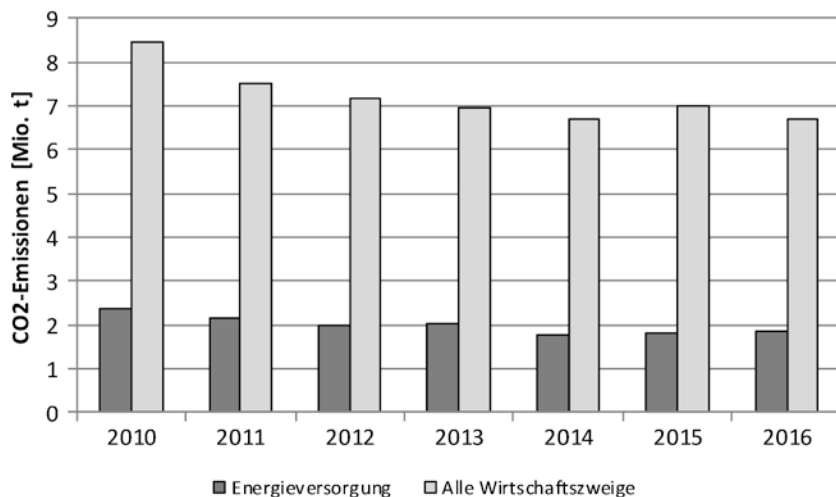


Abb. 6.3 CO₂-Emissionen. (Quelle: [2])

der Importabhängigkeit von Primärenergieträgern ist eines der wichtigsten Anliegen [8]. 1991 war die Abhängigkeit von Energieeinfuhren mit fast 90 % hoch [9]. Der Rückgang der lokalen Nachfrage nach importierten Energiere Ressourcen, die zunehmende Verwendung von erneuerbaren Energien, insbesondere Holz, aber auch die kontinuierliche Erhöhung der Energieeffizienz reduzierte diesen Wert auf 65–70 %. Dennoch hat Lettland nach wie vor eine der höchsten Abhängigkeitsquoten in der EU. Nahezu das gesamte in Lettland gebrauchte Erdöl und Erdgas sowie deren Produkte wird aus Russland importiert. Im Bereich der Stromwirtschaft ist die Situation besser, da der Anteil des importierten Stroms reduziert worden ist. Er lag 2013 bei 18 %. 2005 betrug dieser Anteil noch 30,5 % [6].

Seit 1990 sind die nationalen Maßnahmen bzgl. erneuerbarer Energien als widersprüchlich, unausgewogen und abhängig von der Veränderlichkeit der politischen Interessen und Meinungen zu bewerten [9]. Ein wichtiger Schritt zur Verbesserung der mittelfristigen Planung wurde durch die Vorschrift des Ministerkabinetts Nr. 129 (Energiewirtschaftliche Strategie der Republik Lettlands 2016–2020) sichtbar [10]. Das Strategiedokument definiert die energiepolitischen Grundprinzipien, Ziele und Aktionsbereiche der Regierung Lettlands bis 2020. Die wichtigsten Prinzipien sind:

- Erhöhung der Energieversorgungssicherheit mithilfe von Maßnahmen zur Reduzierung geopolitischer Risiken, Diversifizierung der Lieferquellen und Versorgungswege von Energiequellen, Investitionen in grenzüberschreitende Verbindungsleitungen, Einsetzung von intelligenten Energienetzwerken, Lagerung von Energiereserven und Verbesserung der Rechtsetzung,
- Förderung einer nachhaltigen Energiewirtschaft mittels Maßnahmen wie Erhöhung der Energieeffizienz, Entwicklung von intelligenten Technologien, Einsetzung von hocheffizienten und erneuerbaren Energietechnologien.

Die Energiestrategie Lettlands orientiert sich stark an den europäischen Vorgaben zum vermehrten Einsatz von erneuerbaren Energien und zur Steigerung der Energieeffizienz. In der Energiestrategie werden mehrere Ziele gesetzt. Einige der wichtigsten bezüglich der Struktur des Primärenergieverbrauchs sind, die Selbstversorgung auf 36–37 % zu erhöhen den Primärenergieverbrauch um 1 % jährlich zu senken und eine reduzierte Energieintensität zu erreichen (auf 0,28 t RÖE/1 000 EUR BIP bis 2020). Der durchschnittliche Verbrauch an Wärmeenergie in Gebäuden ist von 202 kWh/m² (2009) jährlich auf 150 kWh/m² bis 2020 zu senken.

Das vom Wirtschaftsministerium ausgearbeitete Planungsdokument „Langfristige Energiestrategie 2030 für Lettland“ ist bisher das einzige langfristige, amtliche Dokument [7]. Die Sicherung der energetischen Unabhängigkeit durch Steigerung der Selbstversorgung und Integration in die EU-Energienetze ist nach wie vor das Hauptziel. Eine wettbewerbsfähige Wirtschaft ist dabei zu gewährleisten. In der Energiestrategie 2030 werden vier Leistungsindikatoren formuliert.

- Erhöhung des Anteils der verarbeitenden Industrie am BIP auf 20 % bis 2020,
- Erhöhung des Anteils der erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch auf 50 % bis 2030,
- Verringerung der Energieimporte aus bestehenden Energielieferländern um 50 % bis 2030,
- Verringerung des Verbrauchs an Wärmeenergie in Gebäuden um 50 % gegenüber 2013 bis 2030.

6.2 Elektrizitätsversorgung

Elektrische Energie wird in Lettland vorwiegend durch Wasserkraftwerke und KWK-Anlagen erzeugt. Die drei wichtigsten Wasserkraftwerke liegen am Fluss Düna. 2018 hatten die Turbinen des Stockmannshof-Wasserkraftwerkes eine installierte Leistung von 894 MW, die des Wasserkraftwerkes Riga 402 MW und die des Wasserkraftwerkes Kegum 240 MW [11]. 2014 stammte mehr als die Hälfte der in Lettland erzeugten elektrischen Energie aus den Wasserkraftwerken an der Düna [4]. Die Elektroenergieerzeugung durch Wasserkraftwerke hängt von der Wasserverfügbarkeit ab, beispielsweise von der Schneeschmelze im März und April oder Niederschlägen im November [4].

Nahezu die Hälfte der in Lettland erzeugten elektrischen Energie stammt aus KWK-Anlagen. Die zwei größten Heizkraftwerke befinden sich in Riga. Das Heizkraftwerk Riga TEC-1 hat eine maximale elektrische Leistung von 144 MW und eine thermische Leistung von 493 MW. Nach umfassenden Modernisierungsarbeiten am Heizkraftwerk Riga TEC-2 beträgt die maximale elektrische Leistung dieses Heizkraftwerkes 832 MW und die thermische Leistung 1124 MW. In Lettland dauert die Heizperiode üblicherweise von Oktober bis April. Während der Heizperiode sorgen die Heizkraftwerke Riga TEC-1 und Riga TEC-2 für eine effiziente Strom- und Wärmeproduktion. Mit einigen Ausnahmefällen findet die

Erzeugung von Strom in diesen wärmegeführten KWK-Anlagen in den verbleibenden Monaten des Jahres (aufgrund des geringen Wärmebedarfes) nicht statt. Ein Ausnahmefall trat Mitte 2013 ein, als der Betrieb von KWK-Anlagen aufgrund der hohen Preise an der Strombörse wirtschaftlich sinnvoll war. Die Erzeugung der elektrischen Energie durch KWK-Anlagen und die Wärmekosten sind direkt vom Erdgaspreis abhängig.

Die Staatsaktiengesellschaft Latvenergo ist Besitzer der oben beschriebenen Wasserkraft- und Heizkraftwerke. Der größte Teil des in Lettland produzierten Stromes wird in den Anlagen der Latvenergo erzeugt. Im Jahr 2013 waren es 64,2 %. 17,9 % wurde von anderen Unternehmen produziert und 17,9 % importiert [6]. Bei der Suche nach preisgünstigen Alternativen zur Erzeugung von Strom haben sich viele Unternehmen dazu entschlossen, erneuerbare Energien zu nutzen. Zwischen 2010 und 2014 versiebenfachte sich die installierte Leistung der Biomassekraftwerke und die installierte Leistung der Windkraftwerke wurde verdoppelt. Konkret lag die Erzeugungskapazität im Bereich der erneuerbarer Energien 2016 bei rund 1,8 GW (über 1 500 MW WKW, 70 MW WKA) und im Bereich Erdgas bei rund 1,2 GW. Insbesondere der Nordwesten des Landes bietet hervorragende Bedingungen für den Einsatz von WKA. Allerdings stößt beim Ausbau der Windkraft das lettische Stromnetz an seine Grenzen. Ein Ausbau findet unter anderem im Rahmen des Kurzeme-Ring-Projektes statt [12]. Das Potenzial für Solarenergie ist in Lettland relativ gering. Auch die Nutzung geothermischer Quellen spielt bis dato kaum eine Rolle, auch wenn hier das theoretische Nutzungspotenzial relativ groß ist [1] (Abb. 6.4).

Seit rund 15 Jahren werden in der Stromproduktion gezielt KWK-Anlagen eingesetzt. Das größte Biomassekraftwerk Lettlands befindet sich in der Stadt Mitau. Die Errichtung des Kraftwerkes und der dazugehörigen Infrastruktureinrichtungen kostete dem finnischen Energieversorgungsunternehmen Fortum 70 Mio. EUR. Das Heizkraftwerk wurde 2013 in Betrieb genommen und hat eine elektrische Leistung von 23 MW

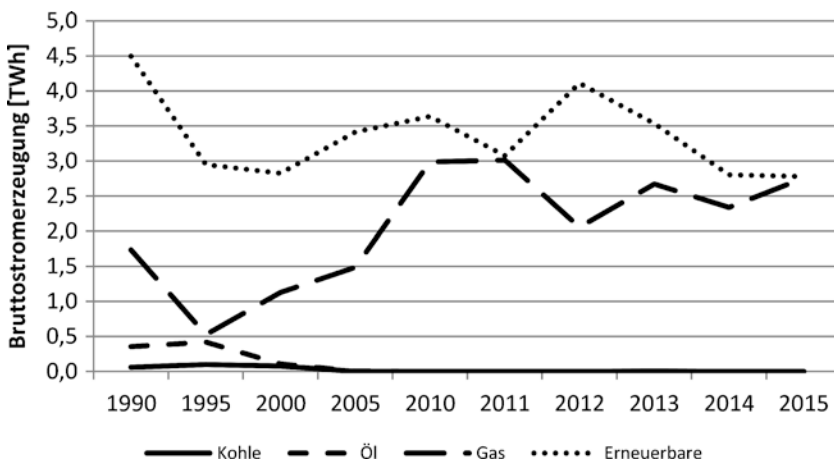


Abb. 6.4 Bruttostromerzeugung. (Quelle: [13])

sowie eine thermische Leistung von 45 MW [14]. Alle anderen Biomassekraftwerke haben eine wesentlich kleinere elektrische Leistung. So hat das zweitgrößte Biomassekraftwerk in Launkalne eine elektrische Leistung von 6,5 MW und eine Wärmeleistung von 15 MW [15].

Die Errichtung von neuen, kleinen Wasserkraftwerken und der Ausbau der existierenden kleinen Wasserkraftwerke wurden seit 2002 durch die Einführung rechtlicher Beschränkungen gehemmt [16]. Seit 2014 wurde eine unverhältnismäßig hohe Umweltsteuer auf Wasserkraftwerke mit einer Leistung bis 2 MW erhoben [17]. Technisch gesehen besteht ein großes Potenzial für weiteres Wachstum zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft. Es wird geschätzt, dass derzeit erst 65 % des Gesamtpotenzials genutzt werden [34]. Leider ist ein Ausbau aus politischen Gründen, die nur teilweise auf berechtigte umweltspezifische Bedenken zurückzuführen sind, kaum zu erwarten.

Die Sektoren Industrie und GHD verbrauchen, wie Abb. 6.5 zeigt, zusammen zwischen 75 % (1990) und 70 % (2012) des gesamten Stromes. Dabei ist der Anteil des von der Industrie verbrauchten Stroms von 39 % in 1990 auf 27 % in 2013 gesunken, wobei der Anteil der Verbrauchsgruppe GHD im gleichen Zeitraum von 23 % auf 41 % gestiegen ist. Der Bruttostromverbrauch der Haushalte hat sich seit 1990 deutlich erhöht. Im Verkehrssektor ist der Stromverbrauch in den letzten 25 Jahren durch die Modernisierung von Straßenbahnen und O-Bussen zurückgegangen. Der Bevölkerungsrückgang und die damit verbundene sinkende Nachfrage nach Verkehrsdienstleistungen bedeuten auch einen geringeren Bestand an Verkehrsmitteln.

Anfang 2018 betrug die Gesamtlänge der Hochspannungsleitungen 5240 km, darunter 1346 km 330 kV-Leitungen und 3894 km 110 kV-Leitungen [12]. Der verantwortliche Übertragungsnetzbetreiber ist das Unternehmen AST. Betreiber des Verteilnetzes ist die Firma ST, die eine Tochtergesellschaft des größten EVU Latvenergo ist. Es versorgt über

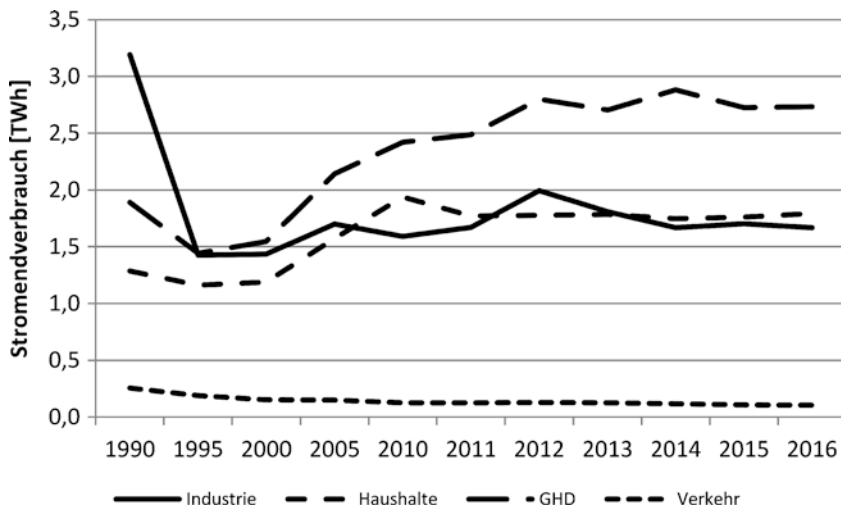


Abb. 6.5 Stromendverbrauch. (Quelle: [2])

eine Million Anschlussobjekte auf der Mittel- und Niederspannungsebene. Neben ST gibt es noch zehn weitere kleine Verteilnetzbetreiber in Lettland.

Offiziell begann die Liberalisierung des Strommarktes im Land 2007. Dennoch ist der Wettbewerb auf dem lettischen Strommarkt bis heute als gering einzuschätzen, auch wenn 2018 rund 30 Unternehmen im Energiehandel aktiv sind [12]. Das dominierende Unternehmen mit über 90 % Marktanteil ist das staatliche Unternehmen Latvenergo, das auch über 70 % der Stromerzeugungskapazitäten besitzt [18].

Die Strombörse Nord Pool Spot startete im Juni 2013 in Lettland ein neues Angebotsgebiet im Rahmen der Preiszone Elspot. Damit wurde die einmal pro Tag stattfindende Auktion zur Ermittlung des Preises für die Lieferung von elektrischer Energie innerhalb der nächsten 24 Stunden des folgenden Tages möglich. Im Dezember 2013 wurde der kurzfristige Ausgleichsmarkt Elbas in Lettland geöffnet [6]. Die Tatsache, dass eine Strombörse vorhanden ist, trägt zur besseren Liquidität der Energielieferanten und zu konkurrenzfähigen Strompreisen für Verbraucher bei. 2018 ist der lettische Strommarkt an die Energiemärkte des übrigen Europas mit vier Leitungsverbindungen angebunden. Zwei liegen zwischen Estland und Finnland. Estlink 1 wurde 2007 in Betrieb genommen und hat eine Übertragungskapazität von 350 MW. Estlink 2 wurde 2014 fertiggestellt und hat eine Übertragungskapazität von 650 MW [6]. Darüber hinaus gibt es zwei Leitungsverbindungen mit Estland mit einer Kapazität von maximal 1200 MW in Richtung Estland und 1000 MW aus Richtung Estland. Seit 2010 ist die Übertragungskapazität beider Leitungsverbindungen aus technischen Gründen um ein Viertel reduziert [19]. Bis Ende 2020 soll eine dritte Verbindung mit einer Kapazität von 500 MW in Richtung Estland und 600 MW aus Richtung Estland folgen [20]. Vier 330 kV- und drei 110 kV-Verbindungen zwischen Lettland und Litauen sorgen für eine ausreichende Übertragungskapazität in diese Richtung. Seit 2015 gibt es die HGÜ-Seekabelverbindung NordBalt zwischen Litauen und Schweden mit einer Übertragungskapazität von 700 MW sowie die Leitungsverbindung LitPol zwischen Litauen und Polen mit einer Übertragungskapazität von maximal 1000 MW. Die eingeschränkte Übertragungskapazität der lettisch-estnischen Leitungsverbindungen bedeutet, dass die höchsten Strompreise aller baltischen und skandinavischen Länder in Lettland und Litauen zu beobachten sind [21]. Die eingeschränkte Übertragungskapazität wird besonders von Juni bis Oktober sichtbar. In diesem Zeitraum wird die elektrische Energie vorwiegend aus Russland importiert [19]. Zur Verbesserung der Versorgungssicherheit wird eine 110 kV- und 330 kV-Doppelfreileitung bis Ende 2019 in Lettland realisiert [22].

Die Liberalisierung des Elektrizitätsbinnenmarkts dauerte mehr als sieben Jahre. Ab Juli 2007 traten die Übergangsbestimmungen im Gesetz zum Elektrizitätsmarkt in Kraft [23]. Damit erhielten die Endverbraucher das Recht, ihren Stromlieferanten frei zu wählen. Seit April 2012 waren die Verbraucher, die einen Endkundenanschluss mit mindestens 400 V sowie 100 A haben, gesetzlich verpflichtet, die Elektrizität auf dem freien Markt zu beschaffen. Seit November 2012 müssen alle natürlichen oder juristischen Personen, die Elektrizität für andere Zwecke als den Eigenverbrauch kaufen, den Strom ebenso auf dem freien Markt erwerben. Mehr als 850.000 Kunden, die Elektrizität für den Eigenverbrauch im Haushalt kaufen, blieben bis Ende 2014 im regulierten Markt [24]. Laut den Änderungen im Gesetz zum Elektrizitätsmarkt fand die offizielle Marktöffnung für Haushalte 2015

Tab. 6.2 Strompreise [ct/kWh]. (Quelle: [7])

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Industrie	4,09	8,90	9,84	11,03	9,50	9,03	9,10	8,97
Haushalte	8,28	10,49	11,68	13,82	13,78	13,65	16,35	16,28

statt [25]. Nach der Einführung der vollen Marktöffnung werden Bedürftige, benachteiligte Personen und Großfamilien mit subventionierten Strompreisen unterstützt [23].

Zwischen 1995 und 2014 haben sich die Strompreise für die Haushalte und die Industrie mehr als verdoppelt. Durch die allmähliche Liberalisierung des Marktes wurde ein drastischer Anstieg des durchschnittlichen Strompreises für die Industrie verhindert. Die Strompreise für die Haushalte wurden bis Ende 2014 von der lettischen Regulierungsbehörde reguliert, die anschließende Marktöffnung verursachte einen sprunghaften Anstieg der Strompreise (inkl. Steuer) für diese Verbraucher von rund 13 ct/kWh im Dezember 2014 auf 16–18 ct/kWh im Juli 2015 [26] (Tab. 6.2).

Im Bereich der Industrie liegen die Strompreise in etwa auf dem Niveau des EU28-Durchschnitts, im Bereich der Haushalte etwa 4 ct/kWh darunter.

6.3 Erdgasversorgung

Bis April 2017 hatte Lettland nur einen externen Gaslieferanten, das russische Unternehmen Gazprom. Laut der im Jahr 1997 von der Regierung Lettlands und dem Anteilseigner des Unternehmens AS Latvijas Gaze unterschriebenen Privatisierungsvereinbarung besaß der Gaslieferant Latvijas Gaze bis 2017 ein Monopol auf die Gasversorgung, -verteilung und -Speicherung. Anschließend wurde Lettland als letzter Gasmarkt der EU liberalisiert. Lettland hat keine Verbindung mit den Gasversorgungssystemen anderer EU-Länder, außer Litauen und Estland. Das Erdgas wurde bis 2017 für den Verbrauch in Lettland ausschließlich über eine Gasleitung aus Russland importiert [6]. Seit 2015 ist das neue Flüssiggasterminal im Ostseehafen von Klaipėda in Betrieb. Es ermöglicht im begrenzten Maße alternative Gaslieferungen aus Litauen. Das Terminal ist als schwimmende Anlage zur Lagerung und Aufbereitung von verflüssigtem Erdgas konzipiert [6]. Es soll eine Alternative zu den Erdgaslieferungen Russlands darstellen. 2018 sind 10 Unternehmen im Erdgashandel aktiv [27].

Das Gasversorgungssystem Lettlands ist mit den Nachbarstaaten Russland, Estland und Litauen vernetzt [18]. 2014 betrug die Gesamtlänge der Rohrleitungen zum Transport von Erdgas 1242 km. Die Rohrleitungen für die Verteilung waren 4967 km lang. Der Erdgasuntertagespeicher Incukalns ist der einzige im Baltikum. Er sichert die Reservehaltung des Gases für alle Baltischen Staaten und den nordwestlichen Teil Russlands. Nach dem im Jahr 2010 erfolgreich eine Modernisierung des Speichers durchgeführt wurde, besteht ein Arbeitsgasvolumen von 2,3 Mrd. m³ und ein Kissengasvolumen von 2,2 Mrd. m³ [1]. Gemäß Angaben des Unternehmens Latvijas Gaze wird die Modernisierung des Untergrundspeichers in drei Etappen fortgesetzt. In der ersten Etappe wird bis Ende 2018 die Modernisierung der Unter- und Übertageanlagen vorgesehen, die zur Steigerung der Ausspeicherleistung von 30 auf 32 Mio. m³ pro Tag führt. Die zweite Etappe sieht bis Ende

2020 die Erweiterung der Ausspeicherleistung auf 35 Mio. m³ pro Tag vor. Die dritte Etappe sieht vor, nach 2020 das im Speicher vorhandenen Arbeitsgasvolumen von 2,3 auf 2,8 Mrd. m³ zu erhöhen [28].

Weitere Projekte im Bereich der Gasversorgung sehen vor, dass in Litauen das Erdgasfernleitungsnetz ausgebaut wird und eine Fernleitungsverbindung zwischen Litauen und Polen errichtet wird. Bei einer vorausschauenden Marktentwicklung werden die Kapazitätsengpässe auf der lettischen Seite der lettisch-litauischen Erdgasfernleitungsverbindung sichtbar. Obwohl kein genauer Durchführungszeitraum für den Ausbau der Rohrleitungen von Riga bis zur Grenze mit Litauen festgestellt ist, wird vom Unternehmen Latvijas Gaze die Inbetriebnahme der wirtschaftlich optimalen lettisch-litauischen Fernleitungsverbindungen bis Ende 2019 geplant [29].

Jedes Jahr wird das Erdgas von Gazprom aus Russland nach Lettland geliefert und im Erdgasuntertagespeicher Incukalna aufbewahrt. Seit 1990 ging die gelieferte Gasmenge um mehr als die Hälfte zurück. Ein Bestimmungsgrund, warum die Gasmenge derart zurückging, ist der Einbruch des Produktionsvolumens im Industriesektor. Das Jahr 2010 war durch eine geringe Gaslieferung von 11 TWh gekennzeichnet, die mit der Tatsache verbunden sein könnte, dass sich die Gaslieferung von 16 TWh im Jahr 2009 auf zu optimistische Vorhersagen für den Verbrauch stützte. Durch einen geringeren Verbrauch von Erdgas im Jahr 2009 war die Gaslieferung des Jahres 2010 um ein Drittel niedriger als die durchschnittlichen jährlichen Lieferungen im Zeitraum 2011–2013. Seit 2011 sind die Gaslieferungen stabilisiert (Abb. 6.6).

Der Gasverbrauch brach im Zeitraum 1990–2013 um die Hälfte ein. Siehe hierzu Abb. 6.7. Die Industrie benötigte 2014 nur ein Drittel von der im Jahr 1990 verbrauchten Menge. In Lettland sind die größten Verbraucher von Erdgas die Heizkraftwerke Riga TEC-1 und Riga TEC-2 sowie die Heizwerke. 65 % des gesamten jährlichen Erdgasverbrauchs wird von der

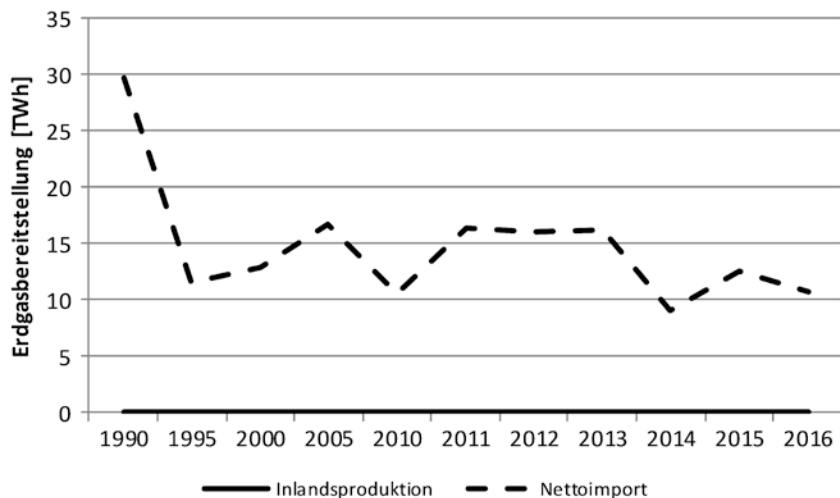


Abb. 6.6 Erdgasbereitstellung. (Quelle: [2])

Region Riga verwendet [6]. Seit 2010 ist der Verbrauch von Erdgas in allen Verbrauchsgruppen zurückgegangen, außer der kleinen Verbrauchsgruppe Land- und Forstwirtschaft, in der der Verbrauch seit 1995 verhältnismäßig konstant ist. Der seit 2010 rückläufige Verbrauch stellt die Frage, inwieweit größere Investitionen im Bereich der Erdgasversorgung noch sinnvoll sind.

Die Tarife für alle Erdgasverbraucher werden von der lettischen Regulierungsbehörde für Energie SPRK bestimmt. Zweimal pro Jahr werden die Tarife für die Verbraucher mit einem Jahresverbrauch bis 25.000 m³ festgelegt. Die Tarife für Verbraucher mit einem Jahresverbrauch über 25.000 m³ werden einmal pro Monat festgesetzt und durch die Entwicklung der Preise für Erdöl an der Börse ermittelt. Der Regulator bestimmt die Tarife für Transport, Verteilung und Speicherung von Erdgas gemäß dem Prinzip, dass nur gerechtfertigte Kosten von den Tarifen der Verbraucher gedeckt werden und die Kostenwirksamkeit für den Gaslieferanten Latvijas Gaze gewährleistet ist [27]. Die Erdgaspreise für die Industrie und die Haushalte haben sich zwischen 1995–2014 mehr als verdreifacht. Mit einigen Ausnahmen, die mit dem Börsenpreis für Erdöl verbunden sind, stiegen die Erdgaspreise für alle Verbrauchsgruppen. Zwischen 2005 und 2010 war die stärkste Preiserhöhung festzustellen. In diesem Zeitraum stieg der Erdgaspreis für die Industrie um 116 % und für Haushalte um 126 % (Tab. 6.3).

Sowohl für die Industrie als auch für die Haushalte liegen die Gaspreise unter denen der EU-28 Durchschnitte mit 2,12 ct/kWh bzw. 4,80 ct/kWh (Stand 2016).

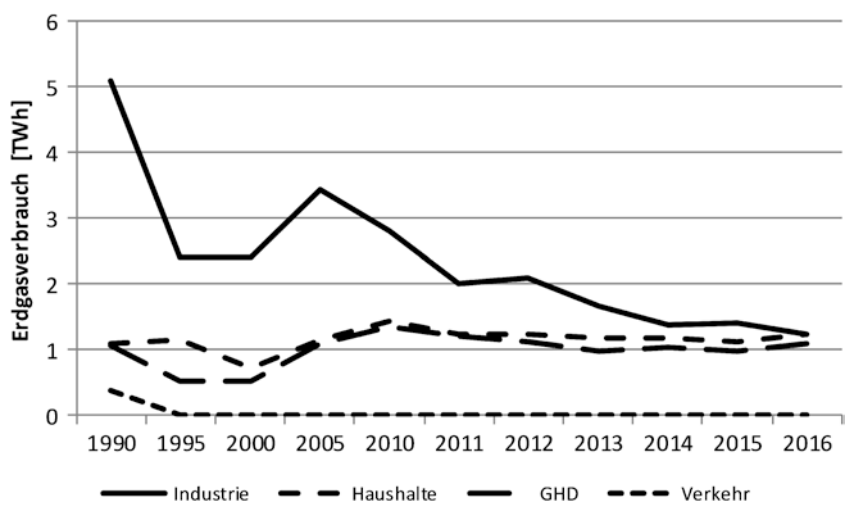


Abb. 6.7 Erdgasverbrauch. (Quelle: [2])

Tab. 6.3 Erdgaspreise [ct/kWh]. (Quelle: [7])

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Industrie	0,97	1,99	2,26	2,76	2,76	2,57	2,54	1,93
Haushalte	1,26	2,42	2,99	3,95	3,90	3,74	3,83	3,27

6.4 Fernwärmeversorgung

In Lettland sind über 600 Kesselhäuser mit einer installierten Leistung von 631 MW und 175 Heizkraftwerke mit einer installierten Leistung von 1265 MW in Betrieb. 2016 wurden in Lettland 8046 GWh Wärmeenergie produziert und 6760 GWh an Endkunden geliefert, wovon 63,6 % (entspricht 4297 GWh) an private Haushalte gingen. Circa 27 % der benötigten Wärmeenergie wurde in Fernwärmekraftwerken und die restlichen 73 % in dezentralisierten Systemen erzeugt [18]. Als bevorzugte Brennstoffe für die Wärmeerzeugung werden Erdgas und Biomasse genutzt. Brennholz und Biogas sind die wichtigsten erneuerbaren Energiequellen in der Fernwärmeversorgung. Steinkohle und Erdölprodukte sind die Energieträger, die nach dem Jahr 2000 nur noch eine marginale Rolle in der Fernwärmeproduktion spielen. Seit 1990 sank die Fernwärmeproduktion in Lettland deutlich (Abb. 6.8). Die Entwicklung der lettischen Forstindustrie, die steigenden Preise für Erdgas und andere Faktoren trugen dazu bei, verstärkt erneuerbare Energien in der Wärmeerzeugung zu nutzen. Obwohl die gesamte erzeugte Wärmeenergie in den letzten Jahren relativ stabil geblieben ist, steigt der Einsatz von erneuerbaren Energieträgern.

Die Wärme wird über ein Fernwärmenetz verteilt, an das etwa 70 % der Haushalte Lettlands angeschlossen sind. Auf dem lettischen Wärmemarkt gibt es rund 240 lizenzierte Wärmeproduzenten und 58 Wärmeenergiehändler. Die beiden größten Wärmeversorger sind die Unternehmen Latvenergo und Rigas Siltums. Letzteres versorgt die Hauptstadt mit Wärme. Für Riga wird ein Großteil der Wärme von den erdgasbefeuerten HKW TEC-1 und TEC-2 erzeugt, die sich im Besitz des Staatsunternehmens Latvenergo befinden. Viele Fernwärmeversorgungssysteme sind in kommunaler Hand, auch wenn es einige private Anbieter gibt [18].

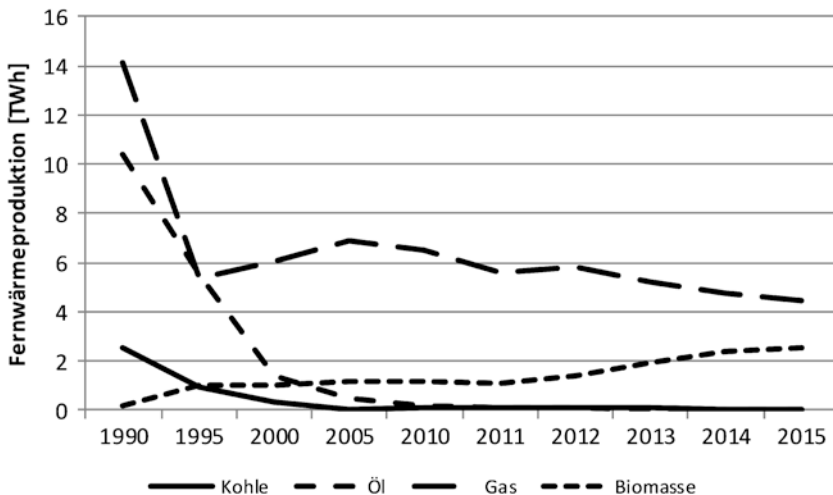


Abb. 6.8 Fernwärmeproduktion. (Quelle: [13])

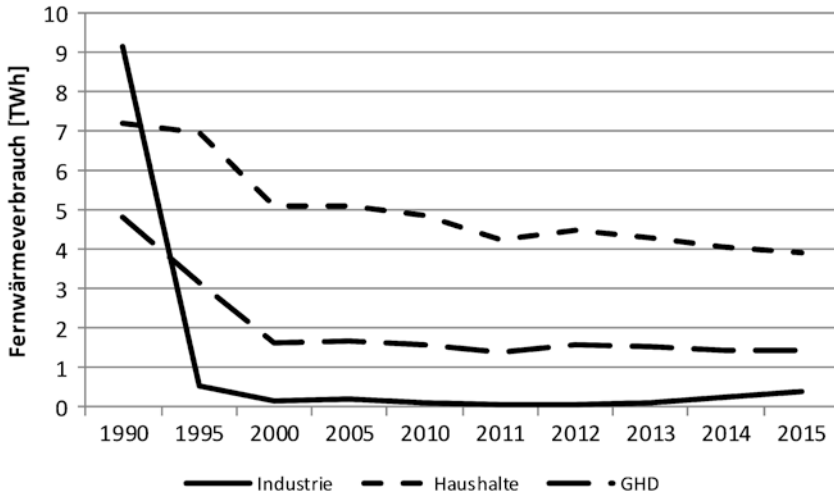


Abb. 6.9 Fernwärmeverbrauch. (Quelle: [13])

Die Verbrauchsstruktur der Fernwärmeversorgung hat sich in den letzten Jahren kaum verändert. 65–70 % der erzeugten Wärmeenergie werden für die Raumheizung und 30–35 % für die Warmwasserbereitstellung genutzt [30]. Die Hauptstadt Riga benötigte 2009–2014 zwischen 51 % und 56 % des gesamten Fernwärmeverbrauch Lettlands [4].

Der Anteil der von der Industrie verbrauchten Fernwärme am Gesamtverbrauch ist von 39 % in 1990 auf 4,2 % in 2014 gesunken. Seit 1995 ist die Verbrauchsgruppe Haushalte mit einem Anteil von 65–74 % zum größten Fernwärmeverbraucher geworden. Auch die Verbrauchergruppe Gewerbe, Handel, Dienstleistungen ist ein wichtiger Fernwärmeverbraucher mit einem Anteil von 24–29 % (Abb. 6.9).

Die Verbraucherpreise für Fernwärme sind seit 1995 mehrfach gestiegen. Die Wärmepreise für Haushalte haben sich zwischen 1995 und 2014 mehr als versechsfacht. Für die Industrie sind die Fernwärmepreise üblicherweise geringer als für Haushalte. Die höchsten Preise für diese Gruppe waren im Jahr 2012 zu verzeichnen. Für Unternehmen, die sich mit der Wärmeversorgung, -verteilung oder dem -handel beschäftigen und mehr als 5 GWh pro Jahr an Verbraucher liefern, werden die Tarife von der SPRK (Kommission für öffentliche Versorgungsunternehmen) bestimmt [31]. Gemäß den Angaben des Nationalen Statistikamtes beliefen sich die Fernwärmepreise (ohne Mehrwertsteuer) für 2014 im Mittel auf 2,8 ct/kWh für industrielle Abnehmer und 6,9 ct/kWh für private Haushalte [4].

6.5 Energieeffizienz

Lettland hat sich gemäß der EU-Richtlinie 2012/27/EU (Energieeffizienzrichtlinie) verpflichtet, seine Energieeffizienz bis zum Jahr 2020 um 20 % zu erhöhen. Dies soll u. a. durch folgende Maßnahmen erreicht werden [18]:

- Wärmedämmung von Mehrfamilienhäusern,
- Verbesserung der Energieeffizienz in öffentlichen und industriellen Gebäuden,
- Einführung von effizienter Beleuchtung auf öffentlichen Plätzen,
- verbesserte Energieeffizienz bei der Wärmeerzeugung,
- Steigerung der Energieeffizienz im Verkehrssektor.

In Anlehnung an die Richtlinie 2012/27/EU gibt es zwei Grundziele: 1,5 % p. a. Endenergieeinsparung und eine Sanierungsrate von 3 % p. a. bei staatseigenen Gebäuden. Die Erhöhung der Energieeffizienz ist national mit der lettischen Strategie für nachhaltige Entwicklung bis 2030 und der Richtlinie für Energieeffizienz und Energieproduktion verbunden.

Effizienzmaßnahmen im Endenergieverbrauch und im Energieumwandlungssektor sollen bis 2020 pro Jahr Energieeinsparungen von 7,79 TWh bringen [6]. In den letzten 15 Jahren machte der Umwandlungsbereich 21–26 % am gesamten Energieverbrauch Lettlands aus [4]. In diesem Sektor werden zahlreiche Maßnahmen zur Verbesserung von Energieeffizienz umgesetzt. Alle 5 Heizkraftwerke, welche eine installierte Wärmeleistung über 20 MW haben, sind nach dem Jahr 2000 gebaut oder modernisiert worden. Das Heizkraftwerk Imanta (ein Stadtviertel von Riga) beispielsweise ging 2006 nach einer Modernisierung in Betrieb. Die Ertüchtigung des Heizkraftwerkes Riga TEC-1 wurde bis 2005 durchgeführt und die KWK-Anlagen des Heizkraftwerkes Riga TEC-2 erfuhren bis Ende 2013 eine Modernisierung [32]. Ein Biomasseheizkraftwerk mit einer thermischen Leistung von 45 MW ging 2013 in der Stadt Jelgava ans Netz. 2013 wurde zudem in Riga das Heizkraftwerk Ziepniekkalns mit einer installierten Wärmeleistung von 22 MW modernisiert. Die Anzahl der kleinen HKW mit einer Wärmeleistung bis 20 MW hat sich seit 2007 mehr als vervierfacht. Die in Heizwerken produzierte Wärmeenergie ging seitdem um die Hälfte. Die Errichtung von neuen Heizkraftwerken förderte zudem die Dezentralisierung der Versorgung. Die Diversifizierung der Energieversorgung durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger fördert die Energieeffizienz zusätzlich.

Vergleicht man die Energieproduktivität Lettlands mit anderen EU-Staaten, wird das Verbesserungspotenzial deutlich. 2016 betrug sie in etwa mehr als die Hälfte der Energieproduktivität von Deutschland (0,77 EUR/kWh), gemessen als Verhältnis des Bruttoinlandsprodukts und dem Bruttoinlandsenergieverbrauch. Konkrete Werte sind in Abb. 6.10 ersichtlich.

Die positive Entwicklung der Energieproduktivität soll in Zukunft fortgesetzt werden.

Auch in Lettland hat sich die Entwicklung des BIP von der des Stromverbrauchs entkoppelt, d. h. der Strombedarf ist kein aussagefähiger Indikator für die wirtschaftliche Leistung. Die Stromintensität als Quotient aus Bruttostromverbrauch und BIP in Preisen von 2005 zeigt ebenso einen interessanten Trend. Der Bruttostromverbrauch stieg zwischen 1995 und 2014 um 44 %. Da das BIP in diesem Zeitraum deutlich stärker gewachsen ist, ging die Stromintensität 2014 im Vergleich mit 1995 um 35 % zurück. Der Bruttostromverbrauch pro Einwohner ist seit 1995 wieder angestiegen, besonders schnell zwischen 2000 und 2005. Nach 2010 ließ das Wachstum nach (Abb. 6.11).

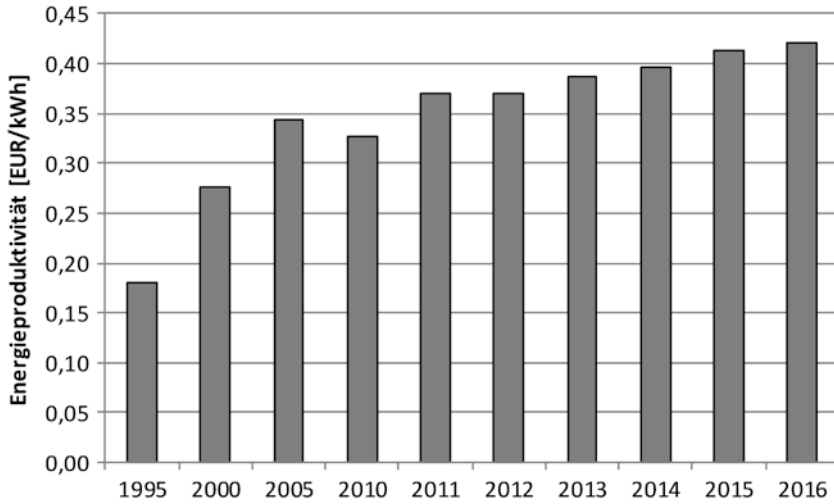


Abb. 6.10 Energieproduktivität. (Quelle: [2])

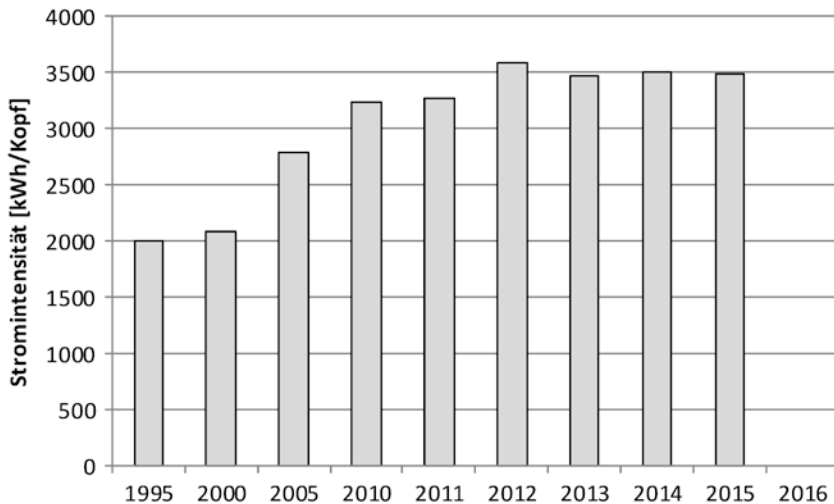


Abb. 6.11 Stromintensität. (Quelle: [13])

Steigerungen der Energieeffizienz bei der Energieübertragung werden mithilfe verschiedener Maßnahmen wie dem Ausbau von Strom- und Wärmenetzen, der Verbesserung der Isolierung von Leitungen sowie Systemoptimierungen erzielt. Um die Qualität und die Sicherheit der Stromversorgung zu erhöhen, führt der nationale Verteilnetzbetreiber ST ein umfangreiches mehrjähriges Investitionsprogramm durch. Im Rahmen des Programms werden im Niederspannungsbereich Freileitungen durch Erdkabel ersetzt, Maßnahmen zur Automatisierung des Niederspannungsnetzes durchgeführt, Transformatorenstationen modernisiert und neue 110/20/10 kV Transformatorenstationen errichtet. Die Netzverluste

in der Stromversorgung gingen zwischen 1995 und 2014 um rund 70 % zurück. Im Jahr 2015 lagen sie bei rund 9 %. Die Verluste im Erdgasnetz beliefen sich im gleichen Jahr auf rund 3 % und die im Fernwärmenetz auf knapp 12 %.

Die Modernisierung der Heizwerke und Leitungsnetze sowie andere Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz in der Fernwärmeversorgung werden in Lettland vor allem mittels dem Europäischen Fonds für regionale Entwicklung durchgeführt. Eine wichtige Entwicklungstendenz ist die oben genannte Diversifizierung der Energieträger und die Ersetzung fossiler Energiequellen durch erneuerbare. In den letzten 10 Jahren ersetzen die Wärmeversorgungsunternehmen zunehmend Erdgas durch Holzspäne, -briketts und -pellets.

Weitere Anwendungsfelder zur Förderung der Energieeffizienz sind [33]:

- Modernisierung von Plattenbauten, insbesondere Heizung, Wärmedämmung und Lüftung,
- öffentliche und industrielle Gebäude, insbesondere Wärmeversorgung,
- Niedrigenergiehäuser und Qualifizierung im Bereich Passivhäuser,
- wohngesundes Bauen und bauschadenfreie Konstruktionen.

6.6 Perspektiven

Die Übertragungskapazität der Stromnetzleitungen ist unzureichend, weil nicht alle Stromflüsse im Rahmen des von den Marktteilnehmern gewünschten internationalen Handels bewältigt werden können. Neue Leitungsverbindungen zwischen Litauen und Schweden sowie Litauen und Polen sollen dazu beitragen, den angestrebten europäischen Binnenmarkt zu entwickeln. 2012 einigten sich die Übertragungsnetzbetreiber AST (Lettland), Elering (Estland) und Litgrid (Litauen) darauf, welche technischen und politischen Voraussetzungen zur vollständigen Integration in das europäische Energiesystem durch den Anschluss der baltischen an die kontinentaleuropäischen Elektrizitätsnetze im Synchronmodus zu erfüllen sind. In den nächsten Jahrzehnten wird das baltische Energieversorgungssystem zu einem integralen Teil des europäischen Versorgungssystems werden.

Für 2020 wird eine installierte Kraftwerksleistung von 3291 MW für Lettland prognostiziert, wobei 2048 MW auf EE-Kraftwerke und 1243 MW auf fossile Kraftwerke entfallen. Der Anteil an erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch soll zu diesem Zeitpunkt 40 % betragen [33]. Hierzu sollen u. a. folgende Maßnahmen beitragen:

- Modernisierung der zentralisierten Wärmeversorgungssysteme,
- Bau von KWK-Anlagen,
- Nutzung der landwirtschaftlichen und forstwirtschaftlichen Biomasse,
- Nutzung erneuerbarer Energieträger zur Senkung der CO₂-Emissionen der Landwirtschaft.

Diese Anstrengungen sollen mit den Bemühungen zu den oben beschriebenen Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz einhergehen.

Literatur

1. Zahlen und Fakten 2014, Latvijas Gaze. www.lg.lv
2. Eurostat. <http://ec.europa.eu/eurostat>
3. Chaikovska M, Shlihta G, Zeltinsh N, Miškinis V, Rudi Ū (2000) Actual economic and energetic problems of Baltic countries. *Latv J Phys Tech Sci* 2:10–21
4. Nacionālais Statistikamts. www.csb.gov.lv
5. Economic Development of Latvia, Report. Ministry of Economics, Republic of Latvia, Riga, December 2014, 164 S, ISSN 1407-4109
6. Ziņojums par Latvijas tautsaimniecības attīstību. Latvijas Republikas ekonomikas ministrija, Rīga, jūnijs 2015. 162 lpp., ISSN 1407-4095
7. Latvijas Enerģētikas ilgtermiņa stratēģija 2030. <http://tap.mk.gov.lv/mk/tap/?pid=40263360>
8. Miskinis V, Shlihta G, Rudi Y (2006) Bio-energy in the Baltic states: current policy and future development. *Energy Policy* 34(18):3953–3964
9. Sprūds A (Hrsg) (2010) Latvian energy policy: towards a sustainable and transparent energy sector. Soros Foundation, Riga, S 5
10. Enerģētikas attīstības pamatnostādnes –2016.-2020.gadam. <https://likumi.lv/ta/id/280236-par-energetikas-attistibas-pamatnostadnem-2016-2020-gadam>
11. Daugava hydropower plants. www.latvenergo.lv/eng/about_us/generation/hpps/
12. Augstsprieguma tīkls (AST). www.ast.lv
13. International Energy Agency. <https://www.iea.org/countries/Latvia/>
14. Fortum inaugurates the first large-scale biomass combined heat and power plant in Latvia, 11.09.2013. <http://www.fortum.com/en/mediaroom/pages/fortum-inaugurates-the-first-large-scale-biomass-combined-heat-and-power-plant-in-latvia.aspx>
15. Launkalne CHP plant started to produce electricity, 23.05.2012. www.graanulinvest.ee/eng/news/29/launkalne-chp-plant-started-to-produce-electricity
16. Ministru kabineta 15.01.2002. noteikumi Nr. 27 *Noteikumi par upēm (upju posmiem), uz kurām zivju resursu aizsardzības nolūkā aizliegts būvēt un atjaunot hidroelektrostaciju aizsprostus un veidot jebkādas mehāniskus šķēršļus.* <http://likumi.lv/doc.php?id=58603>
17. Saeimas 06.11.2013. *Grozījumi Dabas resursu nodokļa likumā.* <http://likumi.lv/ta/id/262313-grozijumi-dabas-resursu-nodokla-likuma>
18. Jahresbericht 2013, Latvijas Gaze. http://www.lg.lv/gadagramata_2013/files/2013_Gadagramata.pdf
19. Junghāns G. Elektroenerģijas ražošanas tendences Baltijā: līdzsvara meklēšana starp drošumu un lētumu. konference Brīvais elektroenerģijas tirgus – attīstības, tendences, 23.04.2013. <http://www.bigevent.lv/upload/documents/latvenergo.pdf>
20. Iesniegums par paredzēto darbību – Igaunijas-Latvijas trešais elektropārvades tīkla starpsavienojums, Rīga, 2015, 21 S. www.latvenergo.lv/files/news/EE_LV_Iesniegums_1B.pdf
21. Nord Pool Spot. www.nordpoolspot.com
22. CEF-Energy projects: Latvia. <https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-energy/projects-by-country/latvia/441-0004-lv-lv-p-m-14>
23. Elektroenerģijas tirgus likums. <http://likumi.lv/ta/id/108834-elektroenerģijas-tirgus-likums>
24. Ministru kabineta 29.11.2011. noteikumi Nr. 914 *Elektroenerģijas tirdzniecības un lietošanas noteikumi.* <http://likumi.lv/ta/id/241279-elektroenerģijas-tirdzniecibas-un-lietosanas-noteikumi>
25. Saeimas 20.03.2014. *Grozījumi Elektroenerģijas tirgus likumā.* <http://likumi.lv/ta/id/265206-grozijumi-elektroenerģijas-tirgus-likuma>
26. Elektroenerģijas tarifu salīdzinājums māsaimniecībām. www.elektroenerģija.lv
27. Sabiedrisko pakalpojumu regulēšanas komisija, Dabaszāze. www.sprk.gov.lv/lapas/dabaszaze-lietotajiem
28. Inčukalna PGK attīstība. www.lg.lv/index.php?id=3376&lang=lat

-
29. Latvijas – Lietuvas starpsavienojums. www.lg.lv/index.php?id=3377&lang=lat
 30. Ekonomikas ministrija, Siltumapgāde. www.em.gov.lv/lv/nozares_politika/energoefektivitate_un_siltumapgade/siltumapgade
 31. Ministru kabineta 27.10.2009. noteikumi Nr. 1227 *Noteikumi par regulējamiem sabiedrisko pakalpojumu veidiem*. <http://likumi.lv/doc.php?id=199830>
 32. The Riga combined heat and power plants. http://www.latvenergo.lv/eng/about_us/generation/chpps/
 33. Deutsch-Baltische Handelskammer, Factsheet Lettland. www.ahk-balt.org
 34. Deutsche Energie-Agentur (dena), Länderprofil Lettland. www.dena.de

Tino Schütte

7.1 Rahmenbedingungen

Estland ist der nördlichste und mit rund 1,3 Mio. Einwohnern der kleinste Staat des Baltikums. Er grenzt im Süden an Lettland, im Osten an Russland, ansonsten an die Ostsee. Die Bevölkerungsdichte liegt bei circa 31 Einwohnern pro km². Das Land ist überwiegend durch Wald- und Hügellandschaften mit zahlreichen Mooren, die teilweise zur Gewinnung von Torf dienen, gekennzeichnet. Holz stellt eine der wichtigsten natürlichen Ressourcen des Landes dar. Die höchste Erhebung ist der Suur Munamägi mit lediglich 318 m. Der längste Fluss ist die Narva. Der bedeutendste See ist der Peipus. Die größten Inseln von über 1500 sind Saaremaa und Hiiumaa. Der Schwerpunkt der wirtschaftlichen Aktivitäten liegt in der Hauptstadtregion Tallinn, in der rund 40 % der Bevölkerung leben. Zentrum der Landwirtschaft sind die Regionen Zentral- und Südostestland, in denen 35 % der Gesamtbevölkerung über 60 % der land- und forstwirtschaftlichen Leistung erbringen. In Nordostestland (Ida-Virumaa) dominiert aufgrund von Ölschiefervorkommen die Energiewirtschaft.

Das größte Unternehmen im Ölschieferabbau ist Eesti Põlevkivi, ein Tochterunternehmen des staatlichen Energieversorgers Eesti Energia, dem landesweit dominierendem Energieproduzenten.

Seit 2004 ist Estland Mitglied der EU und gehört zu den Ländern mit der geringsten Staatsverschuldung. Das Land ist offen für ausländische Direktinvestitionen, wie die steuerliche Gleichstellung mit einheimischen Unternehmen und die uneingeschränkte Gewinnrückführung ins Ursprungsland verdeutlichen [6]. Die Hälfte des estnischen BIP geht auf Firmen zurück, die teilweise oder vollständig in ausländischem Besitz sind (Tab. 7.1).

T. Schütte (✉)
Hochschule Zittau/Görlitz, Zittau, Deutschland
E-Mail: t.schuette@hszg.de

Tab. 7.1 Bevölkerung und wirtschaftliche Entwicklung. (Quelle: [2])

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Einwohner [Mio.]	1,6	1,4	1,4	1,3	1,3	2,1	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
BIP [Mrd. EUR]	–	2,9	6,2	11,3	14,7	16,7	17,9	18,9	19,8	20,3	21,1

Im europäischen Vergleich hat Estland eine energieintensive Wirtschaft. Die Nutzung von erneuerbaren Energien soll bis 2020 auf 25 % gesteigert werden. Einen wesentlichen Beitrag leisten die Biomasse, insbesondere Holz, und die Windenergie. Ein Großteil der inländischen Primärenergieerzeugung entfällt auf Ölschiefer als dunkle, tonig-mergelige Sedimentgesteine mit bis zu 20 % Kohlenwasserstoffverbindungen (sogenanntes Kero-gen, einer Vorstufe von Erdöl). Bei einer Erwärmung auf etwa 500 °C werden diese in rohölähnliche Substanzen (Schieferöl) und Gas umgewandelt. Als unkonventionelle Vor-kommen ist die Gewinnung zwar kostenintensiv, ermöglicht als heimische Energiequelle aber eine gewisse Unabhängigkeit gegenüber Energieimporten. Der Heizwert von Öl-schiefer schwankt in Abhängigkeit vom Kerogengehalt zwischen 1 und 2,5 kWh/kg. Das aus Kerogenen hergestellte Schieferöl zeichnet sich gegenüber Erdöl durch einen geringen Wasserstoff- und höheren Sauerstoffanteil aus. Über 80 % des gewonnen Ölschiefers wird für die Produktion von Strom und Wärme verbraucht. Er wird auch für die Produk-tion von Petroleum, Koks und Erdharz verwendet. Über 90 % der Stromerzeugung basie-ren auf Ölschiefer, der aufgrund seiner Schadstoffemissionen aber teilweise substituiert werden soll [9].

Neben Ölschiefer werden in den Heiz-(kraft-)werken auch Torf, Holz und Erdgas ver-wendet.

Ein Blick auf die Daten der Primärenergieerzeugung gemäß Abb. 7.1 zeigt die Domi-nanz der Festbrennstoffe, insbesondere Ölschiefer. Dieser spielt auch die zentrale Rolle bei der Stromerzeugung, mit einer installierten Leistung von rund 3 GW [5]. Betreiber von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien müssen ihre Elektrizität ebenso auf dem freien Markt verkaufen. Zusätzlich zum Marktpreis erhalten sie hierfür eine Einspeisevergütung, deren Höhe von der produzierten Menge gesetzlich geregelt ist. Gemäß dem gegenwärtigen Energiemarktgesetz wird beispielsweise für Strom aus Wind-energie für die ersten 600 GWh/Jahr eine Vergütung in Höhe von 0,0937 EUR/kWh be-zahlt. Die darüber hinaus gehende Strommenge wird nicht gefördert [7]. Wie die Ener-giestatistik zeigt, hat die Nutzung erneuerbarer Energien in der Vergangenheit stetig zugenommen. Dieser Trend wird sich in Zukunft fortsetzen.

Estland hat für den Zeitraum 2014–2020 die Energieeffizienz als eine seiner Prioritä-ten definiert. Ein Hauptaugenmerk liegt parallel auf dem Ausbau der erneuerbaren Ener-gien. Es werden Effizienzverbesserungen der privaten sowie kommunalen Infrastruktur (Gebäuderekonstruktionen, Modernisierungen von Wärmeanlagen/-netzen, Straßenbe-leuchtungen, Transportwesen, etc.) gefördert. Auch wirtschaftliche Tätigkeiten im länd-lichen Raum können über die Institutionen des estnischen Landwirtschaftsministeriums

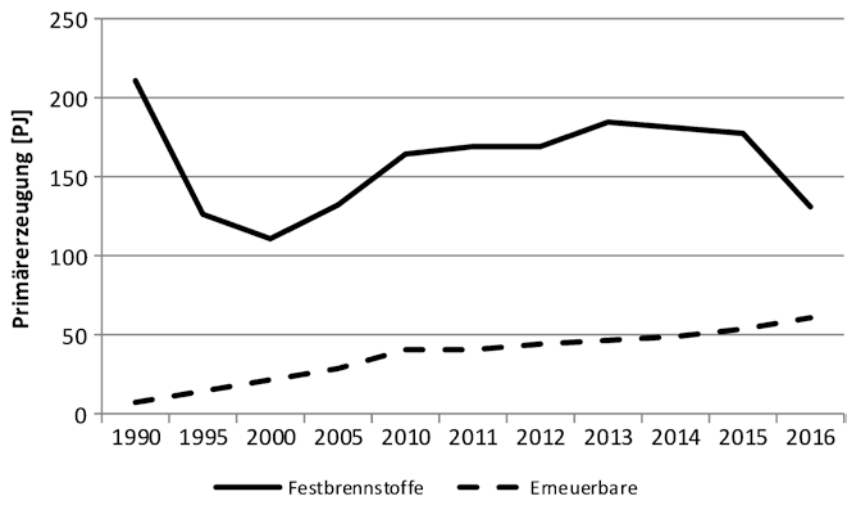


Abb. 7.1 Heimische Energiegewinnung. (Quelle: [2])

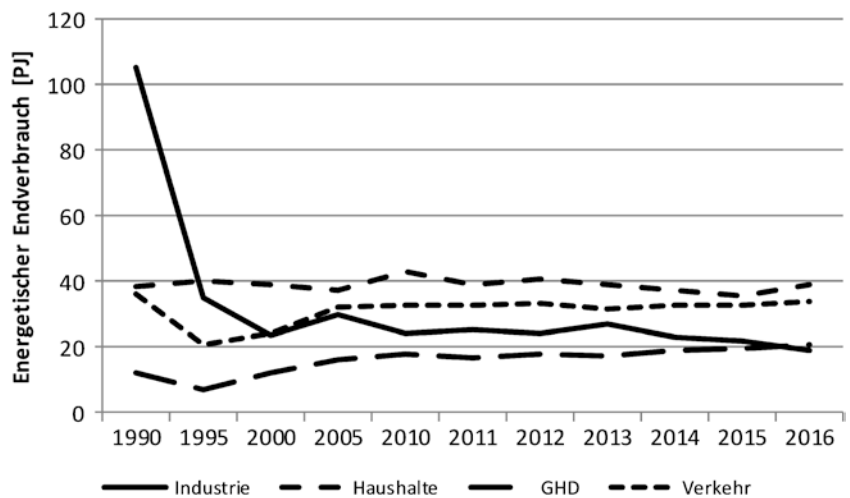


Abb. 7.2 Endenergieverbrauch. (Quelle: [2])

Unterstützung beantragen. Die staatliche Wirtschaftsförderung KredEx bietet Fördermittel für das produzierende Gewerbe an. Im Transportsektor sollen bis 2020 10 % des Energieverbrauchs aus erneuerbaren Energien kommen [7].

Der energetische Endverbrauch des Landes (Abb. 7.2) teilt sich größtenteils auf die Haushalte und den Verkehrsbereich auf. Die Industrie sowie der GHD-Sektor verbrauchen jeweils weniger als 20 % der insgesamt verfügbaren Endenergie. In den 1990er-Jahren ist der Endenergieverbrauch deutlich gesunken. Seit 2010 ist er relativ stabil auf einem Niveau von rund 120 TWh.

Mineralölprodukte werden in Estland vollständig importiert. Das Land verfügt nicht über eigene Raffinerien. Das heißt, dass trotz der großen Ölschiefervorkommen die raffinierten Ölprodukte reimportiert werden. Die wesentlichen Länder für den Ölproduktimport sind Russland, Litauen, Lettland und Kasachstan [7].

Die Energieversorgung ist auch in Estland für einen wesentlichen Teil der CO₂-Emissionen verantwortlich (Abb. 7.3). Die genannten Effizienzziele sind deshalb wichtig für die gewünschte Reduzierung von Treibhausgasen. Die Daten der Vergangenheit zeigen eine fallende Tendenz der CO₂-Emissionen, auch wenn es in vereinzelten Jahren zu leichten Anstiegen kam. Wie auf europäischer Ebene, ist von einer Intensivierung der Anstrengungen zur Emissionsreduktion in den kommenden Jahren auszugehen.

Im Vergleich zu anderen europäischen Ländern ist der Anteil der Energieversorgung an den CO₂-Emissionen relativ hoch. Hier spiegelt sich die Struktur des Kraftwerksparks wider.

7.2 Elektrizitätsversorgung

Estland ist als Teil des Baltikums nach wie vor im BRELL-Stromnetz (Belarus, Russia, Estonia, Latvia, Lithuania) synchronisiert und damit von diesem abhängig. Bis 2025 soll die Synchronisierung des Netzes jedoch auf Kontinentaleuropa ausgerichtet werden. Das estnische Übertragungsnetz gehört dem staatlichen Unternehmen Elering. Es kontrolliert sowohl die nationalen als auch transnationalen Netzbestandteile. Wichtige Stromverbindungen bestehen zu Russland, Lettland und Finnland. Mit Russland ist Estland über drei 330 kV-Leitungen (Narva – St. Petersburg, Narva – Kingisepp, Tartu – Pskov) verbunden. Nach Lettland gibt es zwei Leitungen (Tartu – Wolmar, Tsirguliina – Wolmar).

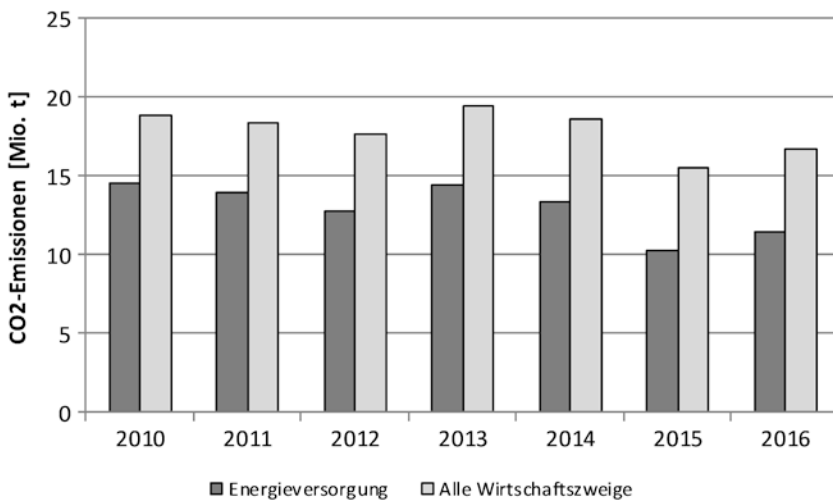


Abb. 7.3 CO₂-Emissionen. (Quelle: [2])

Zu Finnland bestehen mit Estlink 1 und 2 HGÜ-Seekabelverbindungen mit einer Übertragungskapazität von 350 MW und 650 MW. Diese verbessern die Möglichkeiten, Strom in der baltisch-skandinavischen Region zu kaufen und/oder verkaufen, wodurch eine Preisharmonisierung, auch im Sinne eines europäischen Binnenmarktes, erreicht werden kann. Der estnische ÜNB Elering erstellt jedes Jahr eine Prognose über den zu erwartenden Stromverbrauch und die Stromerzeugung. Diese wird der Europäischen Kommission, dem Ministerium für Wirtschaft und Kommunikation sowie dem estnischen Kartellamt vorgelegt [8]. Am Übertragungsnetz von Elering sind die Verteilnetze (0,4–35 kV) angeschlossen, von denen Elektrilevi der größte VNB ist [3]. Neben diesem gibt es 34 weitere Netzbetreiber, die überwiegend private Eigentümer haben (Stand 2017). Die VNB müssen den Letztverbraucheranschluss ermöglichen, den Stromverbrauch messen, Stromzähler warten und Störungen beseitigen. Seit 2013 können Endkunden ihren Stromanbieter frei wählen.

Laut Strommarktgesetz bedarf es einer Lizenz des estnischen Kartellamtes, um auf dem Energiemarkt tätig zu werden. Wer Elektrizität in das Übertragungsnetz einspeisen möchte, benötigt wie in anderen Ländern auch, eine Anschlussgenehmigung des ÜNB, der die technischen Bedingungen hierfür festlegt. Die estnische Stromerzeugungskapazität liegt bei etwas mehr als 3 GW, wobei die Haupterzeuger in der Region der Stadt Narva mit den Kraftwerksstandorten Eesti (1615 MW) und Balti (765 MW) liegen. Neben diesen wichtigen Ölschieferkraftwerken gibt es das erdgasbefeuerte HKW Iru (190 MW) in der Nähe von Tallinn, welches die Hauptstadt auch mit Wärme beliefert. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nimmt kontinuierlich zu, wobei hier insbesondere die Biomasse und Wind die Treiber sind (Abb. 7.4). PVA spielen noch keine bedeutende Rolle. 2016 waren in Estland WKA mit einer installierten Leistung von 310 MW in Betrieb bzw. in Errichtung. Ein großer Windpark mit dem Namen Loode-Eesti ist in der Ostsee geplant. Er soll eine Gesamtleistung von 700 bis 1100 MW haben [4]. Im Vergleich mit den beiden anderen baltischen Staaten Litauen und Lettland, die über 50 % ihres Strombedarfs über Importe decken müssen, ist Estland das Land, das am wenigsten auf Energieimporte angewiesen ist und zum Teil überschüssige Energie verkaufen kann.

Seit 2010 ist Estland Mitglied der nordischen Strombörse Nord Pool. Nord Pool Spot betreibt unter anderen Stromhandel in Finnland, Schweden, Norwegen, Dänemark, Litauen, Lettland und Estland. Der größte Elektrizitätsversorger im estnischen Markt ist der Konzern Eesti Energia. Das vertikal integrierte Unternehmen besitzt rund 90 % der installierten Leistung und erzeugt 85 % des in Estland produzierten Stromes [7]. Es ist der größte Arbeitgeber im Land. Außer Eesti Energia gibt es auf dem estnischen Markt 17 Stromanbieter (Stand 2017). Der Gesamtstromverbrauch ist in den letzten Jahren leicht gestiegen. (Abb. 7.5).

Die Stromendverbraucherpreise in Estland sind absolut gesehen niedriger als in anderen europäischen Ländern. Konkret betrugen sie 2016 für einen „Standardindustriebetrieb“ 7,37 ct/kWh und für einen „Standardhaushalt“ 12,08 ct/kWh. Damit sind sie nach dem deutlichen Anstieg durch die Marktliberalisierung (bis 2013) leicht gesunken (Tab. 7.2).

Die Durchschnittspreise in der EU-28 lagen im Vergleich hierzu bei 8,19 ct/kWh für industrielle Verbraucher und 20,52 ct/kWh für private Haushalte.

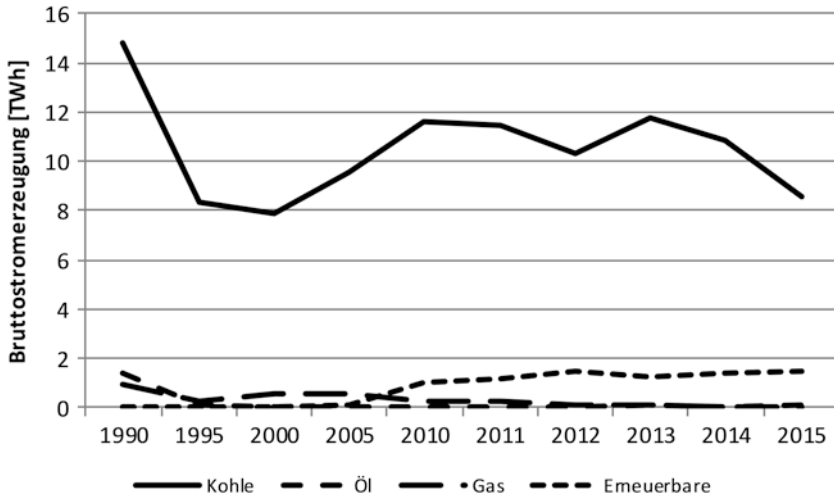


Abb. 7.4 Bruttostromerzeugung. (Quelle: [5])

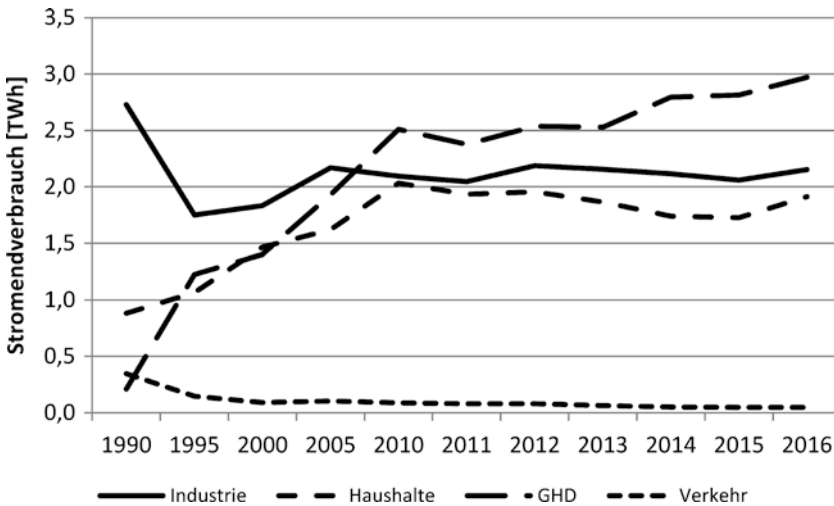


Abb. 7.5 Stromendverbrauch. (Quelle: [2])

7.3 Erdgasversorgung

Das staatliche Unternehmen Elering ist auch für das Gastransportnetz zuständig. Das estnische Gasversorgungsnetz besteht aus rund 880 km Fern- und 2035 km Verteilleitungen mit unterschiedlichen Druckstufen. Das Unternehmen Eesti Gas ist der alleinige Gasimporteure, der vorrangig Gas aus Russland beschafft. Das russische Unternehmen Gazprom liefert das Erdgas über zwei Leitungen, eine im Süden und die andere im Osten des Landes.

Tab. 7.2 Stromendverbraucherpreise [ct/kWh]. (Quelle: [1])

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Industrie	4,72	5,73	6,16	6,47	8,42	7,94	7,55	7,37
Haushalte	6,78	9,70	9,73	10,96	13,51	13,07	13,02	12,08

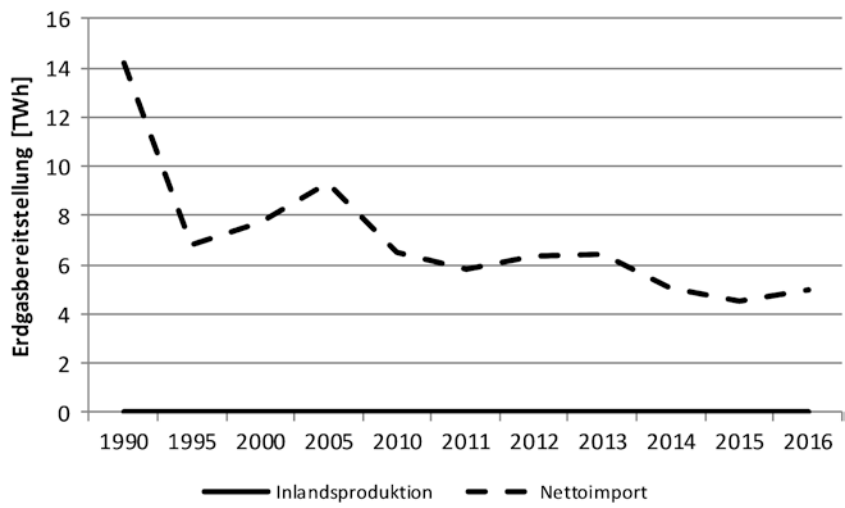


Abb. 7.6 Erdgasbereitstellung. (Quelle: [2])

Versorgungsprobleme in der Vergangenheit waren lediglich dadurch bedingt, dass Estland seinen Zahlungsverpflichtungen nur unzureichend nachkam.

Derzeit befindet sich die bidirektionale Erdgasleitung Balticconnector im Bau, die zwischen Inga in Finnland und Paldiski in Estland entstehen wird. Durch die Verbindung der beiden Gasnetze soll die Versorgungssicherheit im Umkreis des Finnischen Meerbusens verbessert werden. Zudem erhält Finnland damit indirekt Zugang zum lettischen Erdgas-speicher in Inčukalns.

Wie der offiziellen Energiestatistik gemäß Abb. 7.6 entnommen werden kann, wird Erdgas vollständig importiert. Die größten Erdgasverbrauchsgruppen sind neben der Industrie der GHD-Sektor und die Haushalte, die Erdgas im Wesentlichen für die Bereitstellung von Wärme (Raumwärme, Warmwasser) nutzen (Abb. 7.7).

Die Preise für Erdgas in Estland sind in jüngster Zeit etwas gefallen, nachdem sie in den vorangegangenen Jahren zum Teil deutlich gestiegen waren. Sie lagen 2016 bei unter 2 ct/kWh für industrielle Abnehmer und unter 3 ct/kWh für private Haushalte. Da kein Engpass bei Erdgaslieferungen zu erwarten ist, kann von relativ stabilen Preisen ausgegangen werden.

Im Vergleich zum Durchschnitt der EU-28 sind die Preise gemäß Tab. 7.3 deutlich niedriger. 2016 betrugen die mittleren Gaspreise 2,12 ct/kWh für die Industrie und 4,8 ct/kWh für Haushalte.

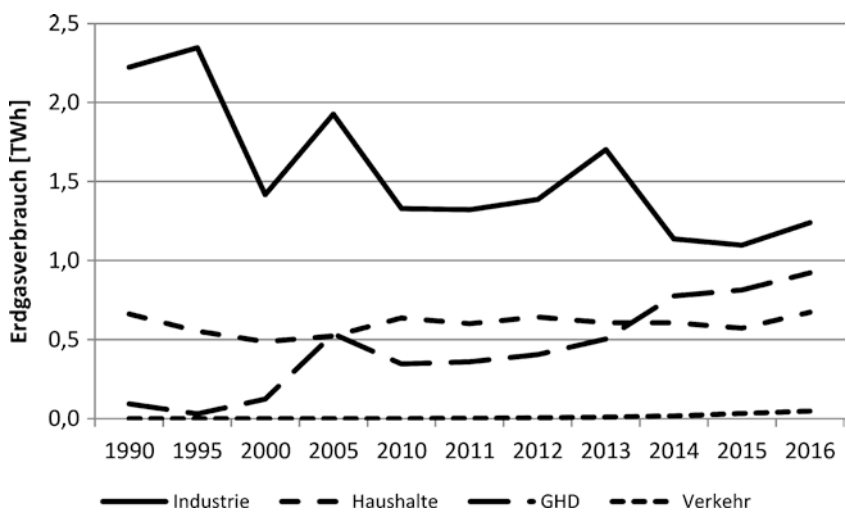


Abb. 7.7 Erdgasverbrauch. (Quelle: [2])

Tab. 7.3 Erdgasendverbraucherpreise [ct/kWh]. (Quelle: [1])

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Industrie	0,76	2,08	2,03	2,73	2,76	2,62	2,63	1,66
Haushalte	1,29	2,80	3,23	3,86	4,05	3,79	3,52	2,67

7.4 Fernwärmeversorgung

Die estnischen Fernwärmesysteme erreichen 60 % der Bevölkerung. Konkret gibt es über 230 Fernheizwerke, deren Wärme über ein Netz mit einer Gesamtlänge von 1430 km transportiert wird. Insgesamt sind im Wärmesektor circa 200 Unternehmen tätig. Zu den größten Wärmeproduzenten gehören Utilitas Eesti, Fortum Eesti und Eesti Energia. Der Wärmemarkt wird maßgeblich durch das Fernwärmegesetz geregelt und ist nicht so streng reguliert wie andere leitungsgebundene Energieversorgungssysteme. Wärmeproduzenten sind aber verpflichtet, ihre Wärmepreise dem estnischen Kartellamt zur Prüfung vorzulegen.

Wie in anderen europäischen Ländern ist der Wärmeverbrauch tendenziell rückläufig, auch wenn in einigen Netzen die Zahl der Anschlussnehmer steigt. Dies ist insbesondere auf den verminderten Raumwärmebedarf von modernisierten bzw. neu errichteten Gebäuden zurückzuführen. Der Großteil der Wärmebereitstellung entfällt dabei auf Biomasse (insbesondere Holz) und Erdgas. Auch Ölschiefer trägt aufgrund seiner umfangreichen Nutzung in Heizkraftwerken in bedeutendem Umfang zur Wärmebereitstellung bei. Rund 45 % der Produktion von Wärmeenergie gemäß Abb. 7.8 erfolgt in Heizkraftwerken und 55 % in Heizwerken.

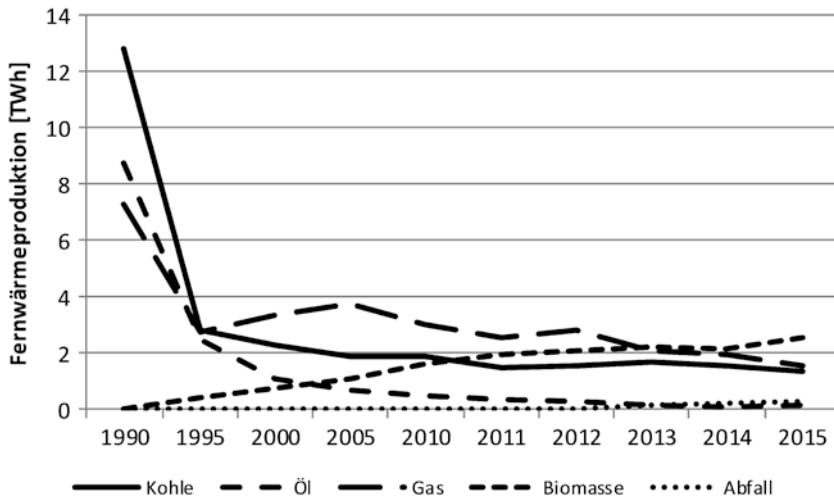


Abb. 7.8 Fernwärmeproduktion. (Quelle: [5])

In den Statistiken zum Fernwärmeverbrauch wie Abb. 7.9 findet sich der Wärmebedarf der Haushalte, insbesondere für die Bereitstellung von Raumwärme wieder. Über 50 % des Gesamtfernwärmeverbrauchs entfällt auf diese Nutzergruppe, gefolgt vom GHD-Sektor, der den Großteil der gelieferten Wärme ebenso für Heizzwecke und die Warmwasserbereitstellung verwendet. Der Anteil an Prozesswärme am Fernwärmeverbrauch ist insgesamt relativ gering.

In Estland gibt es 230 Wärmenetzbereiche, die unterschiedliche Wärmepreise haben. Gemäß der Fernwärmeverordnung müssen alle Verkäufer ihre Wärmepreise der Wettbewerbsbehörde zur Kontrolle vorlegen. Die Wettbewerbsaufsicht legt für Anbieter eine Preisobergrenze fest, die abhängig vom eingesetzten Brennstoff und der verwendeten Wärmeerzeugungstechnologie definiert wird. Auch der Zustand des Wärmenetzes spielt hier eine Rolle. Der Wärmeendpreis darf die festgelegte Obergrenze nicht übersteigen. Gegenwärtig liegen die Fernwärmepreise in Estland im Bereich zwischen 34 bis 89 EUR/MWh (ohne MwSt.). Bis zum Jahr 2030 sollen die Wärmeendpreise marktwirtschaftlich bestimmt werden.

7.5 Energieeffizienz

Estland hat sich im Rahmen des EU-Klimapakets verpflichtet, bis 2020 den Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch auf 25 % und im Transportsektor auf 10 % zu steigern. Der Endverbrauch soll zudem auf das Niveau von 2010 (32,8 TWh) beschränkt werden. Zudem dürfen die Emissionen außerhalb des EU-Emissionshandelssystems nicht größer als 11 % sein. Ein teilweise steigender Energieverbrauch der

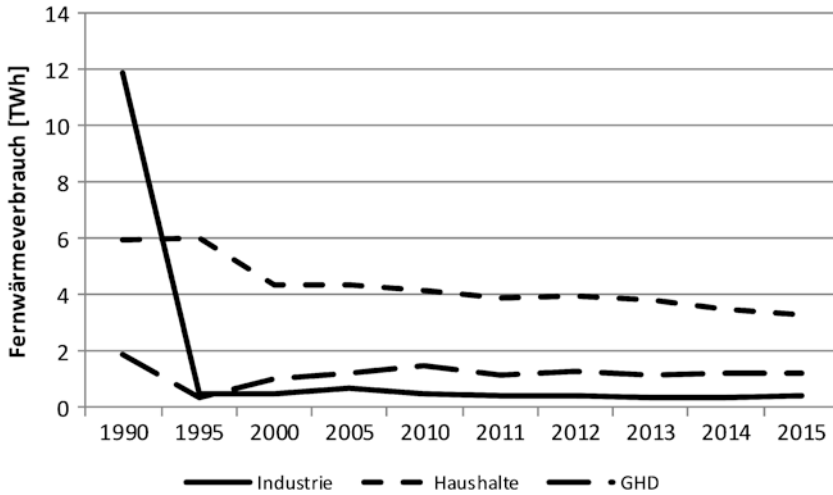


Abb. 7.9 Fernwärmeverbrauch. (Quelle: [5])

Industrie soll durch Einsparungen im Gebäudesektor kompensiert werden (da dieser größtenteils veraltet ist und rund 40 % des Wärmeenergiebedarfs des Landes ausmacht). Bis zum Jahr 2030 sollen alle neuen Gebäude Nullenergiehäuser sein. Bis zum Jahr 2020 müssen 37 % der öffentlichen Verwaltungsgebäude dem Energieeffizienzstandard von 2013 entsprechen. Seit 2009 gibt es ein Finanzierungsprogramm zur Förderung von Energieeffizienzinvestitionen im Gebäudebestand, das vom estnischen Förderinstitut KredEx in Zusammenarbeit mit der deutschen KfW erarbeitet wurde. Es fördert insbesondere die Renovierung von Gebäuden, die vor 1993 gebaut wurden. Es gibt auch eine Förderung für die Sanierung von Heizungsanlagen in kleinen Wohngebäuden, insbesondere zur Nutzung von erneuerbaren Energien. Die Förderung zielt auf Privat-, Doppel- und Reihenhäuser mit einer eigenen Zentralheizung. Darüber hinaus gibt es folgende Initiativen:

- Modernisierung von Plattenbauten insbesondere bezüglich Lüftung und Wärmedämmung,
- Technologieförderung beim Bau von Niedrigenergiehäusern,
- Qualifizierungen im Bereich Passivhaus,
- Weiterbildungen im Bereich wohngesundes Bauen und bauschadenfreie Konstruktionen.

Auch für die Industrie gibt es zahlreiche Effizienzförderprogramme. So können Unternehmen beispielsweise einen günstigen Kredit für Technologieinvestitionen beantragen. Dieser richtet sich insbesondere an die verarbeitenden Industrien, die exportorientiert sind und in neue Anlagen und Maschinen investieren möchten. Es gibt Erhebungen, dass durch

moderne (Automatisierungs-)Technik bis zu 40 % Energie eingespart werden können [7]. Im Bereich der Energieeffizienz in der Industrie sind u. a. folgende Aspekte gefragt:

- Energieeffiziente Querschnittstechnologien (Motoren, Pumpen, Druckluft, etc.),
- Kraft-Wärme-Kopplung,
- Effizienzsteigerung bei der Wärme/Dampf-Produktion,
- Abwärmenutzung,
- Energetische Verwertung von Abfällen und Produktionsausschuss,
- Erschließung von erneuerbaren Energiequellen (Biomasse, Biogas, Geothermie, etc.),
- Verringerung des Energieverbrauchs von Industriebauten.

Vergleicht man die Energieproduktivität Estlands mit anderen EU-Staaten, wird das Verbesserungspotenzial deutlich. In Anlehnung an Abb. 7.10 betrug sie 2016 in etwa nur ein Drittel der Energieproduktivität von Deutschland (0,77 EUR/kWh), gemessen als Verhältnis des Bruttoinlandsprodukts zum Bruttoinlandsenergieverbrauch.

Unabhängig von der Zielerreichung ist festzustellen, dass die Effizienz grundsätzlich steigt.

Auch in Estland hat sich die Entwicklung des BIP von der des Stromverbrauchs entkoppelt, d. h. der Strombedarf ist kein aussagefähiger Indikator für die wirtschaftliche Leistung (Abb. 7.11).

Die Energieverluste in den estnischen Strom- und Fernwärmenetzen sind relativ hoch. Dies ist unter anderem auf ihren technischen Zustand zurückzuführen, der eine Modernisierung erfordert. Konkret liegen die Verluste des Elektrizitätsnetzes knapp im zweistelligen Prozentbereich, bei den Wärmenetzen um die 15 %. Die berechneten Netzverluste

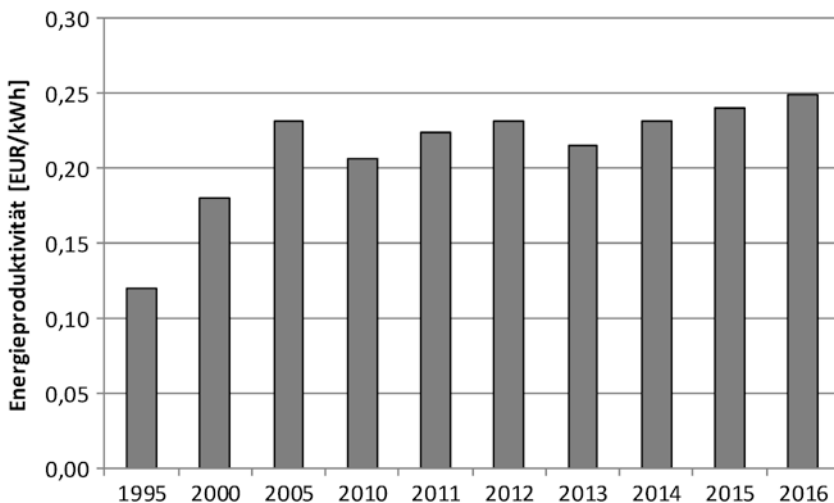


Abb. 7.10 Energieproduktivität. (Quelle: [2])

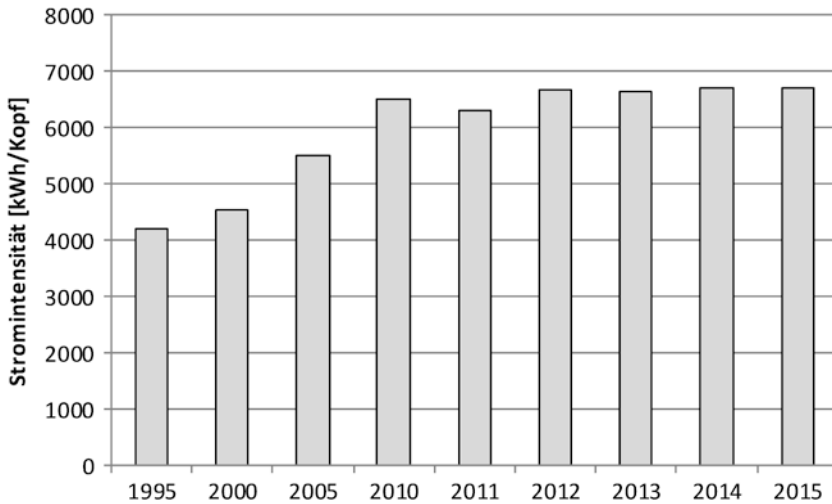


Abb. 7.11 Stromintensität. (Quelle: [5])

sind das Verhältnis der von Eurostat veröffentlichten Verlustmengen und dem Verbrauch zuzüglich dieser Verluste.

Der staatliche Netzbetreiber Elering und die privaten Verteilnetzbetreiber haben in den vergangenen Jahren bereits einiges getan. Im Stromnetz zeigt sich dies besonders deutlich.

7.6 Perspektiven

Der estnische Energiesektor hat sowohl Stärken als auch Schwächen. Eine Stärke ist die geringe Abhängigkeit von Energieimporten (lediglich rund 7 %). Diesbezüglich belegt Estland den Bestplatz innerhalb der EU28. Das Land verfügt über ein ausgebautes Stromnetz, das an die nordischen und baltischen Elektrizitätssysteme angeschlossen ist. Es gewährleistet eine gute Versorgungssicherheit. Ein vollständig offener Strommarkt bietet den Verbrauchern faire Strompreise. Eine Schwäche des estnischen Energiesektors ist die niedrige Energieeffizienz (vorletzter Platz der EU28) und ein hohes Niveau der Treibhausgasemissionen (ebenso Vorletzter). Beide Probleme sind mit der Verwendung des einheimischen Brennstoffs Ölschiefer verbunden. Mehr als 80 % der Elektrizität wird in Ölschieferkraftwerken generiert. Diese Kraftwerke haben einen niedrigen Wirkungsgrad und verursachen einen großen Teil der Treibhausgasemissionen. Für die Verbesserung der Situation ist es notwendig, die Abhängigkeit von Ölschiefer zu verringern und die Verwendung der erneuerbaren Energiequellen für die Stromerzeugung zu forcieren. Im Jahr 2015 wurde das wahrscheinlich letzte Ölschieferkraftwerk in Estland gebaut, das Auvere Kraftwerk mit einer Kapazität von 300 MW und einer Stromerzeugung von rund 2,2 TWh pro Jahr. Das entspricht rund 25 % des Stromverbrauches

von Estland. In Kombination mit Ölschiefer kann 50 % Biomasse, 20 % Torf oder 10 % Ölschiefergas verwendet werden. Dies erhöht die Effizienz und schmälert die Treibhausgasemissionen. In Zukunft wird Ölschiefer nur für die Produktion von Schieferöl verwendet werden. Strom wird aus den Nebenprodukten der Ölschieferproduktion erzeugt. Im Jahr 2019 sollen alle Ölschieferblöcke, die nicht den Umweltanforderungen entsprechen, stillgelegt werden. Die reduzierte Kapazität von 600 MW soll hauptsächlich durch Biomasse, Windenergie und Sonnenenergie kompensiert werden. Um die nachhaltige Existenz des estnischen Energiesystems zu gewährleisten und allen Verbrauchern die Verfügbarkeit von Strom und Wärme zu einem akzeptablen Preis unter Einhaltung aller Umweltanforderungen zu gewährleisten, hat die estnische Regierung einen Energieentwicklungsplan ausgearbeitet. Der Plan stellt die Hauptaufgaben und Ziele der Energiewirtschaft des Landes bis 2030 und die Vision bis 2050 vor. Für das Jahr 2030 sind das u. a.:

- Vollständige Öffnung des Marktes für Brennstoffe, Wärme und Elektrizität,
- Sicherstellung der Strom- und Wärmeproduktionskapazitäten durch den Einsatz einheimischer Energien,
- Stromnetzsynchrisation mit der Europäischen Union,
- Stromerzeugung zu 50 % aus erneuerbaren Energiequellen,
- Wärmerzeugung zu 80 % aus erneuerbaren Energiequellen,
- Reduzierung der Energieintensität um 66 % gegenüber 2012,
- Steigerung der Gebäudeenergieeffizienz um 40 % für kleine Häuser, 50 % für Mehrfamilienhäuser und 20 % für Nichtwohngebäude,
- Kraftstoffverbrauch für Fahrzeuge bleibt unter dem Niveau von 2012 (8,3 TWh),
- Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Energiesektor um 70 % gegenüber 1990,
- Brennstoffimporte bezogen auf den PEV sind kleiner 25 %,
- der Endenergieverbrauch soll das Niveau von 2010 nicht übersteigen,
- der Marktanteil des größten EVU im Gasmarkt darf maximal 32 % betragen.

Die Perspektiven für das Jahr 2050 sind:

- Reduzierung der Treibhausgasemissionen des Energiesektors um 80 % gegenüber 1990,
- Windenergie macht 30 % am Stromverbrauch aus, die Solarenergie etwa 1 %,
- die Erzeugung von Strom und Wärme aus Biokraftstoffen erfolgt in Übereinstimmung mit dem Zustand der Wälder,
- Die Stromerzeugung aus Ölschiefer erfolgt nur auf der Basis von Ölschiefergas und Halbkoks.

Die Umsetzung des Entwicklungsplans soll die Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit des Energiesystems Estlands unter den Bedingungen strenger Umweltanforderungen der Energie- und Klimapolitik der EU gewährleisten [1].

Literatur

1. Ministerium für Wirtschaft und Kommunikation. www.mkm.ee/en/objectives-activities/energy-sector
2. Statistisches Amt der Europäischen Union (Eurostat). <http://ec.europa.eu/eurostat>
3. Elektrilevi OÜ. www.elektrilevi.ee
4. Nelja Energia. www.4energia.ee
5. International Energy Agency. <https://www.iea.org/countries/Estonia/>
6. Deutsch-Baltische Handelskammer. www.ahk-balt.org
7. Deutsche Energie-Agentur (dena), Länderprofil Estland. www.dena.de
8. Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E). www.entsoe.eu
9. Estnisches Statistikamt. www.stat.ee

Olga Borozdina

8.1 Rahmenbedingungen

Die russische Föderation verfügt über umfangreiche Energiere Ressourcen und ist eines der bedeutendsten Lieferländer von Erdöl und Erdgas weltweit. Der Energie- und Rohstoffsektor bildet die Grundlage für die Wirtschaftsentwicklung des Landes. Für Russland ist es wichtig, stabil und zuverlässig Unternehmen, Bürger und ausländische Handelspartner mit Primär- und Sekundärenergien zu versorgen.

In den Jahren 2000–2017 hat sich die russische Wirtschaft ungleichmäßig entwickelt. Durch die Finanz- und Wirtschaftskrise 2008/09 wurden die Bedingungen für die Wirtschaftsentwicklung Russlands verändert. In der Tab. 8.1. ist die Bevölkerungsentwicklung und wirtschaftliche Entwicklung dargestellt. Sie hat nicht nur zum zeitweiligen Rückgang des Bruttoinlandproduktes, sondern zur mittelfristigen Wachstumsabschwächung geführt. Während das Wirtschaftswachstum 2000–2008 durchschnittlich 6,9 % p. a. betrug, ist die Wirtschaft Russlands 2011 nur 4,3 %, 2012 3,4 % und in den Jahren 2013 sowie 2014 jeweils nur 1,3 % real gewachsen. 2014 sind weitere Bestimmungsgründe hinzugekommen: die Eskalation des Konfliktes in der Ukraine, die Verhängung neuer Sanktionen gegenüber Russland und der Preisverfall beim Erdöl, dessen Verkauf einen bedeutenden Anteil der Staatseinnahmen ausmacht. Die Wirtschaft Russlands ist 2015 um 2,5 % und im Jahr 2016 um 0,2 % inflationsbereinigt gesunken [1]. Es besteht die Hoffnung, dass die Stabilisierung der Ölpreise und des Rubels zur wirtschaftlichen Erholung beitragen.

Nach den Einschätzungen der Zentralbank Russlands (Bank Rossii) betrug das Exportvolumen 2014 rund 494 Mrd. USD und das Importvolumen 308 Mrd. USD. Entscheidender Faktor für die Entwicklung des BIP bleibt der Ölpreis. Im Laufe der Jahre hat die

O. Borozdina (✉)

Staatliche Universität für Wirtschaft, Sankt-Petersburg, Russland

E-Mail: o_borozdina@bk.ru

Tab. 8.1 Bevölkerung und wirtschaftliche Entwicklung. (Quelle: [1])

	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Einwohner [Mio.]	146,3	143,2	142,8	142,9	143,0	143,3	143,7	146,3*	146,5*	146,8*
BIP [Mrd. RUB]	7306	21.610	46.309	55.967	62.147	66.194	77.802	81.287	85.917	92.082

*unter Berücksichtigung der Bevölkerung der Republik Krim und Sewastopol

Regierung zahlreiche Maßnahmen zur Wirtschaftsstabilisierung getroffen. Zudem hat die Zentralbank mehrfach den Leitzins erhöht. Nach der Erhöhung im Dezember 2014 betrug er 17 %. Die Zentralbank hat Devisenmarktinterventionen für die Unterstützung des Rubelkurses unternommen, wofür 2014 76,13 Mrd. USD und 5,41 Mrd. EUR verausgabt wurden. Die Gold- und Währungsreserven der Zentralbank sind hierfür um ein Viertel gesunken.

Wladimir Putin hat in einer Rede bemerkt, dass ab 2015 ein Programm zur Kosten-erstattung für Föderationsprojekte bei der Schaffung von Industrieparks entwickelt wird [2]. Es wird davon ausgegangen, dass die Regionen diese Gelegenheit aktiv nutzen, um eigenes Industripotenzial zu entwickeln. Ein umfangreicher Inlandsmarkt und natürliche Ressourcen, Kapital und Wissenschaftsleistungen ermöglichen es, zusätzliche Sicherheitsreserven in der Industrie, im Finanzsystem und bei den Beschäftigten zu nutzen.

Die Regierung der Russischen Föderation beeinflusst aktiv die Energiewirtschaft. Seit 2011 werden verschiedenste Maßnahmen umgesetzt, wie beispielsweise die Erarbeitung des Staatsprogramms Energieeffizienz und Entwicklung der Energiewirtschaft [3]. Zudem wurden durch Verträge zur Leistungsbereitstellung (DPM) große Investitionsprojekte ermöglicht. Die Anlagenbetreiber, die bei der Ausschreibung ausgewählt werden, verpflichten sich zur Bereitstellung einer festgesetzten Leistung innerhalb einer bestimmten Periode, z. B. einem Jahr. Darüber hinaus wurde das 60-66-90-100-System zur Zollregulierung eingeführt. Seit Oktober 2011 wird die Zollgebühr für Erdöl mit dem Spitzensatz von 60 % berechnet. Durch die Verordnung Nr. 719 (2011) wurden die Sätze für leichte und schwere Erdölprodukte bei 66 % der Erdölgebühr gehalten. Ab Januar 2015 wurde die Exportgebühr für schwere Erdölprodukte auf 100 % der Erdölgebühr festgesetzt. Im Mai 2011 wurde ein erhöhter Zoll von 90 % der Erdölgebühr für Benzin eingeführt. Für die Erschließung von neuen Vorkommen in Schelfbereichen oder fast erschöpften Lagerstätten wurden Steuerbegünstigungen geschaffen. Für die Erdöl- und Erdgasgewinnung wurden die Steuern angepasst. Für Erdöl betrugen sie ab 2013 470 RUB/t, für Erdgas 265 RUB/1000 m³. Außerdem wurden Strategien für die gesamte Energiewirtschaft inkl. Öl- und Gasindustrie bis 2030 beschlossen.

Eine vordringliche Aufgabe Russlands ist es, die Eigenständigkeit seiner Energiewirtschaft zu sichern und jederzeit die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Wichtige Veränderungen im In- und Ausland, welche die aktuelle Entwicklung beeinflussen, sind folgende:

Ausland:

- Veränderungen im internationalen Börsenhandel (Dodd-Frank Act, EU Energiepaket)
- unkonventionelle Ressourcen von Kohlenwasserstoffen
- Abschwächung der Auslandsnachfrage nach russischen Energieträgern
- Konkurrenzverschärfung auf dem Auslandsmarkt
- Nutzung von erneuerbaren Energieträgern
- Verbreitung von energieeffizienten Technologien

Inland:

- deutliche Verlangsamung des Wirtschaftswachstums
- allgemeine Kostensteigerung
- hoher Anteil an importierter Technologie für die Öl- und Gasförderung
- unzureichende Infrastrukturen

Die Regierung der Russischen Föderation hat den Beschluss gefasst, die Energiestrategie Russlands aus dem Jahr 2010 zu verlängern. Die Leitlinien der Energiestrategie bis zum Jahr 2035 sind die Energiesicherheit, Energieeffizienz und stabile Entwicklung der Energiewirtschaft [4]. Gemäß Energiestrategie soll der Anteil der Energiewirtschaft am Bruttoinlandsprodukt um den Faktor 1,7 reduziert werden. Der inländische Primärenergieverbrauch wird bis 2020 11 % über dem Wert von 2010 liegen. Bis zum Jahr 2035 beträgt die prognostizierte Steigerung sogar 27 %. Der Stromverbrauch wird in diesem Zeitraum vermutlich um 19 % bzw. 54 % zunehmen. Die Energieintensität des Bruttoinlandsprodukts soll 2020 24 % unter dem Wert von 2010 liegen. Bis 2035 ist eine Abnahme um 50 % gewünscht. Investitionen (sowohl private als auch öffentliche) in den Energiesektor sollen von 460 Mrd. USD (2011–2015) auf 793 Mrd. USD in den Jahren 2031–2035 erhöht werden. Dabei wird der Anteil der Energiewirtschaft an den gesamten Wirtschaftsinvestitionen von 25,6 % auf 17,7 % vermindert. Der Erdgasanteil am inländischen Energieverbrauch soll auf einem Niveau von 50 % stabilisiert werden. Das Preisniveau für Elektrizität, Erdgas und Erdöl soll bis 2035 nicht höher sein als in den USA. Eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 89,5 % bis zum Jahr 2035 im Vergleich zu 1990 ist geplant. Zu betonen ist, dass die Themen Energieeinsparung und Energieeffizienz zunehmend Aufmerksamkeit durch die öffentliche Hand und private Unternehmen erfahren. Das oben erwähnte Staatsprogramm „Energieeffizienz und Entwicklung der Energiewirtschaft“ gibt wichtige Richtungen wie die Modernisierung und Entwicklung der Stromwirtschaft einschließlich Stromerzeugung durch erneuerbare Energiequellen und die Entwicklung der Erdöl-, Erdgas- und Kohleindustrie vor. Für die Finanzierung des Staatsprogramms sollen aus dem Staatsbudget bis zum Jahr 2020 etwa 91 Mrd. RUB freigegeben werden. Die Zielorientierung des Unterprogramms „Entwicklung von erneuerbaren Energiequellen“ ist die Inbetriebnahme von Anlagen mit einer Gesamtleistung von 5,9 GW. Dies soll die Zunahme der Energieerzeugung mittels erneuerbarer Energiequellen von 0,8 % auf 2,5 % bezogen auf die Primärenergiebilanz bis zum Jahr 2035 ermöglichen.

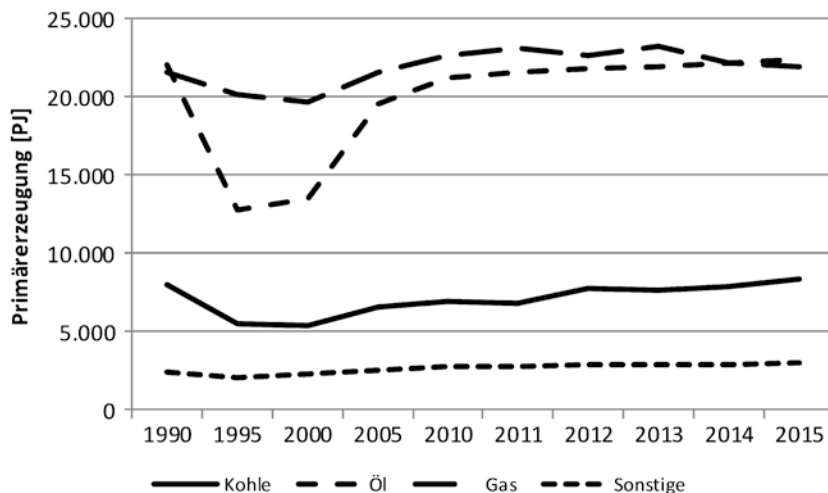


Abb. 8.1 Heimische Energiegewinnung. (Quelle: [5])

Ein Blick auf die Grafik der Primärenergiegewinnung in Abb. 8.1 zeigt die große Bedeutung der konventionellen Energiequellen. Dies gilt sowohl für den Export (Erdgas, Erdöl und Steinkohle) als auch die inländische Nutzung dieser Energieträger. Insgesamt besteht die Tendenz, den Eigenverbrauch an diesen Ressourcen zu reduzieren, um mehr exportieren zu können. Seit 2010 ist die Höhe der Primärenergiegewinnung relativ gleich, auch wenn bei einigen Energieträgern ein leicht fallender (z. B. Erdgas) und bei anderen ein leicht steigender Trend (z. B. Kohle und Kernenergie) zu beobachten ist.

Die Energiestrategie Russlands sieht eine Zunahme des Anteils erneuerbarer Energiequellen auf 3,7 % bis zum Jahr 2035 in der Gesamtleistung der in Betrieb zu nehmenden Kraftwerke vor. In der Stromerzeugung ist das Wachstum auf 2,2 % der gesamten Stromproduktion vorgesehen, was etwa 35 Mrd. kWh entspricht [4]. Dennoch bestehen folgende Probleme: ein Mangel an effektiven staatlichen Maßnahmen, welche die Entwicklung der erneuerbaren Energiequellen tatsächlich fördern (beispielsweise Steuerbegünstigungen, Subventionen, Vergütungen, Verpflichtungen, Privilegien bei der Kreditgewährung), unzureichende Investitionen in die Entwicklung neuer Technologien oder in Pilot- und Demonstrationsprojekte, die generelle Unterentwicklung des Marktes für erneuerbare Energien sowie ein Mangel an Fachkräften, die fähig sind, die technischen und wirtschaftlichen Fragen zu lösen.

Wie die Erfahrungen anderer Länder zeigen, sollten Investitionsprojekte zur Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen auch vom Staat unterstützt werden. So wurde zum Beispiel im Juni 2014 die erste Etappe des Wettbewerbs abgeschlossen, in dem die Investitionsprojekte ausgewählt wurden, die den Bau von erneuerbaren Energieträgern in den Jahren 2015–2018 vorsehen. Im Ergebnis sollen in der Windenergie 51 MW (beginnend 2015) und in der Wasserenergie 20,6 MW (beginnend 2017) installiert werden [6]. Der Einsatz von Privatkapital für erneuerbare Energiequellen in Russland muss verbessert werden. Besonders wichtig ist dabei, dass in Russland der technologische Industriesektor entwickelt wird, der sich mit der Produktion von entsprechenden Energieanlagen beschäftigt.

Schaut man sich die Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Russland an, wie in Abb. 8.2 dargestellt, wird erkennbar, dass sich nach einem deutlichen Rückgang Anfang der 1990er-Jahre dessen Umfang seit 2010 stabilisiert hat und von Jahr zu Jahr nur geringfügig schwankt. Eine leicht steigende Tendenz lässt sich im Bereich des nicht-energetischen Verbrauchs vermuten.

Die CO₂-Emissionen in Russland sind leicht rückläufig, auch wenn leider keine verlässlichen Zahlen zum Anteil der Energiewirtschaft an den Gesamtemissionen vorliegen (Abb. 8.3).

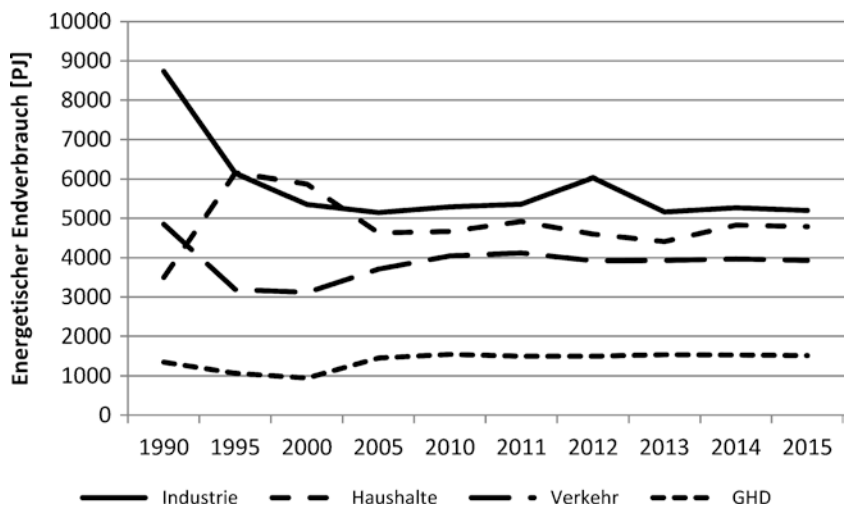


Abb. 8.2 Endenergieverbrauch. (Quelle: [5])

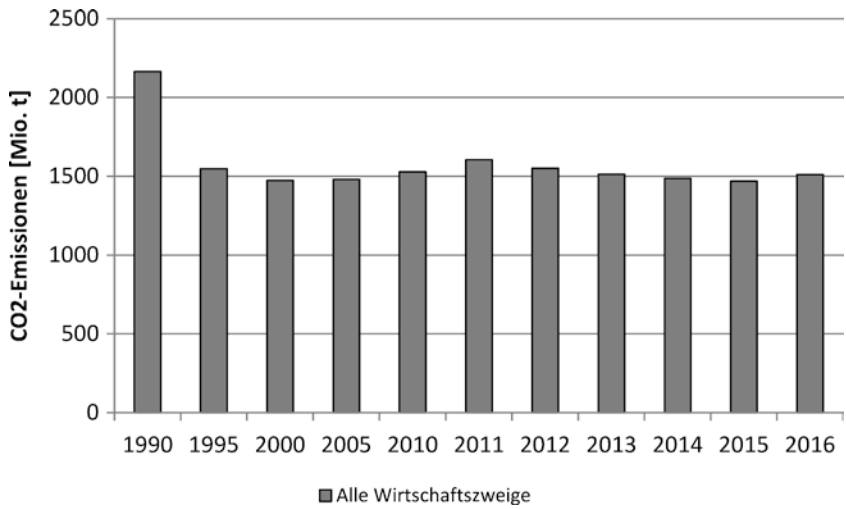


Abb. 8.3 CO₂-Emissionen. (Quelle: [7])

Auch die russische Regierung hat erkannt, dass neben der Art der Energieerzeugung (Kernenergie und erneuerbare Energien) auch das Thema Energieeffizienz ganz wesentlich ist, um in allen Sektoren die Emissionen zu reduzieren. Hier zeigt sich in der Praxis oft das übliche Spannungsfeld zwischen technischem, wirtschaftlichem und realisierbarem Einsparpotenzial, da auch für wirtschaftliche Maßnahmen häufig die notwendigen Informationen und/oder notwendigen Investitionsmittel fehlen.

8.2 Elektrizitätsversorgung

Das Übertragungsnetz in Russland wird von der föderalen Netzgesellschaft FSK EES betrieben. Die operative Führung im einheitlichen Energiesystem erfolgt durch den staatlichen Systemoperator SO EES, der sieben regionale Versorgungsgebiete (Osten, Sibirien, Ural, Mittlere Wolga, Süden, Zentrum und Nord-West) überwacht. Höchstspannungsübertragungsleitungen zwischen 220 und 750 kV verbinden die Stromversorgungsgebiete. Wie in Abb. 8.4 gezeigt, ist analog der Bevölkerungsstruktur das Stromversorgungsnetz im Westen deutlich dichter als im Osten.

14 überregionale VNB mit Netzebenen bis 110 kV sind der staatlichen Gesellschaft Rosseti untergeordnet, zur der auch die föderale Netzgesellschaft gehört. Rosseti gehört zu den größten Netzbetreibern der Welt. Das Unternehmen verwaltet rund 2,3 Mio. km Übertragungsleitungen und 496.000 Umspannwerke mit einer Transformatorkapazität von über 773.000 MVA. Neben den überregionalen VNB gibt es über 3000 regionale, die

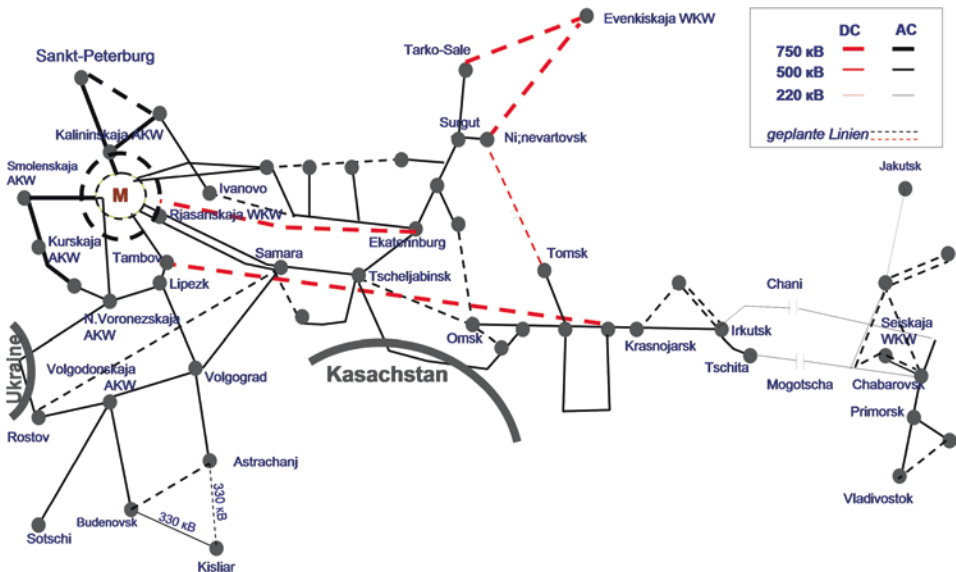


Abb. 8.4 Überblick Elektrizitätsversorgung

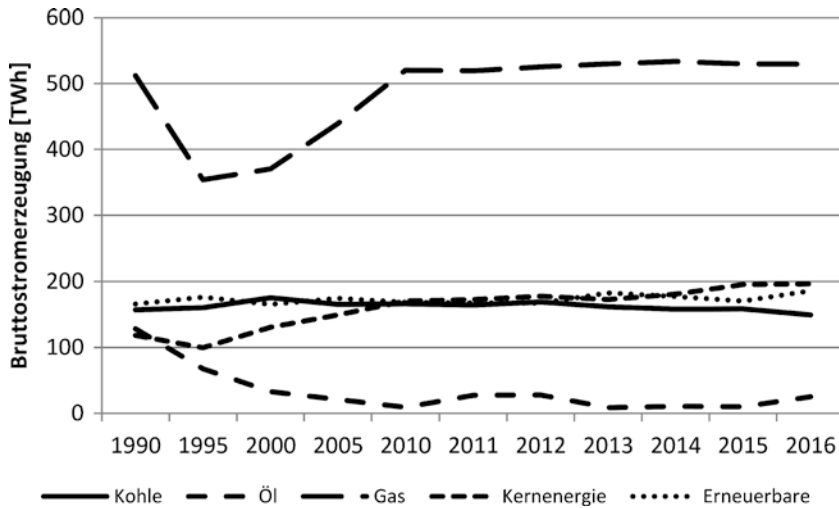


Abb. 8.5 Bruttostromerzeugung. (Quelle: [5])

überwiegend Leitungsnetze bis 10 kV betreiben. Die Anzahl der VNB auf der Mittel- und Niederspannungsebene soll zukünftig reduziert werden.

Die russische Elektrizitätserzeugung ist maßgeblich durch Gaskraftwerke, Kernkraftwerke, Wasserkraftwerke und Kohlekraftwerke gekennzeichnet. Konkrete Tendenzen sind in Abb. 8.5 zu finden.

Die Bruttostromerzeugung zeigt seit Mitte der 1990er-Jahre eine steigende Tendenz, die sich vermutlich in Zukunft fortsetzen wird.

Die Stromerzeugungskapazitäten Russlands werden neben den beiden staatlichen Energieversorgungsunternehmen RusHydro (Wasserkraftwerke) und Rosenergoatom (Kernkraftwerke) von 6 überregionalen (OGKs) und 14 regionalen Stromerzeugungsgesellschaften (TGKs), die überwiegend im Eigentum von Privatinvestoren sind, bereitgestellt. Zur Elektroenergieerzeugung gibt es etwa 700 Anlagen mit einer Leistung >5 MW. Ende 2016 betrug die installierte Gesamtleistung 244,1 GW. 27,9 GW entfielen auf Kernkraftwerke, 48,1 GW auf Wasserkraftwerke und der Rest im Wesentlichen auf Kohle- und Gaskraftwerke (160,2 GW) [8]. Die Leistung von neu in Betrieb genommenen Anlagen betrug 2016 4,29 GW. Außer Dienst gestellt wurden Anlagen mit einer Leistung von 1,76 GW. Seit 2000 ist eine kontinuierliche Steigerung der Stromnachfrage, ausgenommen 2009, zu beobachten. 2016 lag sie bei 1071,8 Mrd. kWh [6]. Die landesweite Stromnachfrage wächst bis 2030 voraussichtlich um mindestens 2 % pro Jahr.

In der Russischen Föderation teilt sich der Strommarkt in den überregionalen und den regionalen Handel. Die Teilnehmer des überregionalen Marktes (Großhandel) können nicht nur als Verkäufer, sondern auch als Käufer agieren. In der Regierungsverordnung Nr. 1172 (2010) ist der Status der Großhändler festgelegt. Für den Großhandel werden die Grundprinzipien im Rahmen des einheitlichen Energiesystems Russlands im Föderalgesetz Nr. 35-Φ3 (2003) über die Energiewirtschaft definiert. Am Großhandel nehmen nur

die großen Stromproduzenten und Stromhändler teil. Es gibt zwei Preiszonen: (i) Zentralrussland und das Uralgebiet und (ii) Sibirien. In der sogenannten Nichtpreis-Zone (Gebiete Archangelsk und Kaliningrad, die Republik Komi und Regionen des Fernen Ostens) wird – vorwiegend aus technischen Gründen – Strom nach eigenen Regeln gehandelt. Im Großhandelsmarkt für Strom lassen sich folgende Teilbereiche unterscheiden: regulierte Verträge, freie Verträge, der Spotmarkt und der Markt für Ausgleichsenergie. Die Preise für die Lieferung von Strom in regulierten Verträgen werden nach Preisindexformeln berechnet, die vom Föderalamt, der Exekutive für die staatliche Tarifregelung, festgelegt werden. Unter einer RAB-Regelung (Regulatory Asset Base) werden die Tarife für einen Zeitraum von fünf Jahren fixiert. Das wesentliche Prinzip dieser Regulierung ist, dass das in einem natürlichen Monopol investierte Kapital genügend Anreize schaffen sollte, neue Investitionen zu tätigen. Im Rahmen freier Verträge bestimmen die Geschäftspartner selbst die Bedingungen und Preise. Im Spotmarkt findet eine vom Handelsadministrator ATS durchgeführte Auswahl von Preisanmeldungen von Käufern und Verkäufern statt. Preisindizes und Handelsmengen werden täglich veröffentlicht [9].

Der Stromendverbrauch 2015 war vergleichbar mit dem im Jahr 2010. Mit Blick auf die langfristige Entwicklung gemäß Abb. 8.6 ist aber nicht davon auszugehen, dass der Stromverbrauch sinkt, im Gegenteil. Wie oben erwähnt, gehen offizielle Verbrauchsprognosen von einer steigenden Stromnachfrage aus. Eine Begründung hierfür lautet, dass Effizienzeffekte in der Elektroenergieversorgung durch die weiter voranschreitende Elektrifizierung sämtlicher Lebens- und Wirtschaftsbereiche (über-)kompensiert werden wird.

Der größte Verbrauchssektor für Elektroenergie in Russland ist die Industrie. Ihr Anteil beträgt rund 45 % am landesweiten Stromendverbrauch. Etwas weniger verbrauchen die Sektoren Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie die Haushalte, die im Jahr 2015 jeweils rund 20 % des Gesamtstromverbrauchs verursachten.

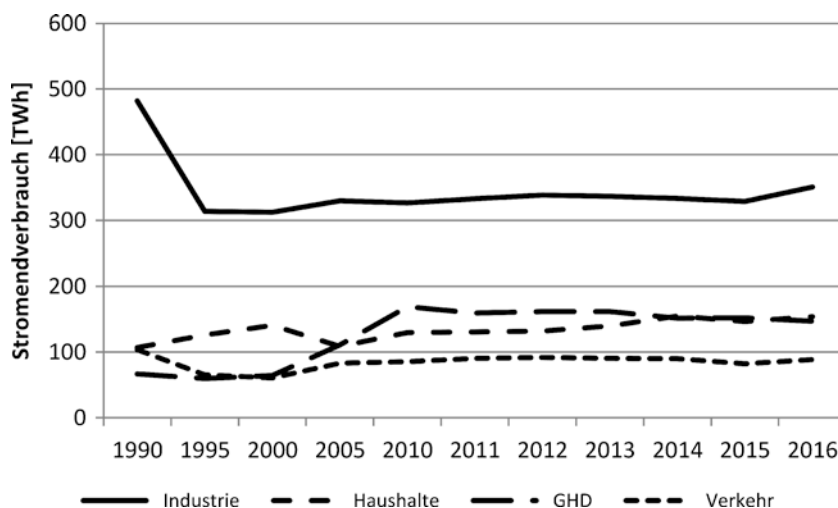


Abb. 8.6 Stromendverbrauch. (Quelle: [5])

Der Arbeitspreis für Strom in regulierten Tarifen für Privatkunden betrug im Jahr 2014 2194 RUB/MWh, der für industrielle Abnehmer 2168 RUB/MWh. Gegenüber 2013 stieg der durchschnittliche Strompreis für alle Endverbraucher über 6 %. Auch für die Folgejahre werden Preissteigerungen im einstelligen Prozentbereich erwartet. Die Tarife für die privaten Endverbraucher wurden in den Jahren 2015 bis 2017 nach dem prognostizierten Inflationsniveau des Vorjahres indexiert: ab Juli 2015 mit 6 % und ab Juli 2016 mit 5 %, ausschließlich einer sozialen Verbrauchskomponente. Die soziale Komponente ist die Strommenge, die nach dem ermäßigten Tarif bezahlt wird. Der Strom, der darüber hinaus verbraucht wird, ist mit einem höheren Tarif belegt. Die Höhe der sozialen Norm hängt von der Anzahl der Personen ab, die in einem Haus oder in einer Wohnung angemeldet sind. Jede Region bestimmt selbst die Höhe der sozialen Norm, wobei das gesamte Verfahren für die Berechnung und deren Anwendung durch die Verordnung Nr. 614 (2013) geregelt ist [10]. Zurzeit wird der von der Bevölkerung verbrauchte Strom durch die Festlegung von höheren Preisen für die Industrie subventioniert (Quersubventionen). Die Tarife für die Bevölkerung sind um die Hälfte ermäßigt, d. h. die Bevölkerung bezahlt nur 50 % des tatsächlichen Strompreises. Die höheren Stromkosten, welche die Industrie trägt, beeinflussen deren wirtschaftlichen Kennzahlen und vermindern ihre Konkurrenzfähigkeit. Darüber hinaus erhöhen die Energiekosten der Betriebe den Preis der hergestellten Produkte, der vom Kunden zu bezahlen ist. Die Höhe der sozialen Norm für den Stromverbrauch hat auch das Ziel, die Tarifbelastung der Industrie zu reduzieren.

Nach wie vor bestehen große Herausforderungen für die russische Stromversorgung, beispielsweise der hohe Verschleiß der Anlagentechnik (großer Investitionsbedarf), Rückstand beim Einsatz von umweltfreundlichen Kraftwerken, die unbedingt notwendige Modernisierung der Leitungsnetze sowie die ungleichmäßige Stromnachfrage in Regionen und Branchen. Hinzu kommt die Funktionssicherung der Stromversorgung im Gebiet Kaliningrad und auf der Halbinsel Krim.

8.3 Erdgasversorgung

Russland verbraucht weltweit das meiste Erdgas und hat das größte Gastransportsystem der Welt. Die Hauptgasleitungen für den Transport des geförderten Gases sind in einem einheitlichen Gasversorgungssystem zusammengefasst. Das Versorgungssystem koordiniert die Förderung, die Aufbereitung, den Transport, die Speicherung und die Verteilung von Erdgas. Es hat eine Länge von rund 170.000 km und verfügt über 22 Großspeicher. Es werden 247 Verdichterstationen mit einer Gesamtleistung von 45,9 GW betrieben [11]. Die Gasversorgung Russlands obliegt größtenteils dem Unternehmen Gazprom (Abb. 8.7).

Ostsibirien und der Ferne Osten machen rund 60 % des Territoriums der Russischen Föderation aus. Die Gasressourcen des östlichen russischen Festlandes belaufen sich auf insgesamt 52,4 Bio. m³, die des Schelfs auf 14,9 Bio. m³. Im Osten Russlands verfügt Gazprom über eine bedeutende Ressourcenbasis, die es erlaubt, große Infrastrukturvorhaben

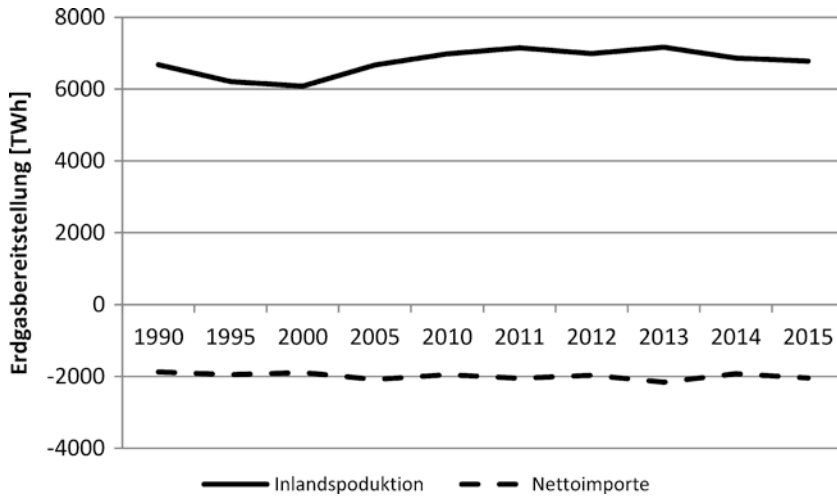


Abb. 8.8 Erdgasbereitstellung. (Quelle: [5])

zu realisieren. Gazprom plant, bis 2030 in sibirischen und fernöstlichen Föderationskreisen bis zu 7 Bio. m³ Erdgas zu fördern.

Aufgrund der umfangreichen Vorkommen und Pipelinesysteme ist Russland der weltweit größte Erdgasexporteur. Schaut man auf die Tendenz der Erdgasbereitstellung in Abb. 8.8, wird zudem der hohe Eigenbedarf deutlich. Vom gesamten Fördervolumen gingen im Jahr 2015 lediglich rund 30 % in den Export. Durch den Bau neuer Pipelines wie Nord Stream 1 und Nord Stream 2 sollen die nach Westeuropa verkauften Erdgasmengen vergrößert werden, ohne auf Transitländer wie die Ukraine oder Weißrussland angewiesen zu sein.

In Zukunft soll der Export von Erdgas auch durch ein größeres LNG-Angebot angeregt werden.

Aktuelle Herausforderungen der Erdgasförderungen sind u. a., dass Vorkommen zunehmend in klimatisch ungünstigen Regionen liegen, die Produktionskosten steigen und nach wie vor ein Großteil des Erdölbegleitgases nicht wirtschaftlich genutzt wird. Erdgas ist in Russland ein billiger und damit häufig verwendeter Brennstoff. In der Verbrauchsstruktur der Primärenergieträger liegt der Anteil deutlich über 50 % [12]. Die Struktur des Gasverbrauchs im Jahr 2014 unterscheidet sich von der Struktur der vergangenen Jahre nur unwesentlich: Stromwirtschaft 42,8 %, Industrie 33,6 %, Haushalte 11,2 %, sonstige 12,4 % [13]. Im Vergleich zu anderen Industrieländern wird nur ein relativ kleiner Anteil von den privaten Haushalten verbraucht. Die Erdgasförderung betrug 2014 639,2 Mrd. m³, wobei 452,5 Mrd. m³ im Inland verblieben sind. Der Gasexport machte 175,2 Mrd. m³ aus. Die Gaslieferungen ins Ausland außerhalb der GUS-Staaten betrugen im Jahr 2014 127 Mrd. m³ [14].

Die temperaturbereinigte Minderung des Gasverkaufs in den letzten Jahren wurde auch durch den Rückgang des Gasverbrauchs in der EU verursacht. Absicht der europäischen

Länder ist es, die Abhängigkeit vom russischen Gas zu verringern und Erdgas durch andere Brennstoffe zu ersetzen. Ein Faktor für den Rückgang der Gaslieferung in die GUS-Staaten ist die wesentliche Reduzierung des Gasexports in die Ukraine (Verminderung um 11,3 Mrd. m³ bzw. 43,8 % gegenüber 2013).

Der russische Gasmarkt ist in zwei Bereiche unterteilt: in den regulierten und nicht regulierten Bereich. Gazprom ist der Hauptlieferant von Erdgas im regulierten Bereich. Im nicht regulierten liefern hauptsächlich unabhängige Erdgas- und Erdölförderunternehmen das Erdgas. Sie decken insgesamt etwa 1/3 der Nachfrage. Die Verordnung Nr. 1205 (2010) über die Verbesserung der staatlichen Regelung der Gaspreise sieht vor, ab 2015 die Regulierung der Großhandelspreise durch eine Regulierung der Tarife für den Gastransport zu ersetzen. Die Tarife für Erdgastransporte durch die Ferngasleitungen von Gazprom werden für die unabhängigen Produzenten vom Föderalamt festgelegt. Seit 2006 ist eine differenzierte Tarifbildung umgesetzt, die aus zwei Teilen besteht. Der erste Teil ist die Zahlung für den Transport von 1000 m³ Gas pro 100 km. Der zweite Teil ist die Zahlung für die Nutzung der Gasleitungen pro 1000 m³. Sie wird vom Eingang ins Gastransportnetz bis zum Ausgang aus dem Transportnetz berechnet. Abb. 8.9. zeigt die Dynamik des Erdgasverbrauchs im Zeitraum 1990–2015.

Die Großhandelspreise für Erdgas werden in Russland ebenfalls vom Föderalamt festgesetzt. Der durchschnittliche Großhandelspreis für Gas im regulierten Markt betrug 2013 rund 3400 RUB/1000 m³ (ohne MwSt.). Der durchschnittliche Verbraucherpreis betrug 2016 rund 68 RUB pro Monat und Person (einschließlich MwSt.) [1]. Die Großhandelspreise für die Bevölkerung wurden jährlich erhöht. Im Jahr 2014 um 4,2 %, im Jahr 2015 um 6 % und im Jahr 2016 um 5 %. Die Einzelhandelspreise für die Bevölkerung werden von den Verwaltungen der 85 Regionen (Föderationssubjekte) der Russischen Föderation festgelegt. Die Preisbildung verfügt über einige Besonderheiten, zum Beispiel die

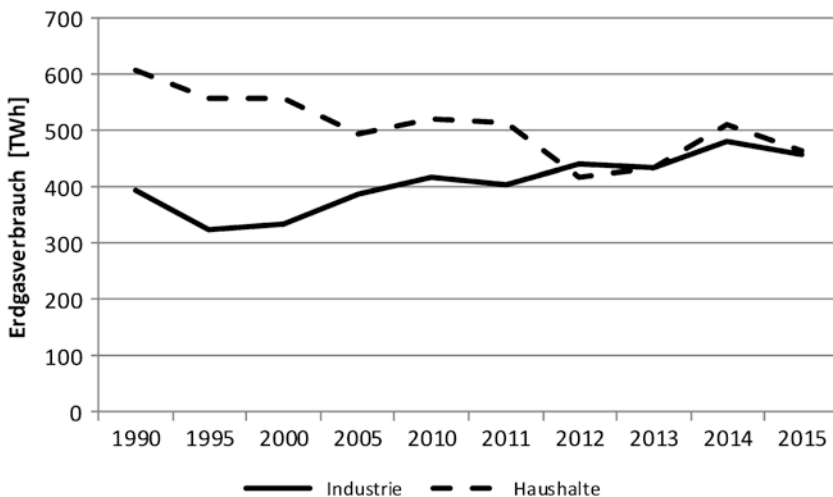


Abb. 8.9 Erdgasverbrauch. (Quelle: [5])

Berücksichtigung von Bevölkerungsgruppen, die unter Umständen Vergünstigungen bekommen. Außerdem werden die Gaspreise nach einer festgesetzten Verbrauchsnorm berechnet, falls die betreffenden Verbraucher keine Gaszähler haben. Eine wichtige Rolle bei der Entwicklung des Gasmarktes spielen langfristige Verträge.

8.4 Fernwärmeversorgung

Die Wärmeversorgung in Russland gehört zu den wichtigsten Prioritäten der staatlichen Wirtschafts- und Energiepolitik. Die Heizperiode dauert 22 bis 25 Wochen im Süden und 40 bis 45 Wochen im Norden des Landes. Bei den harten klimatischen Bedingungen in Russland spielt mithin die Wärmeerzeugung eine wichtige, soziale Rolle.

Die Wärmenetze unterscheiden sich nach der Art der Rohrverlegung: Kanalverlegung, Erdverlegung und Freileitungen. Den größten Anteil machen die Fernleitungen aus, die in Kanälen verlegt sind (52 %). Der Anteil der erdverlegten Leitungen ohne Kanäle beträgt 5 %. Die gesamte Länge der Wärmetrassen als Zweirohrleitungssystem beträgt etwa 170.000 km. Überwiegend sind das Rohre mit einem Durchmesser bis 200 mm (74 %). Der Anteil der Rohrleitungen mit einem Durchmesser von mehr als 600 mm beträgt nur 3,6 %. Der größte Teil von Wärmeleitungen mit großem Durchmesser ist im Wärmenetz der Föderationskreise Zentralrussland (4,7 %) und Sibirien (3,9 %) zu finden. In diesen Regionen sind große Wärmekraftwerke angesiedelt, die neben der Stromerzeugung auch die Wärmeenergie für das Fernwärmesystem produzieren. Der kleinste Anteil der Rohrleitungen mit großem Durchmesser ist in den Regionen zu finden, die ein wärmeres Klima haben. So beträgt der Anteil der Rohrleitungen mit einem Durchmesser von mehr als 600 mm in Südrussland nur 1 %. Der Nordkaukasus hat überhaupt keine Leitungen dieser Größe, was auch mit dem gebirgigen Relief in diesem Gebiet zusammenhängt. In der Statistik der Russischen Föderation fehlen vollständige Informationen über den Zustand und die Länge der Fernwärmeleitungen. Die lokalen Behörden und Unternehmen, welche die Bevölkerung mit Raumwärme und Warmwasser versorgen, veröffentlichen lediglich jährliche Berichte mit Angaben zur Versorgung mit Wärmeenergie.

Die Wohnungs- und Kommunalwirtschaft hat einen Anteil von 7,2 % am Bruttoinlandsprodukt der Russischen Föderation. Der jährliche Umsatz der Wohnungs- und Kommunalwirtschaft beträgt mehr als 3 Bio. RUB. Der Wert des Anlagevermögens beträgt rd. 8 Bio. RUB [15]. Im kommunalen Dienstleistungsbereich arbeiten mehr als 3 Mio. Menschen in etwa 35.000 Unternehmen bzw. Organisationen. 41 % des Budgets der kommunalen Verwaltungen entfällt auf die Wärmeversorgung. Die folgende Tabelle zeigt, dass zum Wärmeversorgungssystem in der Russischen Föderation mehr als 77.000 Kesselhäuser, etwa 24.000 Fernwärmeübergabestationen und mehr als 160.000 km Fernwärmeleitungen gehören (Tab. 8.2).

Die zentralen Herausforderungen der Wohnungs- und Kommunalwirtschaft mit Blick auf die Wärmeversorgung sind die Erhöhung der Zuverlässigkeit und der Energieeffizienz. Etwa 50 % der städtischen Versorgungsnetze für Heizung und Warmwasser müssen

Tab. 8.2 Wärmeversorgungssystem im Jahr 2017. (Quelle: [6])

		davon kommunal	
Kesselhäuser [Anzahl]	77.300	46.920	60,7 %
Pumpstationen [Anzahl]	1930	1250	64,8 %
Übergabestationen [Anzahl]	24.000	10.920	45,5 %
Netzlänge [km]	161.400	106.100	65,7 %

erneuert werden. 15 % sind in sehr schlechtem Zustand. Für 100 km Wärmenetzlänge werden durchschnittlich 70 Schäden pro Jahr erfasst. Die Verluste der Wärmenetze betragen rd. 30 %. In den letzten 20 Jahren gab es einen Investitionsstau bei KWK-Anlagen. Die Anzahl der Kessel mit einer Nutzungsdauer von mehr als 30 Jahren liegt bei 75 %, die Anzahl mit einer Nutzungsdauer von mehr als 50 Jahren bei 23 %. Geschätzte 68 % der Wärmenetze haben ein Alter von >25 Jahren. Die technische Nutzungsdauer der Rohre wird regelmäßig überschritten. Die Lebensdauer der Dämmung von Rohrleitungen in Wärmenetzen beträgt aber teilweise nur 15 Jahre. Am größten ist das Verschleißproblem in kleinen und mittleren Städten mit einer Bevölkerung <250.000 Einwohnern. Ein Grund ist häufig die geringe Attraktivität für private Großinvestoren. Eine weitere Ursache für den schlechten Zustand der Wärmeversorgungssysteme ist die mangelnde Refinanzierung von Investitionen. Nichtbezahlte Rechnungen von Verbrauchern für genutzte thermische Energie sind ein großes Problem. Die Schulden von Nichtzahlern wachsen stetig für die Wärmeversorgungsunternehmen. Der Gesamtbetrag der Schulden für Wärmeenergie liegt bei 273,4 Mrd. RUB. Auch die Energieproduzenten selbst haben Schulden von mehr als 180 Mrd. RUB [16].

Die Bevölkerung hat den größten Wärmebedarf mit etwa 75 %. Demgegenüber (siehe Abschnitt zur Stromversorgung) verbrauchen die russischen Haushalte weniger als 15 % der erzeugten Elektroenergie. Die geplante Verbesserung der Fernwärmeversorgung, die grundlegende Modernisierung und technische Ertüchtigung der Versorgung erfordert einen geschätzten Bedarf an Investitionen von rd. 70 Mrd. USD bis zum Jahr 2020.

In Abb. 8.10 ist zu erkennen, dass die jährlich erzeugte Fernwärmemenge seit dem Jahr 2000 zwischen 1500 und 1800 TWh schwankt.

Ein Blick auf den Fernwärmeverbrauch in Abb. 8.11 zeigt, dass jährlich zwischen 1200 und 1600 TWh benötigt werden. In der Differenz zur Fernwärmeproduktion sind Eigenbedarfe und Verluste enthalten.

Die Wärmeerzeugung wird sich bis zum Jahr 2020 um 2–3 % gegenüber dem Jahr 2013 erhöhen. Die Prognose bis zum Jahr 2035 geht von einem Anstieg von 10 bis 16 % im Vergleich zu 2013 aus.

Die Entwicklung und der Bau von neuen Anlagen zur dezentralen Wärmeversorgung sollte schnell durchgeführt werden. Dies ergibt sich aus der steigenden Anzahl von Wohnhäusern und öffentlichen Gebäuden auch im ländlichen Gebiet. Eine Strategie zur stabilen Entwicklung der Siedlungen in der Russischen Föderation bis zum Jahr 2030 wurde durch die Verordnung Nr. 151 (2015) bestätigt [17]. Damit Familien, die auf dem Land wohnen,

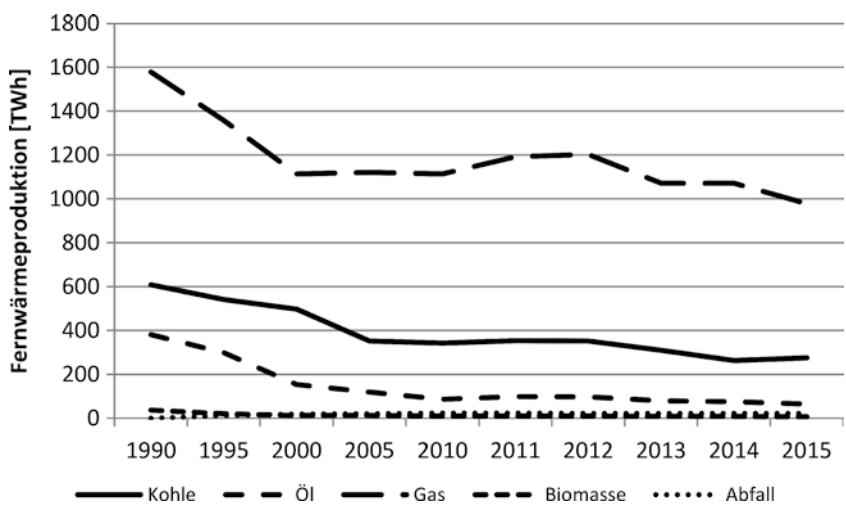


Abb. 8.10 Fernwärmeproduktion. (Quelle: [5])

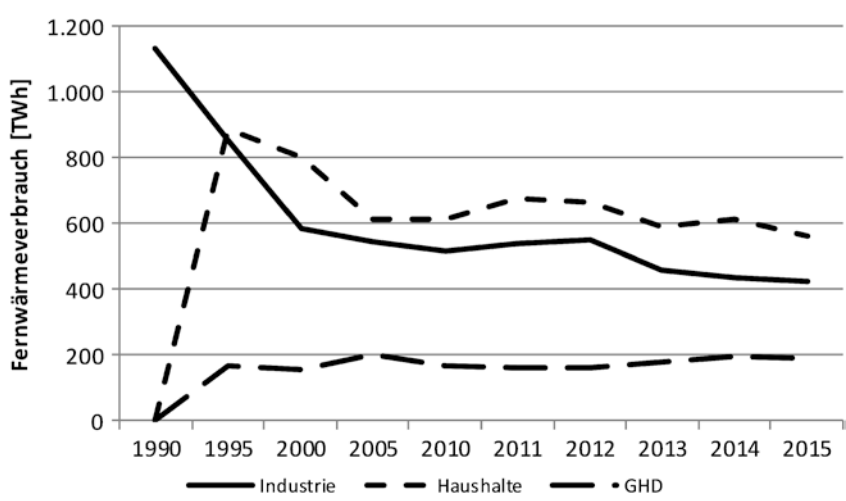


Abb. 8.11 Fernwärmeverbrauch. (Quelle: [5])

bessere Wohnmöglichkeiten erhalten, werden ihnen Grundstücke für den Hausbau gegeben, bei denen alle Versorgungsanschlüsse vorhanden sind. Die Strategie wird nach folgenden Prioritäten umgesetzt: Bildung von Mechanismen und Motivation für die Stabilisierung der demografischen Situation auf dem Land, Entwicklung von Wohn-, Versorgungs- und Transportinfrastrukturen. Der durchschnittliche private Verbraucherpreis für Fernwärme betrug im Jahr 2013 1202,63 RUB/MWh und im Jahr 2014 1281,78 RUB/MWh. In den letzten Jahren hat das Gesetz über die Wärmeversorgung positive Auswirkungen auf die Funktionsweise und Entwicklung der Versorgung. Beispielsweise konnte

die Zuverlässigkeit etwas verbessert werden. Die Zahl der schweren Unfälle war vor 10 Jahren noch 10-mal höher als heute. Außerdem gibt es Unterstützungsdienste, die helfen, Notfälle schnell zu beseitigen.

Laut Föderalgesetz Nr. 131-Φ3 (2003) über die allgemeinen Grundsätze der Organisation der kommunalen Selbstverwaltung übernehmen die lokalen Behörden die Verantwortung für die Organisation der Wärmelieferung in der Region. Die wichtigen Technologie- und Investitionsentscheidungen zur Wärmeversorgung werden von diesen Behörden getroffen. Hier werden neue Wärmeanlagen projektiert und gebaut, der Betrieb der Anlagen gesichert, Vorbereitungen für die Wintersaison getroffen und Pläne zur Wärmeversorgung ausgearbeitet. Die lokalen Behörden sind direkt für die Funktion der kommunalen Zentralheizungssysteme verantwortlich. Rechtlich sind diese Kesselanlagen und Wärmenetze in der Regel zu kommunalen Einheitsunternehmen zusammengefasst und den lokalen Behörden untergeordnet. In manchen Fällen werden Wärmeversorgungseinrichtungen an Privatunternehmen verpachtet.

Die Statistiken in Russland sind leider lückenhaft, hier sind Verbesserungen geplant. Ein Beispiel sind die Regeln für die Berechnung der geplanten und tatsächlichen Werte zur Zuverlässigkeit und Energieeffizienz von Systemen zur Wärmeversorgung. Ein Indikator im Hinblick auf die Zuverlässigkeit ist beispielsweise die Anzahl der Unterbrechungen bei der Zuführung von Wärmeenergie. Indikatoren für die Energieeffizienz sind der spezifische Brennstoffverbrauch pro erzeugte Einheit Wärmeenergie, die Wärmeverluste im Verhältnis zur Netzdimension (Summierung der technischen Einflussgrößen wie Rohrdurchmesser und Rohrlänge) und die Wärmeverluste bei der Übertragung der Wärmeenergie im Netz.

Heute wird in Russland aktiv die Reform der Wärmeversorgung diskutiert. Das wichtigste Element in dem System ist die einheitliche Organisation der Wärmeversorgung. Darüber hinaus wird eine langfristige Tarifgestaltung für Wärme nach dem Prinzip „Alternatives Kesselhaus“ eingeführt. Mit den Wärmetarifen für die Verbraucher wird der Bau von neuen autonomen Wärmeversorgungsquellen auf dem jeweiligen Territorium abgedeckt. Nach dem neuen Modell für die Wärmeversorgung werden die Großstädte Russlands eine einheitliche Organisation bekommen. Diese Funktion könnten die großen Energieversorgungsunternehmen der Regionen übernehmen. Sie wären für die gesamte Abwicklung der Wärmelieferung an die Verbraucher zuständig. Das neue Modell fördert private Investitionen im Bereich der Wärmeversorgung sowie eine umfassende Modernisierung.

8.5 Energieeffizienz

Globalisierungsprozesse beeinflussen immer mehr die Energiewirtschaft, die zum Wohle der Allgemeinheit und nicht im Interesse einzelner Lobbygruppen geführt werden sollte. Die Energiesicherheit und Klimaveränderungen sind ernst zu nehmende Themen. Umweltschutz und Energieeffizienz sind eng miteinander verbunden. Als wichtig wird der Übergang zum kombinierten Gas-Dampf-Zyklus mit Wirkungsgraden bis zu 60 % erachtet. Es ist zwingend notwendig, den Brennstoffnutzungsgrad der fossilen Energieträger im

Rahmen der Energieumwandlung zu erhöhen. Das gilt insbesondere für die Kohleverbrennung. Um die CO₂-Emissionen für die Stromerzeugung von 65 % auf 30 % zu reduzieren, muss die Energieeffizienz dieser Kraftwerke deutlich gesteigert werden. Neben den Prioritäten Atom- und Wasserkraft sollten Kohlekraftwerke durch modernere GuD-Kraftwerke ersetzt werden. Zudem muss die Nutzung von erneuerbaren Energien intensiviert werden. Außerdem sollten Gaskraftwerke weniger Brennstoff verbrauchen, sodass die Erdgasförderung ohne Exportrückgang gesenkt werden kann. Es ist eine Tendenz zu erkennen, dass sich die Inlandsnachfrage nach Kohle gegenüber Gas abschwächt, weil Erdgas zum Teil zu den regulierten inländischen Preisen geliefert werden kann. Das Interesse von Investoren für die Weiterentwicklung der Kohlenwirtschaft kann nur dann geweckt werden, wenn die Preise für Gas steigen, so die Experten. Zu berücksichtigen sind hohe Investitionsaufwendungen und Logistikkosten (der Anteil der Transportkosten am Endpreis für Kohle beträgt mehr als 50 %).

Die niedrige Energieeffizienz und der hohe Verschleiß der Anlagen zeigen auch, dass es an einem effektiven Zusammenspiel zwischen den Energiegesellschaften und dem Staat mangelt. In diesem Zusammenhang soll insbesondere der Staat eine größere Rolle spielen, um eine effektive Entwicklung der Energiewirtschaft zu realisieren. Auch im Bereich der Energieübertragung gibt es große Herausforderungen. Die Qualität von Dienstleistungen muss verbessert werden. Die Investitionsattraktivität für Projekte muss erkennbar werden und Indikatoren für Energieeffizienz müssen stärkere Berücksichtigung finden.

Seit 2000 sind positive Veränderungen festzustellen, unter anderem die systematische Verminderung der Energieintensität. Im Jahr 2000 betrug sie noch 3,38 kWh/USD. Im Jahr 2014 war dieser Wert auf 0,57 kWh/USD gesunken. Aber im Jahr 2015 ist der Wert wieder auf 0,79 kWh/USD gestiegen, bedingt durch die Verhängung von Sanktionen gegenüber Russland und die Preissenkung für Erdöl. Der Wert ist mehr als doppelt so hoch wie die durchschnittliche Energieintensität der G20-Staaten, die 0,3 kWh/USD beträgt. Für die Energieintensität des Bruttoinlandprodukts sind zwei Wachstumsspitzen in den Jahren 2005 und 2009 zu registrieren. Die Energieintensität hatte sich hier von 1,57 kWh/USD (2004) auf 2,21 kWh/USD (2005) erhöht. Während der Finanz- und Wirtschaftskrise ist die Energieintensität von 0,63 kWh/USD (2008) auf 0,81 kWh/USD (2009) gestiegen.

Abb. 8.12 zeigt die Energieintensität des Bruttoinlandproduktes für die G20-Gruppe im Jahr 2017. An der ersten Stelle steht das Vereinigte Königreich (0,13 kWh/USD), an zweiter Stelle Italien (0,15 kWh/USD). An dritter Stelle liegt Deutschland (0,18 kWh/USD). Die hohe Energieintensität (0,69 kWh/USD in Jahr 2017) der russischen Wirtschaft ist durch verschiedene Faktoren bedingt. Gründe sind das kalte Klima, der hohe Verschleiß der vorhandenen Anlagen für die Energieerzeugung und Schwierigkeiten in der Zusammenarbeit zwischen den teilweise weit voneinander entfernten Wirtschaftszentren. Energieeinsparungen müssen vorangetrieben werden. Die Maßnahmen des Staatprogramms Energieeinsparung und Erhöhung der Energieeffizienz sehen vor, dass die Energieintensität in Russland um 16–29 % bis zum Jahr 2020 und um 34–50 % bis zum Jahr 2030 im Vergleich zu 2011 vermindert wird.

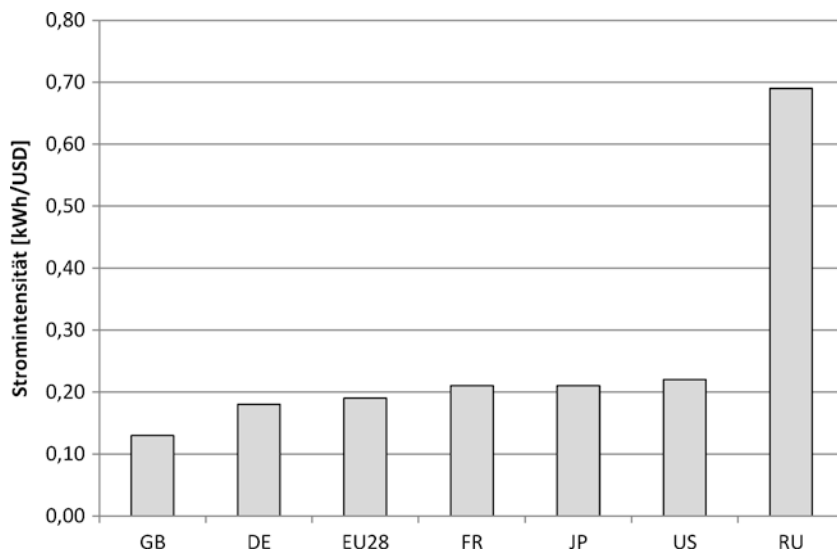


Abb. 8.12 Stromintensität bzgl. des BIP im Jahr 2017

8.6 Perspektiven

Der Brennstoff- und Energiebereich ist für Russland ein wichtiges Instrument der Innen- und Außenpolitik. Für die wirtschaftliche Entwicklung ist es notwendig, Unternehmen und Bürger stabil und zuverlässig mit Endenergie zu versorgen. Im Bereich der Stromwirtschaft muss sichergestellt sein, zuverlässige Netzanschlüsse und niedrige Strompreise anbieten zu können. Ein überdurchschnittlicher Preisanstieg der Energiekosten ist zu vermeiden. Für den unterschiedlichen Stromverbrauch von Regionen sind aussagekräftige Prognosemodelle zu erstellen. Zudem müssen Investitionen in die Stromversorgung attraktiver werden. In der Erdgaswirtschaft sind die Festlegung von langfristigen Grundsätzen für die Erdgaspreisregulierung im Inland sowie die wirtschaftliche Nutzung von Erdölbegleitgas wichtig. In der Wärmeversorgung muss die einheitliche Politik auf föderaler Ebene ausgebaut werden. Zudem sind Anreize für langfristige Investitionen und für die Anwendung von energieeffizienten Technologien zu setzen. Der durchschnittliche Verschleiß von Anlagen in der Wohnungs- und Kommunalwirtschaft in Russland im Jahr 2015 beträgt 47,7 % [3].

Neben der Erhöhung der Energieeffizienz ist auch die Anwendung von erneuerbaren Energiequellen von Bedeutung. Der Anteil von Windkraft- und Solaranlagen liegt an den 2017 erzeugten 1073 TWh Strom bei etwa 0,2 TWh. Die geplante zu installierende Leistung für Strom aus Windenergie betragen für 2018 lediglich 400 MW für die Jahre 2019–2021 jeweils 500 MW [18]. Das technische Nutzungspotenzial ist um ein Vielfaches größer. Die Nutzung von Windenergie hat gute Voraussetzungen in Russland. Das Potenzial für die Herstellung, Montage und Wartung von Windkraftanlagen kann von russischen Unternehmen

genutzt werden, um die Windenergiebranche zu einem effektiven und umweltfreundlichen Wirtschaftszweig zu entwickeln. Heute gibt es mehrere Projekte für die Errichtung von Windenergieanlagen, die von russischen und ausländischen Firmen ausgearbeitet werden. Die International Finance Corporation (IFC), die ein Teil der Weltbankgruppe ist, hat mit RAO Energiesysteme Osten ein Abkommen unterzeichnet, um die erneuerbaren Energiequellen zu entwickeln. Ein Bauprogramm für Solaranlagen in Jakutien sieht eine Energieleistung von 3,6 MW bis zum Jahr 2020 vor.

Die gesamte Leistung der geplanten Windenergieanlagen beträgt mehr als 500 MW. Das Potenzial der Windenergienutzung in der Russischen Föderation beträgt etwa 1640 GW. Die potenzielle Gesamtarbeit beträgt bei einer Verfügbarkeit von 30 % bis 50 % 14.350 GWh im Jahr [19]. Die Leistung liegt in etwa 15-mal höher als die derzeitige, gesamte Kraftwerksleistung zur Stromerzeugung. Es ist zu betonen, dass Russland nicht nur große Flächen, sondern auch Erfahrungspotenziale bei den Beschäftigten in Industrie und Wissenschaft hat. Wichtige Zentren des Energiemaschinenbaus sind z. B. die Regionen St. Petersburg und Moskau. Möglich ist auch der Transfer europäischer Technologien zur Herstellung von Rotorblättern, Steuerungs- und Kontrollsystemen. Viele Argumente sprechen in Russland für die wirtschaftliche Nutzung von Windenergie. Die Ausführungen des Beitrages zeigen, dass die Technologien zur Stromerzeugung aus Windenergie und anderen erneuerbaren Energiequellen in Russland zukunftsorientiert weiterentwickelt und realisiert werden sollten. Die technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Voraussetzungen für die Optimierung der Stromerzeugung in Russland sind eine gute Grundlage, in Zukunft auf die Nutzung von Atomenergie zu verzichten und besser die Potenziale von Windenergie und erneuerbaren Energien zu nutzen.

Seit 1995 wird von der Regierung der Russischen Föderation der Kernkraftsektor neu ausgerichtet. Die Stromerzeugung aus Atomenergie ist eine Technologie, die nicht kalkulierbare Risiken für Mensch und Umwelt birgt. Das Problem der Endlagerung von radioaktiven Abfällen, die bei der Stromerzeugung in den Atomkraftwerken entstehen, ist bis heute nicht gelöst. Berechnungen bestätigen, dass die Erzeugung von Strom aus Atomenergie langfristig wirtschaftlich nicht sinnvoll ist.

Die Untersuchung von Erfahrungen der Wissenschaftszentren Russlands im Bereich der Kernenergie lässt folgende Schlüsse zu: Eine weitere Erhöhung des Kernenergieanteils an der Energieerzeugung erfordert innovative Ansätze, was zu erheblichen Aufwendungen führt. Zum Beispiel werden durch das Kurtschatov-Institut folgende Behinderungen bei der Entwicklung der Kernenergienutzung in Russland herausgestellt: große finanzielle Risiken, bestimmt durch lange Investitionszyklen, ungelöste technische Probleme wie Stilllegung, Recycling abgebrannter Brennelemente sowie das Schließen des nuklearen Brennstoffkreislaufs inkl. Umgang und Endlagerung von radioaktiven Abfällen und öffentlicher Widerstand gegen die Entwicklung der Kernenergiewirtschaft [20].

Zum Schluss kann Folgendes betont werden: In der russischen Energiewirtschaft ist eine effektive Koordination durch den Staat erforderlich, um die Sicherung der Position des Landes auf den Weltmärkten, die notwendige Erneuerung von energetischen Anlagen,

eine Unterstützung der Innovationstätigkeit, eine Kontrolle der Produktionskosten, eine wirtschaftliche Verwaltung des Staatsvermögens und eine Erhöhung der Energieeffizienz realisieren zu können.

Literatur

1. Nationales Statistikamt. www.gks.ru
2. Botschaft des Präsidenten an die Föderalversammlung. <http://kremlin.ru/news/47173>. Zugegriffen am 04.12.2014
3. Staatsprogramm „Energieeffizienz und Entwicklung der Energiewirtschaft“. <http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/b6b/b6b29df2dcbb578dc1073b4fb18f9412.pdf>
4. Energiestrategie Russlands bis 2035. http://www.energystrategy.ru/ab_ins/source/15.01.14.htm
5. International Energy Agency. <https://www.iea.org/countries/Russia/>
6. Energieministerium. www.minenergo.gov.ru
7. <http://www.bp.com/statisticalreview>
8. Jahresbericht OAO SO EES. http://www.so-cdu.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2015/ups_rep2014.pdf
9. Handelsorganisation OAO ATS. www.atsenergo.ru
10. Verordnung Nr. 614 (2013) der Regierung Russlands. <http://government.ru/media/files/41d47d967d56059a330f.pdf>
11. OAO Gazprom. www.gazpromquestions.ru/en/transmission/
12. Analytisches Zentrum der Regierung der Russischen Föderation. <http://ac.gov.ru/files/publication/a/5451.pdf>
13. OAO Gazprom. www.gazpromquestions.ru/russian-market/
14. Ministerium für wirtschaftliche Entwicklung. <http://economy.gov.ru/minrec/activity/sections/macro/prognoz/20150216>
15. Bericht des Ministeriums für Regionalentwicklung. www.sts24.ru/news/2013/24.html
16. <http://www.eprussia.ru/epr/249/16211.htm>
17. Verordnung Nr. 151 (2015) der Regierung Russlands. <http://government.ru/media/files/Fw1kbNXVJxQ.pdf>
18. <https://rawi.ru/ru/vetroenergetika-xxi-veka/>
19. Николаев ВГ, Ганага СВ, Кудряшов ЮИ (2008) Национальный Кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методические основы их определения. Изд-во „АТМОГРАФ“, Москва [Nikolaev V.G, Ganaga S.V Kudryashov Y.I. (2008): Nationales Kataster von Windenergieressourcen in Russland. Verlag „АТМОГРАФ“, Moskau]
20. Russisches Forschungszentrum Kurtschatov-Institut. <http://www.nrcki.ru/>

Tino Schütte

9.1 Rahmenbedingungen

Deutschland hat eine rund Fläche von rund 357 Tkm² und als bevölkerungsreichstes Land der EU eine Einwohnerdichte von circa 231 Personen pro km². Als mitteleuropäisches Land grenzt Deutschland an neun Nachbarstaaten: Dänemark, Niederlande, Belgien, Luxemburg, Frankreich, Schweiz, Österreich, Tschechien und Polen. Geografisch wird das Land im Norden durch die Nord- und Ostsee und im Süden durch die Alpen begrenzt. Nach dem Ende des Zweiten Weltkrieges 1945 und der Besatzung durch die alliierten Siegermächte wurde das Territorium 1949 in die Bundesrepublik Deutschland und die Deutsche Demokratische Republik geteilt. Im Jahr 1990 erfolgte die Wiedervereinigung der beiden unterschiedlich beeinflussten Staaten (die planwirtschaftliche DDR durch den sozialistischen Wirtschaftsraum, insbesondere die UDSSR, und die marktwirtschaftliche BRD durch das kapitalistische Ausland, insbesondere die USA). Die 1990er-Jahre waren folglich durch eine Transformationsphase geprägt, die sich deutlich in der Energiewirtschaft zeigte.

Wie andere Länder auch, möchte Deutschland eine sichere, umweltfreundliche und wirtschaftliche Energieversorgung für seine Bevölkerung. Dies ist auch im nationalen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verankert [13]. Dabei soll die Versorgung auf Basis von fossilen und nuklearen Energieträgern sukzessive durch erneuerbare Energien abgelöst werden. Das EEG und das EEWärmeG als wesentliche Grundlage der sogenannten Energiewende konkretisieren dies [11, 14]. Der zweite wesentliche Aspekt dieser „Wende“ stellt die Steigerung der Energieeffizienz dar. Die ambitionierten Ziele drücken sich beispielsweise dadurch aus, dass bis 2050 der Primärenergieverbrauch halbiert und die Versorgung weitestgehend aus sauberer Energie erfolgen soll. Auch für den Ausbau an KWK-Energieerzeugungsanlagen

T. Schütte (✉)
Hochschule Zittau/Görlitz, Zittau, Deutschland
E-Mail: t.schuette@hszg.de

bestehen Regelungen, wie das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) zeigt [12]. Alles in allem ist der Energiemarkt in Deutschland einer der am stärksten regulierten Märkte, insbesondere mit Blick auf die leistungsgebundenen Energien.

Die Bundesrepublik Deutschland ist die größte Volkswirtschaft der Europäischen Union und gemessen am Bruttoinlandsprodukt die viertgrößte weltweit. Sie ist traditionell industriegeprägt und erwirtschaftet fast ein Viertel ihres BIP mit dem produzierenden Gewerbe (ohne Bautätigkeit). Die fünf wichtigsten Industriesektoren sind der Kraftfahrzeug- und Maschinenbau, die chemisch-pharmazeutische Industrie, die Lebensmittelindustrie sowie die Elektrotechnikbranche. Das verarbeitende Gewerbe ist neben bekannten Großunternehmen durch einen soliden Mittelstand geprägt. Dieser ist besonders innovativ und weltweit aktiv.

Fast drei Viertel der Erwerbstätigen arbeiten im tertiären Sektor (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Verkehr), ein Viertel im sekundären Wirtschaftssektor (Industrie bzw. produzierendes Gewerbe) und lediglich 1,5 % im primären Sektor (Land- und Forstwirtschaft, Fischerei) [22]. Auch in Deutschland gibt es Regionen mit stärkerer oder schwächerer Wirtschaftskraft im Vergleich zum nationalen Durchschnitt. So liegen historisch bedingt (durch die divergenten wirtschaftspolitischen Rahmenbedingungen in Ost und West vor der Wiedervereinigung des Landes 1990) die Stammsitze der größten Unternehmen in Westdeutschland. Der Osten verfügt neben Produktionsstätten der großen Firmen über zahlreiche kleine und mittelgroße Unternehmen.

Das nominale BIP lag 2016 bei etwa 38.000 EUR pro Kopf und damit über dem Durchschnitt der EUR-Zone mit rund 32.000 EUR. Tab. 9.1 zeigt die BIP-Entwicklung seit 1995.

Die im Vergleich zu anderen Ländern Europas relativ guten Wirtschaftsindikatoren dürfen nicht darüber hinwegtäuschen, dass Deutschland vor grundsätzlichen Strukturproblemen steht. So sind einige Bundesländer auf Transferzahlungen angewiesen, da ihre Wirtschaftskraft nicht zur Eigenfinanzierung ausreicht. Gleiches gilt für einige große Städte, wie beispielsweise die Hauptstadt Berlin. Hinzu kommen Verwerfungen im Bildungssystem der Bundesländer, insbesondere das divergierende Bildungsniveau. Simultan gibt es eine politisch motivierte Akademisierungstendenz, die dazu geführt hat, dass Facharbeiter und Handwerker fehlen. Wie auch in anderen Ländern ist eine fortschreitende Urbanisierung zu beobachten, die Auswirkungen auf den Infrastrukturausbau hat. Die anhaltende Flüchtlingskrise seit 2015 sorgt, verbunden mit einem Bevölkerungsanstieg, für soziale Spannungen.

Tab. 9.1 Bevölkerung und wirtschaftliche Entwicklung. (Quelle: [21])

	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Einwohner [Mio.]	81,5	82,2	82,5	81,8	80,2	80,3	80,5	80,8	81,2	82,2
BIP nominal [Mrd. EUR]	1982	2116	2301	2580	2703	2758	2826	2932	3044	3144

Aus energieökonomischer Sicht steigen zusätzlich die Herausforderungen durch die Energiewende, die neben einem Wandel in der Energieerzeugung auch mit einer Strukturveränderung des Energiemarktes in Richtung Dezentralität einhergeht. Der Rückgang der konventionellen Energieerzeugung aus Braun-/Steinkohle, Erdgas und Kernenergie ist deutlich in den Energiestatistiken zu sehen. Wie Abb. 9.1 offenlegt, steigt der Anteil der erneuerbaren Energien zu Lasten der Verwendung von Kohle und Erdgas. Es findet ein planmäßiger Rückzug aus der Kernenergienutzung statt, dessen Ziel ein vollständiges Abschalten aller KKW in Deutschland bis 2022 ist. Insgesamt ging die Primärenergieerzeugung in den letzten 25 Jahren zurück.

Mit dem Jahr 2018 endet in Deutschland der Steinkohlebergbau. In Tagebauen wird ohnehin nur Braunkohle abgebaut, die mit Blick auf die geplante Reduzierung von Kohlekraftwerken ebenso an Bedeutung verlieren wird. 2016 wurden rund 178 Mio. t Rohbraunkohle in den vier Revieren Rheinland (95,2 Mio. t), Lausitz (62,5 Mio. t), Mitteldeutschland (18,9 Mio. t) und Helmstedt (1,5 Mio. t) gefördert [20]. Damit ist Deutschland noch immer der größte Braunkohleförderer der Welt. In den kommenden Jahren wird sich dies ändern. Es ist eine „Kohlekommission“ mit Vertretern aus Politik, Gewerkschaften, Unternehmen und Umweltverbänden zur Reduzierung der Kohleverstromung einberufen, die einen Plan zum Kohleausstieg und dem damit verbundenem Strukturwandel erarbeiten soll. Einen Export von Rohbraunkohle gibt es de facto nicht, da der Energiegehalt von Braunkohle im Vergleich zur weltweit gehandelten Steinkohle zu gering ist, um sie über weite Strecken wirtschaftlich zu transportieren. Selbst im Inland stehen die Braunkohlekraftwerke in der Regel in unmittelbarer Nähe zum Tagebau. Braunkohle deckte 2017 den Primärenergieverbrauch Deutschlands noch zu 11,1 % und hatte damit einen ähnlichen großen Anteil wie die Steinkohle.

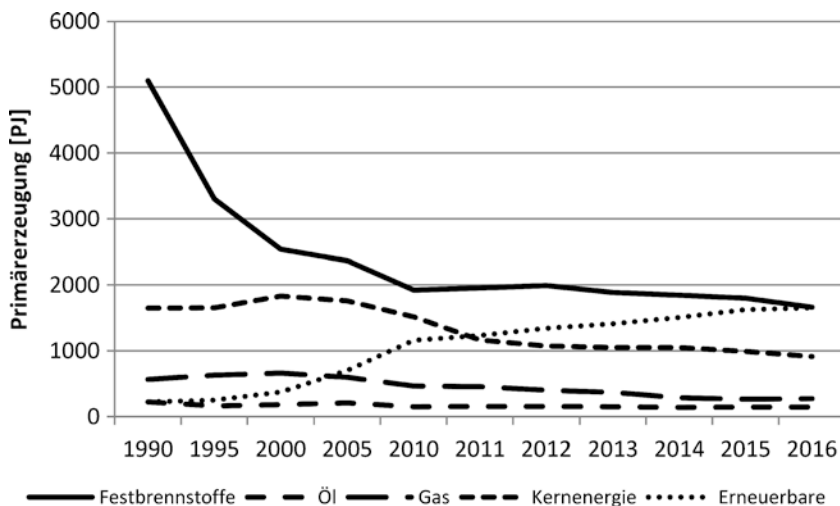


Abb. 9.1 Heimische Energiegewinnung. (Quelle: [21])

Auch die Erdgasförderung ist rückläufig. Sie betrug 2017 7,252 Mrd. m³ und damit rund 8 % weniger gegenüber 2016 (7,874 Mrd. m³) bzw. rund 15 % weniger gegenüber 2015 (8,558 Mrd. m³). Gleiches gilt für die heimische Erdölförderung, die 2017 lediglich 2,217 Mio. t betrug. 2016 wurden 2,357 Mio. t und 2015 noch 2,414 Mio. t Rohöl gefördert. Da Erdgas und Erdöl die beiden wichtigsten Energieträger im Primärenergieverbrauch Deutschlands sind, wird der Großteil importiert. 2017 wurden 995 Mrd. kWh Erdgas verbraucht [5]. Geht man von einem Energiegehalt von ungefähr 11 kWh/m³ aus, entspricht dies einer Erdgasmenge von 90 Mrd. m³. Der Erdgasanteil am Primärenergieverbrauch betrug 23,8 % und ist damit neben Erdöl, mit einem Anteil von rund einem Drittel, der zweitwichtigste Energieträger. Die Hauptverbraucher von Erdgas sind die dezentrale Wärmeerzeugung sowie die zentrale Strom- und Wärmeerzeugung. Der Großteil des benötigten Mineralöls wird vom Verkehrssektor nachgefragt.

Die Ausbaupläne für die Nutzung erneuerbarer Energien als heimische Ressource sind umfangreich. Ihr Anteil soll bis 2030 mindestens 30 % am Endenergieverbrauch und mindestens 50 % am Bruttostromverbrauch ausmachen. Um dies zu erreichen, sind unter anderem 15 GW Erzeugungsleistung durch Windkraftanlagen auf Nord- und Ostsee geplant. Ende des Jahres 2016 deckten die erneuerbaren Energien einen Anteil von 14,6 % am Bruttoendenergieverbrauch, 31,7 % am Bruttostromverbrauch und 12,6 % am Primärenergieverbrauch ab.

Seit den 1990er-Jahren ist die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts vom Energieverbrauch entkoppelt. Das jährliche Wirtschaftswachstum lag mit durchschnittlich 1,2 % über dem Anstieg des Stromverbrauchs mit jährlich etwa 0,7 %. Auch wenn seit 2010 tendenziell Verbrauchsrückgänge zu beobachten waren, so ist der Bruttostromverbrauch 2015 wieder leicht gestiegen, konkret um 1,3 % auf rund 600 Mrd. kWh. Das preisbereinigte BIP nahm 2015 um rund 1,7 % zu.

Der Primärenergieverbrauch nahm 2015 gegenüber dem Vorjahr um 1,1 % auf 13.306 PJ zu. Der Zuwachs geht zu großen Teilen auf die kühlere Witterung und mithin den Heizenergiebedarf zurück. Der energetische Erdgasverbrauch nahm um 5 % auf 866 Mrd. kWh zu. Der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch stieg auf 21,1 %. Der Verbrauchszuwachs infolge der Konjunktorentwicklung wurde in etwa durch die Steigerung der Energieeffizienz kompensiert [5].

Ein zusammenfassender Blick auf den energetischen Endverbrauch nach Verbrauchsgruppen gemäß Abb. 9.2 zeigt, dass die Industrie (sowohl im Strom- als auch Gasmarkt) und der Verkehrsbereich (der nach wie vor durch einen hohen Mineralölverbrauch gekennzeichnet ist) die größten Verbrauchsgruppen sind, gefolgt von den Haushalten (die insbesondere auf Erdgas zur Wärmebereitstellung zurückgreifen).

Neben den Zielen der Energiewende für die stationäre Energieversorgung soll sich auch der Verkehrssektor hin zu grüner Mobilität entwickeln. Tatsächlich steigt die Dynamik in der Elektromobilität, auch wenn das Ziel von 1 Mio. Fahrzeugen bis 2020 mit rund 132.000 Kraftfahrzeugen in 2017 noch weit entfernt ist. Die Entwicklung der Erdgasmobilität stagniert hingegen.

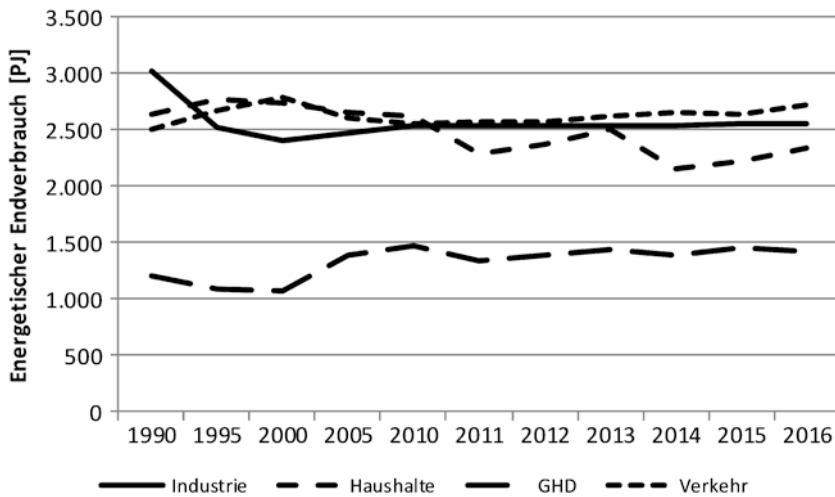


Abb. 9.2 Endenergieverbrauch. (Quelle: [21])

Die Regierung Deutschlands hat sich das Ziel gesetzt, im Jahr 2020 40 % weniger CO₂-Emissionen zu verursachen im Vergleich zu 1990. Derzeit ist auch dieses Ziel fern. 2015 betrug die Reduktion lediglich 27 %. Es ist demnach davon auszugehen, dass die Anforderungen zur Emissionsreduktion, auch in der Energiewirtschaft, weiter steigen werden. Der Preis für CO₂-Berechtigungen lag 2017 im Mittel bei 5,83 EUR/tCO₂, wobei er gegen Ende des Jahres bereits um die 8 EUR/tCO₂ notierte. Um wirkliche Anreize für verstärkte CO₂-Reduktionen zu setzen, ist allerdings ein Preis von >20 EUR/t CO₂ notwendig.

Die Entwicklung der CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft im Vergleich zu denen aller Wirtschaftszweige zeigt Abb. 9.3. Ausgehend von 2016 hat die Energieversorgung in den letzten fünf Jahren ihre Emissionen um rund 7 % reduziert. Die Reduktion über alle Wirtschaftszweige lag in dieser Zeit bei etwa 3 %.

Würde man die CO₂-Äquivalente betrachten, so hat die Energiewirtschaft ihre Emissionen im Jahr 2015 gegenüber 1990 um 26 % gesenkt. Gemäß den geplanten Sektorzielen sollen sie bis 2030 um 61–62 % gesenkt werden [5]. Neben dem Gebäudebereich sind die Reduktionsambitionen in der Energieversorgung am größten. 2017 betrugen die spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugungsanlagen der allgemeinen Versorgung gemittelt über alle Anlagen 430 g CO₂/kWh. Damit sind sie gegenüber dem Vorjahr um 7,5 % zurückgegangen. Diese Entwicklung ist vor allem auf die stark gestiegene Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die Auslastung der Gaskraftwerke bei gleichzeitigem Rückgang der Stromerzeugung aus Kohle zurückzuführen. Für den fossilen Energieträgermix lagen die spezifischen CO₂-Emissionen bei 880 g CO₂/kWh [5].

In Deutschland gibt es mehr Energieversorgungsunternehmen als in jedem anderen Land Europas. 2017 waren es mehr als 2100, die sich von der Erzeugung/Förderung von

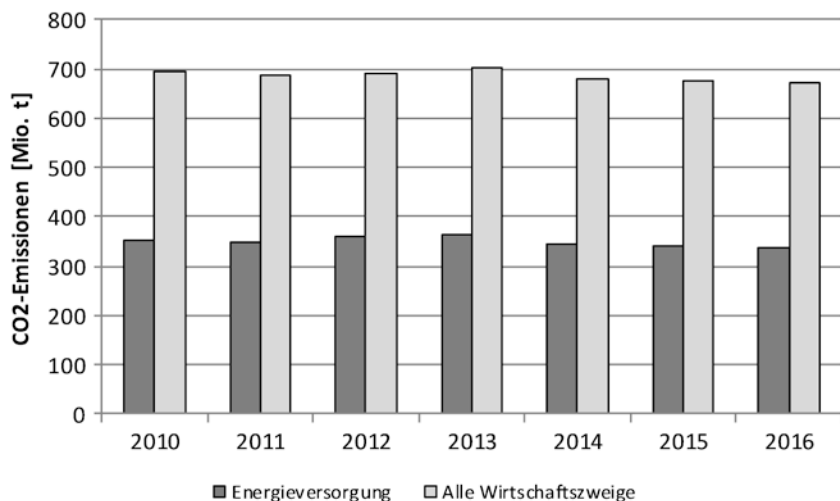


Abb. 9.3 CO₂-Emissionen. (Quelle: [21])

Strom, Wärme und Erdgas über den Netzbetrieb bis hin zur regionalen und lokalen Energieversorgung engagierten. Neben großen Unternehmen mit mehr als 250 Mitarbeitern gibt es eine Vielzahl von kleinen und mittleren Versorgern, bei denen auch die Kommunen beteiligt sind. Sie vereinen auf sich mehr als zwei Drittel aller Unternehmen. Trotz zahlreicher Zusammenschlüsse auf regionaler Ebene gibt es mehr Unternehmen als vor der Liberalisierung im Jahr 1998. Bei den klassischen Versorgern wie Stadtwerken und Regionalversorgern dominieren die sogenannten Querverbundunternehmen, die für ihre Kunden alle leitungsgebundenen Energien anbieten (zum Teil auch Wasser).

Der Wettbewerb im Endkundenmarkt ist ausgeprägt. Die kumulierte Wechselquote der Haushalte, die aussagt, wie viele Abnehmer schon mindestens einmal den Anbieter seit der Liberalisierung gewechselt haben, lag 2017 bei rund 43 % für Strom und 33 % für Erdgas. Die Möglichkeit der Letztverbraucher, den Versorger frei wählen zu können, zeigt sich in geringen Vertriebsmargen.

9.2 Elektrizitätsversorgung

Deutschlands Stromversorgung gehört mit einem SAIDI von rund 12,8 min (Stand 2016) zu den zuverlässigsten in Europa. Die Gesamtlänge des engmaschigen Wechselstromnetzes beträgt rund 1,8 Mio. km, wobei rund 116 Tkm auf die Höchst- und Hochspannungsebene (380/220 kV und 110 kV) und 517 Tkm auf die Mittelspannungsebene (10/20 kV) entfallen. Das Mittel- und Niederspannungsnetz besteht zum Großteil aus Erdverkabelung. 2015 investierten die Stromnetzbetreiber rund vier Mrd. EUR in die Instandhaltung und den Netzausbau. Allein für die Integration der erneuerbaren Energien in

die Verteilnetze wird von einem Investitionsbedarf von rund 20 Mrd. EUR in den nächsten 10 Jahren ausgegangen [5]. Hinzu kommt der Ausbau des Übertragungsnetzes für den Ferntransport des Stroms von dezentralen Standorten hin zu den Verbrauchern in den Ballungszentren. Ende 2017 wurde der Netzentwicklungsplan Strom bis 2030 sowie der Offshore-Netzentwicklungsplan 2030 durch die nationale Regulierungsbehörde BNetzA genehmigt. Letzterer ist ein zwischen den ÜNB in Deutschland (50 Hertz Transmission, Tennet TSO, Amprion und TransnetBW) abgestimmter Ausbauplan des Offshorenetzes. Er plant für drei Szenarien bis 2030 einen Leitungszubau von 2277 km und Kosten von 17 Mrd. EUR [7].

Ende 2017 waren in der Elektrizitätswirtschaft rund 80 Firmen als Erzeugergesellschaften mit >100 MW, über 900 als Stromverteilnetzbetreiber, vier als Übertragungsnetzbetreiber, 45 als Stromgroßhändler und über 1200 als Vertriebsgesellschaften im Letztverbrauchergeschäft aktiv [5]. Dabei können viele Unternehmen mehreren Wertschöpfungsstufen zugeordnet werden.

Im Jahr 2016 wurden in Deutschland brutto rund 650 Mrd. kWh Strom erzeugt. Damit stieg die Stromerzeugung gegenüber dem Vorjahr leicht. Dieser Trend setzte sich 2017 fort. Auch der Bruttostromverbrauch erhöhte sich leicht auf 596,9 Mrd. kWh [5]. Die Stromerzeugung aus Kernenergie, Braun- und Steinkohle sowie der Wasserkraft war rückläufig, wohingegen die Erzeugung aus Windenergie (an Land und auf See) sowie Erdgas, Photovoltaik und Biomasse zunahm. Nach der Gruppe der erneuerbaren Energien ist die heimische Braunkohle der wichtigste Energieträger im deutschen Strommix. Der Anteil des in KWK-Anlagen erzeugten Stromes an der Nettostromerzeugung beträgt rund 18 %. Der leichte Zuwachs ist unter anderem auf die gestiegene Erzeugung in Erdgasheizkraftwerken mit hohen Stromkennzahlen sowie in effizienten Blockheizkraftwerken zurückzuführen. In Abb. 9.4 ist die Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach

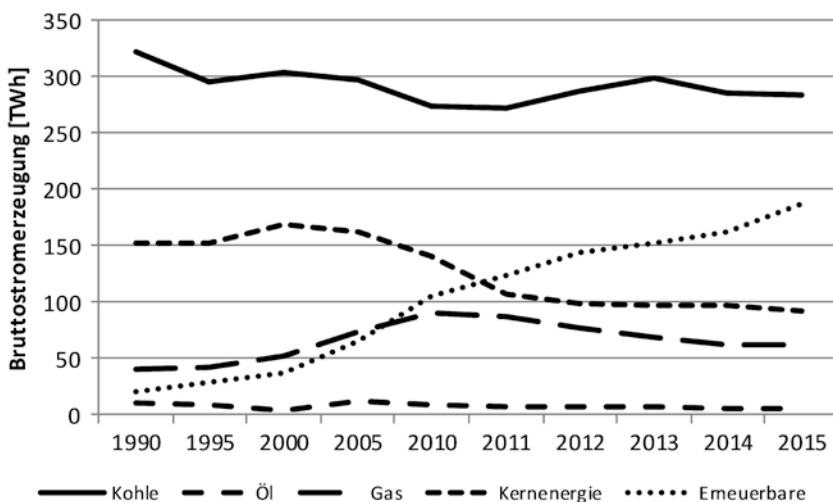


Abb. 9.4 Bruttostromerzeugung. (Quelle: [15])

Energieträgern dargestellt. Sie zeigt die wachsende Bedeutung der Wind-, Sonne- und Biomassenutzung.

Die Nettonennleistung der Stromerzeugungsanlagen der allgemeinen Versorgung (d. h. ohne Anlagen des Bergbaus und des verarbeitenden Gewerbes) betrug 2016 rund 200 GW. 103 GW entfielen auf Anlagen zur Nutzung von erneuerbaren Energien. Hier dominierte die Windkraft mit 49,5 GW (davon 45,4 GW onshore bzw. 4,1 GW offshore) und Photovoltaik mit 41,3 GW. Die Leistung von Steinkohlekraftwerken betrug rund 27 GW, die von Gaskraftwerken 24,4 GW, von Braunkohlekraftwerken 20,3 GW und die von KKW 10,8 GW.

Deutschland ist bilanziell ein Stromexporteur mit einem Ausfuhrüberschuss von rund 55 Mrd. kWh in 2017. Die größten Strommengen gingen in die Schweiz (17,7 Mrd. kWh), nach Österreich (15,4 Mrd. kWh) und die Niederlande (13,8 Mrd. kWh). Der meiste importierte Strom kam aus Frankreich (7 Mrd. kWh), Dänemark (5,6 Mrd. kWh) und Tschechien (5,6 Mrd. kWh). Anzumerken ist, dass es sich bei diesen physikalischen Lastflüssen zum Teil um Transitmengen und Ringflüsse handelt [5].

Der Stromendverbrauch aus dem Netz der allgemeinen Versorgung ist in Abb. 9.5 dargestellt. Die Industrie ist mit Abstand die größte Verbrauchsgruppe, gefolgt vom Gewerbe-, Handels-, und Dienstleistungssektor. Der leichte Anstieg des Stromverbrauchs ist unter anderem bedingt durch das Wirtschaftswachstum, den krisenbedingten Bevölkerungszuwachs und die zum Teil kühlere Witterung.

Im liberalisierten Markt ist auch Elektrizität zu einer Handelsware an Börsen geworden. Die Aufgabe einer Energiebörse ist es, einen finanziell, rechtlich und technisch sicheren Marktplatz für zugelassene Großhändler bereitzustellen [18]. In Deutschland erfüllt diese Funktion die European Energy Exchange (EEX). Der Börsenmarkt in Deutschland ist ein „Energy-Only-Market“, d. h., dass nur Energiemengen mit Preisen in EUR/MWh gehandelt werden. Eine Kapazitätsvorhaltung wie im Regelenenergiemarkt wird nicht vergütet. Die EEX betreibt Kassageschäfte (Spotmarkt) als auch Termingeschäfte für bis zu

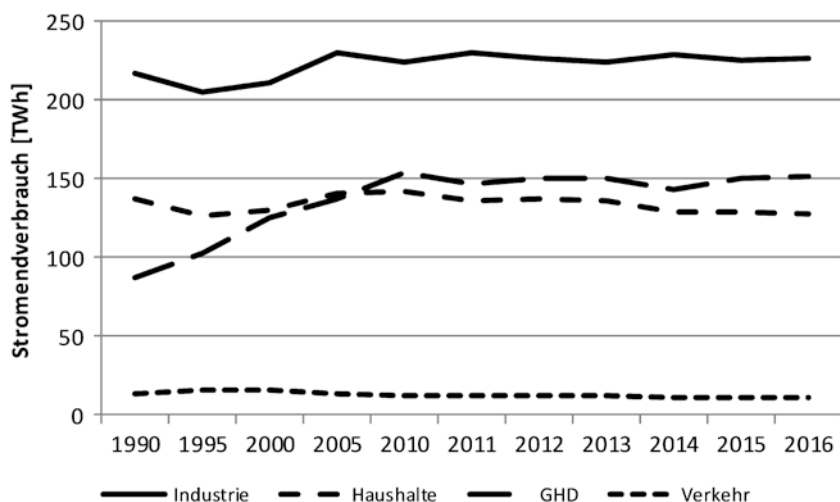


Abb. 9.5 Stromendverbrauch. (Quelle: [21])

sechs Jahre (Terminhandel). Sie übernimmt als Vertragspartner für die anonymen Geschäfte die finanzielle Abwicklung inkl. Absicherung.

Die EEX-Spotmarkt-Kontrakte sind standardisierte Produkte für die physische Lieferung von Strom. Im Marktgebiet werden sie unter dem Namen Phelix gehandelt. Die Handelsebene der Geschäfte ist das Übertragungsnetz und der Handel erfolgt je nach Produktart im Auktionshandel („Day Ahead“) oder im kontinuierlichen Handel („Intraday“).

Der Auktionshandel wird einen Tag vor der physischen Erfüllung ausgeführt. Die Lieferung wird über Fahrplanmeldungen bei den Übertragungsnetzbetreibern abgewickelt [18]. Bei den Angeboten werden nur die Kosten für die Produktion der nächsten MWh, die Grenzkosten, angesetzt. Die abgegebenen Gebote werden aufsteigend sortiert („Merit-Order“-Prinzip) und der Nachfrage nach Strom gegenübergestellt. Aus dem Schnittpunkt der Angebot- und der Nachfragekurve ergibt sich der Gleichgewichtspreis, der dann für alle Angebote der betreffenden Stunde gilt. Zur Ausführung kommen alle Verkaufsaufträge, deren Preis gleich oder niedriger als dieser sind bzw. alle Kaufaufträge, deren Preis gleich oder höher sind. Anbieter mit einem Gebot kleiner als dieser sogenannte Einheitspreis erwirtschaften eine Marge.

Im kontinuierlichen Handel werden zusätzliche Strommengen mit Lieferung am selben Tag oder am folgenden Tag angeboten bzw. nachgefragt. Damit können die Strombeschaffung kurzfristig optimiert und Fahrplanabweichungen vermieden werden. Stromkontrakte werden hier gemäß der konkreten Kauf- oder Verkaufsangebote ausgeführt („Pay-As-Bid“-Prinzip). In einem elektronischen Orderbuch werden alle Angebote (Menge, Preis) und Nachfragen gesammelt. Sobald ein Kauf- und ein Verkaufsgesuch zueinanderpassen, erfolgt der Geschäftsabschluss [18].

Am EEX-Terminmarkt können „Futures“ und „Optionen“ gehandelt werden, die in erster Linie zur Absicherung („Hedging“) von Preisrisiken dienen. Der Verkauf von Futures als standardisierter Kontrakt bzgl. Menge, Lasttyp („Base“, „Peak“), Lieferperiode und Absicherung (finanziell, physisch) kann gegen fallende Strompreise, der Kauf zur Absicherung gegen steigende Strompreise genutzt werden. Futures werden fortlaufend gehandelt, d. h. die Marktteilnehmer geben ihre Kauf- und Verkaufsaufträge in das offene Orderbuch ein, in dem die Geschäfte dann automatisch abgeschlossen werden. Futures werden in der Praxis jeden Tag der Lieferperiode mit einem anderen Preis gehandelt, sodass regelmäßig eine Gutschrift oder Lastschrift fällig wird [18]. Der sogenannte Barausgleich erfolgt mithin täglich und bei Fälligkeit steht nur noch die Zahlung der ausstehenden Differenz an.

Der Strompreis am Spotmarkt der Strombörse gemessen am „Phelix Day Base“ lag 2017 im Mittel bei 34,20 Euro/MWh. Der Preis des „Phelix Day Peak“ war mit 38,06 Euro/MWh etwas höher. Der durchschnittliche Terminmarktpreis für eine Grundlastlieferung im Folgejahr („Phelix Base Year Future“) lag bei 32,38 EUR/MWh, der „Phelix Peak Year Future“ (Lieferzeitraum zwischen 08:00 Uhr und 20:00 Uhr) bei 40,51 EUR/MWh [10]. Der Großhandelspreis für Strom macht jedoch nur einen Bruchteil des Endverbraucherpreises aus, da dieser aus zahlreichen weiteren Komponenten wie Netzentgelten, Umlagen und Abgaben besteht. Die Strompreise für Industriekunden und Haushalte nahmen bedingt durch den Anstieg von Steuern, Abgaben und Umlagen sowie höheren Netz-

Tab. 9.2 Stromendverbraucherpreise [ct/kWh]. (Quelle: [21])

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Industrie	7,80	9,21	9,00	8,95	8,60	8,44	8,09	7,88
Haushalte	17,85	23,75	25,28	25,95	29,19	29,81	29,51	29,69

entgelten und Beschaffungskosten 2017 leicht zu (Tab. 9.2). Der Anteil der staatlichen Belastungen am Strompreis für Industriekunden liegt bei knapp 50 %. Bei den Haushalten ist dieser Anteil mit 55 % sogar noch höher.

Ein durchschnittlicher Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3500 kWh musste 2017 monatlich 85,40 EUR für den Strombezug bezahlen. Davon entfielen 21,90 EUR auf das Netzentgelt, 20,07 EUR auf die Umlage zur Förderung erneuerbarer Energien und lediglich 16,64 EUR auf die Strombeschaffung. Hinzu kamen 13,62 EUR Mehrwertsteuer, 5,98 EUR Stromsteuer, 4,84 EUR Konzessionsabgabe und sonstige Umlagen beispielsweise für die Förderungen von KWK-Anlagen, abschaltbaren Lasten und Entlastungen für energieintensive Industrien [5].

Der Markt für Regelernergie wird nicht über die EEX-Strombörse, sondern über eine gemeinsame Auktionsplattform der vier ÜNB realisiert [16]. Er funktioniert nach dem „Pay-As-Bid“-Prinzip und dient dem Ausgleich von Differenzen zwischen Einspeiseleistung und Ausspeiselasst im Stromnetz. Regelleistung muss erbracht werden, wenn die Netzfrequenz von ihrem Sollwert $50 \pm 0,05$ Hz abweicht. Sie wird gestuft in Primär- (PRL), Sekundär- (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL), jeweils positiv bzw. negativ, bereitgestellt. Die PRL muss innerhalb von 15 bis 30 Sekunden aktivierbar sein und für mindestens 15 Minuten verfügbar sein. Die SRL muss darauf aufbauend für mindestens 1 Stunde zur Verfügung stehen. MRL muss spätestens nach 15 Minuten die Sekundärreserve ablösen. Über Poolbildung (Virtuelle Kraftwerke) können sich auch Kleinanlagen für die Teilnahme am Regelergiemarkt präqualifizieren lassen. Bei Zuschlagserteilung wird die PRL nur mit dem Leistungspreis abgerechnet, da die Arbeit nicht ermittelbar ist (es werden im Stromnetz nur viertelstündige Leistungsmittelwerte registriert). Die SRL und MRL wird bezüglich ihrer Leistungsvorhaltung und bei Einsatz ihrer tatsächlichen Stromeinspeisung abgerechnet. Die Kosten für Regelernergie machen rund 40 % Netznutzungsentgelte für das Höchstspannungsnetz aus. Benötigte Strommengen für den Ausgleich von Abweichungen zwischen dem Fahrplan und der tatsächlichen Kundenabnahme eines Bilanzkreises wird als Ausgleichsenergie bezeichnet und vom ÜNB dem VNB zur Verfügung gestellt.

9.3 Erdgasversorgung

Das Gasversorgungsnetz innerhalb Deutschlands hat eine Länge von 488,7 Tkm (Stand 2017). Davon entfallen 123,5 Tkm auf die Hochdruckebene (>1 bar), 206 Tkm auf die Mitteldruckebene (0,1 bar bis 1 bar) und 159,2 Tkm auf die Niederdruckebene (<0,1 bar). Im Vergleich zum Vorjahr ist die Netzlänge um 0,7 % gewachsen [5]. Das Leitungsnetz erlaubt eine weit verzweigte Gasverteilung.

Ende 2017 gab es 1247 Unternehmen, die in der Erdgasversorgung aktiv waren, 7 als Erdgasfördergesellschaften, 25 als Speicherbetreiber, 68 als Großhändler, 16 als Ferngasnetzbetreiber, 718 als Verteilnetzbetreiber und 964 als Vertriebsgesellschaften. Viele Firmen arbeiten in mehreren Wertschöpfungsstufen.

Die Erdgasversorgung in Deutschland ist importabhängig und gleichzeitig diversifiziert. Aus Norwegen wird Erdgas durch die Pipelines Norpipe und Europipe I/II (Kapazität 54 Mrd. m³) nach Emden/Dornum transportiert. Russisches Gas wird durch die Jamal-Europa-Pipeline (Kapazität 33 Mrd. m³) nach Mallnow und das Ukraine-Leitungssystem (Kapazität 120 Mrd. m³) an den Grenzübergabepunkt Waidhaus/Sayda transportiert. Zudem können über die zwei Stränge der Nord Stream I Pipeline je 27,5 Mrd. m³ aus den Gasfeldern Juschno-Ruskoje und Stockmann in der Barentssee durch die Ostsee nach Lubmin transportiert werden. Ein Großteil des ankommenden Gases wird an andere Länder Westeuropas weitergeleitet. Bis 2020 sollen zwei weitere Stränge unter der Bezeichnung Nord Stream 2 mit einer ebenso großen Kapazität gebaut werden. Weitere Importanbindungen bestehen zu den Niederlanden, insbesondere dem Gasfeld Groningen. Dieses befindet sich jedoch in Abwicklung. Zukünftig soll auch die Region des Kaspischen Meeres als Lieferquelle für Europa und damit für Deutschland erschlossen werden. Hierfür soll ab 2020 die Transadriatische Pipeline 10–20 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr aus Aserbaidschan transportieren [3].

In Deutschland wurden 2016 etwa 50 Gasspeicher mit einem Arbeitsgasvolumen von 24,3 Mrd. m³ betrieben (18 Poren-, 32 Kavernenspeicher). 5 weitere Speicher mit einer Kapazität von 3,5 Mrd. m³ sind in Planung. Damit verfügt Deutschland über die weltweit viertgrößte Speicherinfrastruktur. Kavernenspeicher, als Hohlräume in unterirdischen Salzstöcken, haben den Vorteil, dass die Ein- und Ausspeicherleistung größer im Vergleich zu Porenspeichern ist, da das Gas über eine Tiefenbohrung direkt mit der obertägigen Speichereinlage verbunden ist und nicht erst durch poröses Gestein zur Bohrung strömen muss.

Im Rahmen der Liberalisierung wurden die verschiedenen deutschen Fernleitungsnetze in Entry-Exit-Systemen zusammengefasst. Diese wurde später immer weiter, auf heute zwei Marktgebiete (Bilanzierungszonen) konzentriert: NCG und GPL. Ein Marktgebiet ist eine Verknüpfung von verschiedenen Teilnetzen, in denen ein Transportkunde gebuchte Kapazitäten nach dem Zwei-Vertragsmodell (Ein- und Ausspeisung) frei nutzen kann [18]. Geschäfte werden über einen sogenannten virtuellen Handelspunkt abgewickelt, d. h. ohne Zuordnung eines physischen Ein- oder Ausspeisepunktes können Händler Gas kaufen bzw. verkaufen. Tatsächliche Transportkunden müssen gemäß dem Entry-Exit-Prinzip Transportkapazitäten buchen, damit das Gas seinen Bestimmungsort erreichen kann. Die Buchung erfolgt zentral über die europäische Kapazitätsplattform PRISMA, an der die Mehrzahl der europäischen Transportnetzbetreiber beteiligt ist. Hier können neben Primär- auch sogenannte Sekundärkapazitäten ersteigert werden, die nichts anderes als der Weiterverkauf von erworbenen Kapazitäten sind [18].

Unter Berücksichtigung von Exporten betrug 2017 der gesamte Erdgasverbrauch 995 TWh. Die inländische Förderung deckte nur 7,1 % dieses Bedarfs, konkret 71 TWh [5]. Das waren über 8 % weniger im Vergleich zum Vorjahr. Die Importe legten hingegen

deutlich mit 17 % zu. Russland liefert schon heute die größten Mengen an Erdgas. Ein Blick in die historischen Daten zeigt den kontinuierlichen Rückgang der inländischen Förderung (Abb. 9.6). 1995 betrug sie noch 175,6 TWh, 2014 bereits weniger als 80 TWh [6]. Demgegenüber ist der Import kontinuierlich gestiegen. Die größten Erdgaslieferländer sind Russland, Norwegen und die Niederlande. Aus Letzterem wird vorrangig L-Gas bezogen, dessen Lagerstätten auf absehbare Zeit erschöpft sein werden. Das Erdgasnetz wird deshalb schrittweise auf eine umfassende H-Gas-Nutzung angepasst. Die zusätzlichen H-Gas-Mengen sollen perspektivisch auch über LNG-Importe gedeckt werden. Es gibt Planungen, an der deutschen Nordseeküste (konkret Brunsbüttel) ein nationales LNG-Terminal zu bauen. Bisher kann LNG nur über Anlagen anderer europäischer Länder bezogen werden (z. B. Seebrücke oder Rotterdam).

2017 wurden rund 9,3 TWh Bioerdgas, d. h. auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas, in das deutsche Netz eingespeist. Inwieweit zukünftig zusätzliche Mengen an CH_4 durch die geplante Nutzung des Erdgasnetzes zur Speicherung überschüssiger Grünstrommengen verfügbar sein werden, ist abzuwarten. Gegenwärtig steht die sogenannte Sektorkopplung noch in ihren Anfängen. Die Verknüpfung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen bietet große Flexibilitätspotenziale. Querschnittstechnologien wie Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung, „Power-to-X (Heat, Gas, Liquid)“ und Elektro- sowie Erdgasmobilität ermöglichen eine synergetische Interaktion der Energiesektoren [7].

Ein wichtiger Teil der Energiewende in Deutschland ist auch die Wärmewende, die auf die Erschließung erneuerbarer Energien für die Wärmebereitstellung sowie die Steigerung der Energieeffizienz bei der Wärmeversorgung setzt. Ein Beispiel hierfür ist die solare Wärmebereitstellung durch Solarthermie oder die Kombination einer PV-Anlage mit einer elektrischen Wärmepumpe. Motiviert wurden diese Ansätze nicht zuletzt durch die

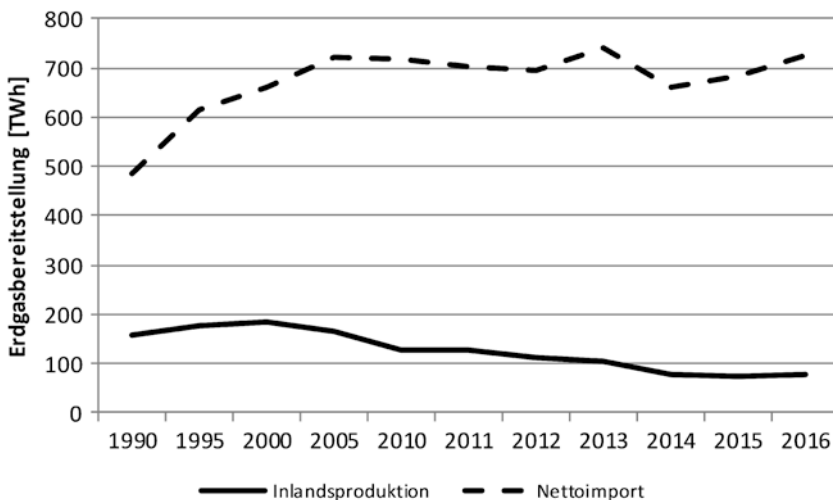


Abb. 9.6 Erdgasbereitstellung. (Quelle: [21])

Energieeinsparverordnung und das oben genannte EEWärmeG [14]. Hybride Versorgungssysteme werden gerade im Gebäudebereich zukünftig eine wichtige Rolle spielen. Der effiziente Betrieb dieser Systeme erhöht auch die Anforderungen an die bedarfsorientierte Steuerung / intelligente Regelung. Unter Berücksichtigung wesentlicher Einflussgrößen wie Wärmelast, Energiepreise, Speichermöglichkeiten und Emissionen soll eine kostenminimale Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser realisiert werden.

Die Nutzung der vorhandenen Gasversorgungsstrukturen für den Umbau des deutschen Energiesystems wird auf Basis der folgenden drei Säulen empfohlen [7]:

1. Substitution von Erdöl und Kohle durch Erdgas, um kurzfristige CO₂-Effekte zu erreichen („fuel switch“).
2. Sukzessive Erhöhung des Anteils „grüner“ Gase in der Erdgasversorgung („content switch“).
3. Intelligente, intersektorale Verknüpfung der bestehenden Versorgungsinfrastrukturen („modal switch“).

Damit wird deutlich, dass für die Erdgaswirtschaft durch die Energiewende nicht nur Risiken, sondern zahlreiche Chancen bestehen. Die Einsatzvielfalt, die Netzgröße und die Verlässlichkeit der Erdgasversorgung (inkl. H₂-Aufnahmefähigkeit) wird eine wichtige Rolle in modernen Energiesystemen spielen.

Der Erdgasgesamtverbrauch war 2017 rund 6,2 % höher im Vergleich zum Vorjahr. Die größte Zunahme war mit 8,1 % bei den Kraft- und Heizkraftwerken zu beobachten. Der Mehrverbrauch der Haushalte und Kleinverbraucher (GHD) betrug rund 5,2 % und der der Industrie (inkl. Industriekraftwerke) rund 4,2 %. Betrachtet man den energetischen Erdgasendverbrauch ohne die Energiewirtschaft, zeigt sich folgendes Bild (Abb. 9.7).

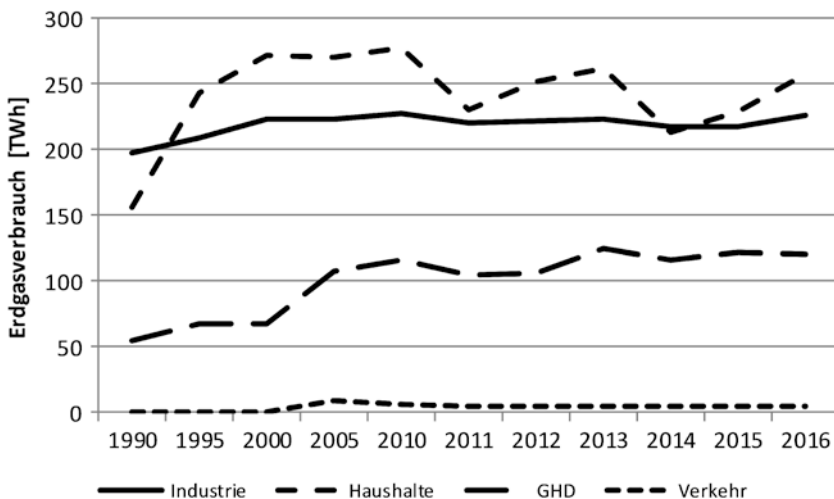


Abb. 9.7 Erdgasverbrauch. (Quelle: [21])

Im Verkehrssektor gab es 2017 rund 89.200 erdgasbetriebene Fahrzeuge, knapp 73.400 davon waren Personenkraftwagen. Die Anzahl der Erdgasfahrzeuge ist damit um 4,8 % gegenüber dem Vorjahr zurückgegangen. Auch die Anzahl der Tankstellen ging von 883 auf 862 um 2,4 % zurück [5]. Inwieweit die Anzahl der Erdgasfahrzeuge und Versorgungspunkte wieder steigt, ist derzeit nicht eindeutig zu sagen, da gegenwärtig der energiepolitische Schwerpunkt auf der Förderung der Elektromobilität liegt.

Eine interessante Entwicklung mit Blick auch auf die Erdgaswirtschaft ist das Thema Brennstoffzelle. Sowohl im Bereich der stationären, als auch mobilen Anwendungen sind marktreife Produkte verfügbar, auch wenn die Frage der Wirtschaftlichkeit je nach Einsatzzweck kritisch sein kann. Für Brennstoffzellen-KWK-Anlagen im Leistungsbereich bis 5 kW gibt es deshalb eine staatliche Förderung. Stationäre Brennstoffzellen in der Gebäudeenergieversorgung werden in der Regel mit Erdgas betrieben und erzeugen anlagenintern über einen Reformier den für die Brennstoffzelle benötigten Wasserstoff. Bei mobilen Anwendungen wird in der Regel direkt Wasserstoff verwendet. Dieser sollte bevorzugt via Wasserelektrolyse hergestellt werden. Vergleicht man Brennstoffzellenfahrzeuge mit batteriebetriebenen, wird deutlich, dass erstere insbesondere für den Schwer- und Fernverkehr (z. B. Lastkraftwagen oder nicht elektrifizierte Bahnstrecken) attraktiv sind. Der Betankungsvorgang ist schneller und die Reichweite in der Regel größer [7].

Die Grenzübergangspreise für Erdgas lagen 2017 bei 1,70 ct/kWh. Damit ist er gegenüber 2016 gestiegen (1,54 ct/kWh). Die Entwicklung der Importpreise, die im Jahresverlauf schwanken, wirkt sich uneinheitlich auf die Abgabepreise aus. Dies liegt an unterschiedlichen Beschaffungszeiträumen für die verschiedenen Kundengruppen. Für Abnehmer mit >500 GWh erhöhten sich die Preise aufgrund der kurzfristigeren Beschaffung stärker als für kleine Gasverbraucher. Aufgrund frühzeitiger Beschaffung sanken sogar die Preise um 3,7 % für GHD und um 3,2 % für private Haushalte [5]. Zudem fallen relative Preisänderungen bei Großverbrauchern aufgrund des geringeren Preisniveaus höher aus. Hinzu kommt, dass das Preisniveau für Erdgas an der Börse um 21 %, die Abgabepreise an Kraftwerke aber nur um 4 % gestiegen sind.

Der Erdgasverbrauch der privaten Haushalte sowie der Gewerbe- und Dienstleistungsunternehmen stieg 2017 gegenüber 2016 um rund 5 % aufgrund der leicht kühleren Witterung und dem damit erhöhten Raumwärmebedarf. Hinzu kommt die leicht gestiegene Anzahl an Erdgasheizungen im Wohnungsbestand. 2017 waren fast 50 % aller Wohnungen, d. h. 20,6 Mio. Einheiten mit einer Gasheizung ausgestattet. Im Neubaumarkt liegt der Anteil bei rund 40 % (Tab. 9.3).

Beim Haushaltskundenpreis entfielen 2016 etwas mehr als 3 ct/kWh auf die Beschaffung, den Vertrieb und die Marge, mehr als 1,5 ct/kWh auf das Netzentgelt und der Rest auf Steuern und Abgaben.

Tab. 9.3 Erdgasendverbraucherpreise [ct/kWh]. (Quelle: [21])

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Industrie	2,79	3,23	3,47	3,34	4,38	4,09	3,55	2,99
Haushalte	4,88	5,65	5,88	6,37	6,61	6,78	6,76	6,61

9.4 Fernwärmeversorgung

Im Jahr 2017 gab es rund 26,4 Tkm an Fernwärmeleitungen. Rund 100 km davon dienten der Verteilung von Kälte. Insgesamt wurden 140 TWh in Wärme (inkl. Kälte) eingespeist – rund 132 TWh davon durch die eigentlichen Fernwärmeversorger und 8 Mrd. kWh durch andere Wärmeerzeuger. Der KWK-Anteil liegt bei mehr als zwei Dritteln. Gegenüber 2016 stieg die Erzeugung um 0,7 % [5]. Die Dampfnetzlänge beträgt lediglich rund 700 km. Der Hauptteil sind Heißwassernetze. Erdgas hatte, wie in den vergangenen Jahren auch, den größten Anteil an der Fernwärmeproduktion. Der Einsatz von Stein- und Braunkohle ist rückläufig. Erneuerbare Energien (einschließlich des erneuerbaren Anteils im Siedlungsabfall) zeigen eine wiederholte Zunahme.

Die Anzahl der Fernwärmeversorger belief sich 2017 auf rund 680 Unternehmen. 552 waren als Erzeuger, 447 als Netzbetreiber und 550 als Wärme-/Kältelieferant tätig. Viele Firmen arbeiten in mehreren Wertschöpfungsstufen. Abb. 9.8 zeigt die jährliche Fernwärmeproduktion.

Der Wärmeabsatz aus den Fernwärmenetzen betrug nach Abzug von Betriebsverbrauch, Netzverlusten und statistischen Differenzen für 2017 rund 124 TWh. Der leichte Verbrauchsanstieg gegenüber dem Vorjahr ist sowohl auf den Ausbau der Fernwärme als auch Witterungseinflüsse zurückzuführen.

Nach vorläufigen Daten nahm auch der Wärmeverbrauch der privaten Haushalte in 2017 zu. Eine Rolle spielte hierbei der Zuwachs von fernwärmeversorgten Wohnungen. Für rund ein Viertel aller neu genehmigten Wohnungsbauvorhaben ist eine Fernwärmeanbindung vorgesehen. Auch industrielle Abnehmer haben konjunkturbedingt mehr Fernwärme verbraucht, konkret rund 49 TWh. Die grundsätzliche Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs ist in Abb. 9.9 dargestellt.

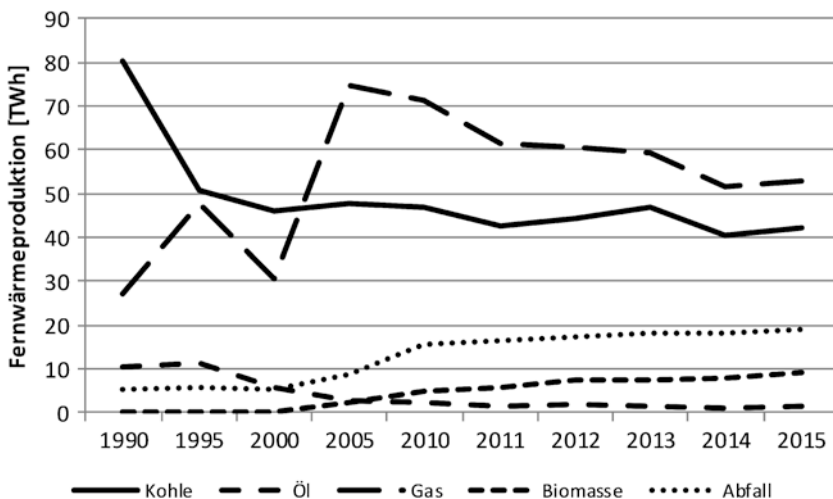


Abb. 9.8 Fernwärmeproduktion. (Quelle: [15])

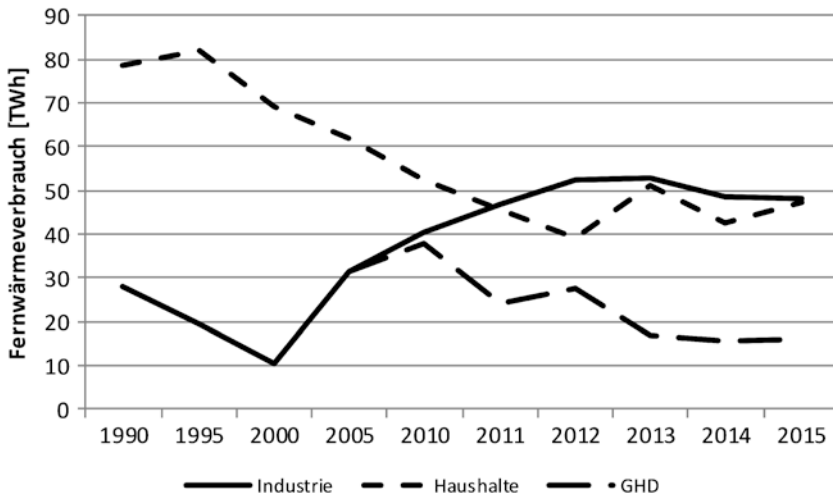


Abb. 9.9 Fernwärmeverbrauch. (Quelle: [15])

Der Preis für Fernwärme setzt sich zusammen aus einem Grund- bzw. Leistungspreis (EUR/kW) und einem Arbeitspreis (EUR/MWh), zzgl. eventuell anfallender Jahresmesspreise. Der Leistungspreis bezieht sich auf den maximalen Warmwasserdurchsatz (l/s), der von der Hausübergabestation bestimmt wird. Die Fernwärmeversorgung ist nicht liberalisiert und nicht erlösobergrenzenreguliert wie die Strom- und Gasversorgung. In der Regel ist der Netzbetreiber auch der (Haupt-)Wärmelieferant. Die Preise sind dennoch nicht willkürlich, da Fernwärme in direkter Konkurrenz zu anderen Wärmebereitstellungsmöglichkeiten, z. B. Erdgas, steht. So lag der Fernwärmepreis in Deutschland für ein Mehrfamilienhaus mit der einer Anschlussleitung von 160 kW und einer Jahresvollbenutzung von 1800 h 2016 bei rund 8,5 ct/kWh. 2010 lag er bei rund 7,7 ct/kWh. Die Preise alternativer Wärmemedien haben sich in diesem Zeitraum nicht gegenläufig entwickelt. Ein Vorteil ist vielmehr, dass der Fernwärmepreis in der Regel weniger schwankt als der von Erdgas, Erdöl oder Holz.

9.5 Energieeffizienz

Die Steigerung der Energieeffizienz ist für Deutschland, neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien, die zweite wesentliche Säule der Energiewende. Ausdruck findet diese Bestrebung in zahlreichen Reduktionszielen rund um den Energieverbrauch. Konkret hat die Bundesregierung folgende Ziele formuliert (Basisjahr 2008):

- Verringerung der Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20 % und bis 2050 um 50 %
- Steigerung der Energieproduktivität um jährlich 2,1 % bis 2050
- Verringerung der Bruttostromverbrauchs bis 2020 um 10 % und bis 2050 um 25 %
- Verringerung des Wärmebedarfs von Gebäuden bis 2020 um 20 %

- Verringerung der Primärenergiebedarfs von Gebäuden bis 2050 um 80 %
- Verringerung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor bis 2020 um 10 % und bis 2050 um 40 % (hier im Vergleich zum Jahr 2005)

Das Monitoring der Zielerreichung stützt sich auf jährliche Fortschrittsberichte, welche auf die amtliche Energiestatistik zurückgreifen. Rechtsgrundlage für diese ist das Energiestatistikgesetz (EnStatG) [9].

Die Bedeutung der Energieeffizienz ist auch im Koalitionsvertrag 2018 der Bundesregierung niedergeschrieben: „Wir werden unter breiter Beteiligung eine ambitionierte und sektorenübergreifende Energieeffizienzstrategie des Bundes erarbeiten und darin das Leitprinzip „Efficiency First“ verankern mit dem Ziel, den Energieverbrauch bis zum Jahr 2050 um 50 % zu senken. Den Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) werden wir basierend auf den Ergebnissen des Grünbuchs Energieeffizienz weiterentwickeln und schnellstmöglich umsetzen“ [17]. Zu den zahlreichen Sofortmaßnahmen des NAPE gehören unter anderem:

- Energieeffizienzstrategie Gebäude
- Marktanzreizprogramm zur Nutzung von EE
- Initiative Energieeffizienznetzwerke
- Auditpflicht für Großunternehmen
- Energieberatungen
- Abwärmenutzung

Einige der Effizienzziele sind noch weit entfernt. Zwischen 1991 und 2017 wuchs die Energieproduktivität im Jahresdurchschnitt beispielsweise 1,7 %. Seit 2008 lediglich rund 1,6 % [1]. Um über den gesamten Zeitraum 2008–2050 die gewünschte Rate von 2,1 % zu erreichen, müssten in den kommenden Jahren überdurchschnittliche Effizienzgewinne realisiert werden [19]. Abb. 9.10 zeigt die Entwicklung der Energieproduktivität.

Unabhängig von der Zielerreichung ist festzustellen, dass die Effizienz grundsätzlich steigt und auch bei Kleinverbrauchern an Bedeutung gewinnt. Neben dem Fakt, dass die Energiepreise in Deutschland im Vergleich zu den Ländern Mittel- und Osteuropas hoch sind und damit eine monetäre Anreizwirkung besteht, tragen zahlreiche staatliche Förderinitiativen dazu bei [8].

Den größten Einfluss auf die Änderung des Primärenergieverbrauchs hat die Effizienz der Energieerzeugung. Dies ist vor allem auf erneuerbare Energien wie Wind und Sonne zurückzuführen, denen primärenergetisch ein Wirkungsgrad von 100 % zugeordnet wird. Als zweitwichtigster Effekt gilt die Verringerung des Endenergieverbrauchs. Dieser Effekt wird durch Änderungen in der Struktur der Energieversorgung, insbesondere in Richtung Elektrizität, teilweise kompensiert. Die Einflüsse der Netzverluste und des Eigenverbrauchs der Energieversorgung spielen nur eine untergeordnete Rolle [7].

Wie oben bereits gezeigt, hat sich die Entwicklung des BIP von der des Stromverbrauchs entkoppelt, d. h. der Strombedarf ist kein Indikator für die wirtschaftliche Leistung. Die

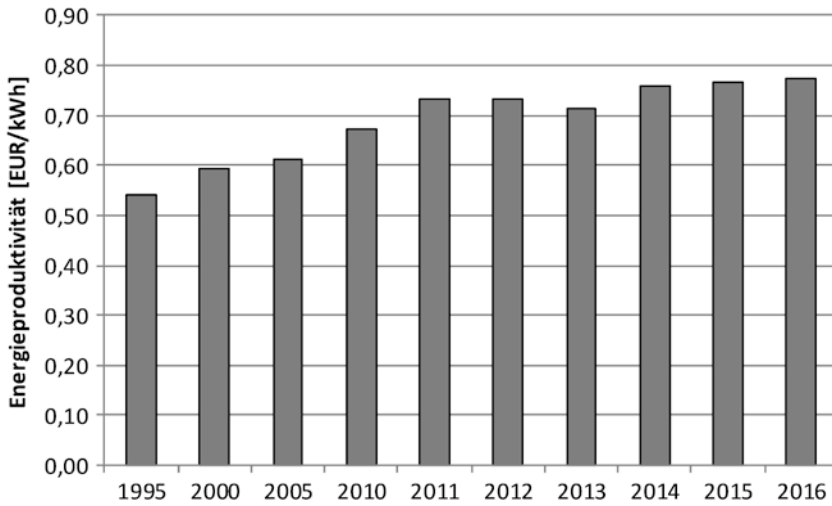


Abb. 9.10 Energieproduktivität. (Quelle: [21])

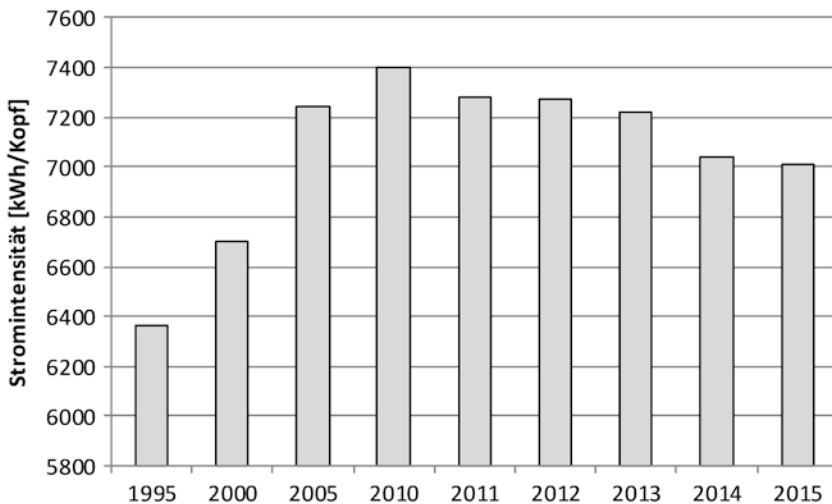


Abb. 9.11 Stromintensität. (Quelle: [15])

Stromproduktivität als Verhältnis des preisbereinigten BIP zum Bruttostromverbrauch stieg 2017 im Vergleich zum Vorjahr um 0,4 %, konkret auf 4,87 EUR/kWh. Sie ist damit gegenüber 1991 um über 1 EUR gestiegen. Die gestiegene Stromproduktivität zeigt sich auch in der Abnahme des spezifischen Stromverbrauchs pro Einwohner bei steigendem Bruttoinlandsprodukt ab 2010. Ausgewählte Werte sind in Abb. 9.11 zu finden.

Die Energieverluste in den deutschen Versorgungsnetzen sind im Vergleich zu anderen Ländern relativ gering. Dies ist unter anderem auf ihren guten technischen Zustand zurückzuführen. Die derzeitige Anreizregulierung für die Strom- und Gasnetze auf Basis

effizienzbasierter Erlösobergrenzen versucht, einen stetigen Investitionsanreiz für die Netzerhöhung zu schaffen.

Im Jahr 2015 lagen die relativen Netzverluste bei unter 5 % in der Elektrizitätsversorgung, zwischen 1 % und 2 % beim Erdgas und um die 10 % in der Fernwärmeversorgung. Die berechneten Netzverluste sind das Verhältnis der von Eurostat veröffentlichten Verlustmengen und dem Verbrauch an Strom, Gas bzw. Fernwärme zzgl. dieser Verluste. Auch wenn von Jahr zu Jahr kleine Schwankungen möglich sind, zeigen die Daten die grundsätzlichen Effizienzbestrebungen.

Die absoluten Netzverluste in der Stromversorgung auf ÜNB- und VNB-Ebene lagen 2016 bei 26 TWh. Hierfür fielen Beschaffungskosten von 305 Mio. EUR an [4]. Die absoluten Verluste im Erdgasnetz beliefen sich 2015 auf 6,2 TWh und in der leitungsgebundenen Fernwärmeversorgung auf 12,3 TWh.

9.6 Perspektiven

Auch die neue Bundesregierung steht grundsätzlich zur Energiewende. In ihrem Koalitionsvertrag vom 14.03.2018 steht: „Eine Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende und Klimaschutzpolitik ist ein weiterer zielstrebig, effizienter, netzsynchroner und zunehmend marktorientierter Ausbau der Erneuerbaren Energien. Unter diesen Voraussetzungen streben wir einen Anteil von etwa 65 Prozent Erneuerbarer Energien bis 2030 an und werden entsprechende Anpassungen vornehmen. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien muss deutlich erhöht werden, auch um den zusätzlichen Strombedarf zur Erreichung der Klimaschutzziele im Verkehr, in Gebäuden und in der Industrie zu decken“ [17].

Unter anderem soll dies erreicht werden durch:

- Anstrengungen zum Ausbau und zur Modernisierung der Energienetze,
- Schaffung von Akzeptanz für den Netzausbau,
- Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens,
- regelmäßige Bewertung der Bezahlbarkeit von Energie und Versorgungssicherheit,
- Kopplung der Sektoren Wärme, Mobilität und Elektrizität in Verbindung mit Speichern,
- Weiterentwicklung und Modernisierung der KWK,
- Entwicklung Deutschlands zum Standort für LNG-Infrastruktur.

Auch bezüglich der Ziele zum Klimaschutz soll der eingeschlagene Weg beibehalten werden: „Wir setzen das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 und den Klimaschutzplan 2050 mit den für alle Sektoren vereinbarten Maßnahmenpaketen und Zielen vollständig um und werden Ergänzungen vornehmen, um die Handlungslücke zur Erreichung des Klimaziels 2020 so schnell wie möglich zu schließen. Das Minderungsziel 2030 wollen wir auf jeden Fall erreichen. Dies soll unter Beachtung des Zieldreiecks Versorgungssicherheit, Sauberkeit und Wirtschaftlichkeit sowie ohne Strukturbrüche und mit Hilfe einer deutlichen

Tab. 9.4 Vorkommen Primärenergieträger. (Quelle: [2])

	Reserven (gesichert)	Ressourcen (geschätzt)
Erdgas [Mrd. m ³]	70	1360
Erdöl [Mio. t.]	32	240
Hartkohle [Mio. t.]	8	82.963
Weichbraunkohle [Mio. t.]	36.100	36.500

Steigerung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz realisiert werden“ [17]. Auch der EU-Emissionshandel soll gestärkt werden, idealerweise verbunden mit einem globalen CO₂-Bepreisungssystem. Dabei muss die Wettbewerbsfähigkeit von energieintensiven Industrien und deren integrierten Wertschöpfungsketten gewahrt bleiben. Zu beachten sind zudem die Entwicklungen auf europäischer Ebene, wie die aktuelle Überarbeitung der EU-Richtlinien zur Energieeffizienz, zu erneuerbaren Energien und zur Gebäudeenergieeffizienz.

Inwieweit die Vielzahl an Vorhaben umgesetzt und die zum Teil sehr ambitionierten Ziele erreicht werden, bleibt abzuwarten. Fakt ist, dass in den kommenden Jahren die Struktur der Energieversorgung zugunsten energieeffizienter, intelligent vernetzter, dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchsmuster unter intensiver Nutzung erneuerbarer Energien verändert werden wird.

Mit Blick auf die Rohstoffreserven und -ressourcen zeigt sich folgendes Bild (Tab. 9.4).

Auch wenn es zahlreiche Lagerstätten fossiler Primärenergieträger gibt, so sind diese in der Regel nicht wirtschaftlich erschließbar bzw. widersprechen den CO₂-Minderungszielen.

Literatur

1. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB). www.ag-energiebilanzen.de
2. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Energiestudie 2017. www.bgr.bund.de
3. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Monitoringberichte Energie der Zukunft. www.bmwi.de
4. Bundesnetzagentur (BNetzA), Monitoringbericht 2017. www.bundesnetzagentur.de
5. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Energiemarkt Deutschland. www.bdew.de
6. Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie (BVEG), Statistische Jahresberichte. www.bveg.de/Erdgas/Zahlen-und-Fakten
7. BWK Das Energie-Fachmagazin, Der Energiemarkt im Fokus, 05/2018, Springer VDI Verlag. www.energiefachmagazin.de
8. Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK (AGFW), Hauptbericht 2016. www.agfw.de
9. Energiestatistikgesetz (EnStatG) vom 06.03.2017. www.gesetze-im-internet.de
10. European Energy Exchange (EEX). www.eex.com
11. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) vom 17.07.2017. www.gesetze-im-internet.de
12. Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) vom 17.07.2017. www.gesetze-im-internet.de

13. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG) vom 20.07.2017. www.gesetze-im-internet.de
14. Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG) vom 20.10.2015. www.gesetze-im-internet.de
15. Internationale Energieagentur (IEA). <https://www.iea.org/countries/Germany/>
16. Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. www.regelleistung.net
17. Koalitionsvertrag zwischen den Regierungsparteien für die 19. Legislaturperiode vom 14.03.2018. <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/koalitionsvertrag-inhaltsverzeichnis.html>
18. Konstantin P (2017) Praxisbuch Energiewirtschaft. Springer Vieweg, Berlin. <https://link.springer.com>
19. Lässig J, Schütte T, Riesner W (2017) Energieeffizienz-Benchmark Industrie. Springer Vieweg, Wiesbaden. www.energieeffizienz-benchmark.de
20. Statistik der Kohlenwirtschaft. <https://kohlenstatistik.de>
21. Statistisches Amt der Europäischen Union (Eurostat). <http://ec.europa.eu/eurostat>
22. Statistisches Bundesamt (Destatis). www.destatis.de



Tino Schütte

In allen betrachteten Ländern werden die erheblichen Strukturveränderungen in der Energiewirtschaft zu Beginn der 1990er-Jahre – bedingt durch deren Transformation von einer Planwirtschaft hin zu einer Marktwirtschaft – deutlich. Die Umstrukturierungen gingen mit deutlichen Verbrauchsrückgängen bei allen leitungsgebundenen Energien sowie umfassenden Rationalisierungs- und Modernisierungsanstrengungen im Bereich der Energieerzeugung und -verteilung einher. In der zweiten Hälfte der 1990er-Jahre stieg der Energiebedarf der Länder Mittel- und Osteuropas zwar wieder an, hat – mit Ausnahme des Elektrizitätsbedarfs – aber bis heute nicht das frühere Niveau erreicht. Besonders deutlich wird dies beim Raumwärmebedarf, der in allen Staaten tendenziell abnimmt. Ein wesentlicher Einfluss sind neben der gestiegenen Effizienz versorgungstechnischer Anlagen die verbesserten Gebäudehüllen. Inwieweit sich der Bedarf an Elektrizität zukünftig entwickeln wird, ist schwer abzuschätzen. Wahrscheinlich ist, dass er leicht steigt, insbesondere, wenn davon ausgegangen wird, dass die fortschreitende Elektrifizierung aller Verbrauchssektoren nicht durch die Steigerung der Energieeffizienz kompensiert werden kann. Hier spielt sicherlich der für gewöhnlich sinkende Grenznutzen von Effizienzverbesserungen eine Rolle. Die große Bedeutung der rationellen Energiegewinnung, -verteilung und -verwendung wird aber weiterhin bestehen, da gerade im Letztverbraucherbereich viele kleine und mittlere und damit in Summe große Einsparpotenziale bestehen. Inwieweit hier neben den bereits vorhandenen (nicht-)monetären Initiativen weitere Anreize notwendig sind, bleibt abzuwarten.

T. Schütte (✉)
Hochschule Zittau/Görlitz, Zittau, Deutschland
E-Mail: t.schuette@hszg.de

Ein offenkundiger Trend ist die (teilweise) Ablösung fossiler Energieträger durch erneuerbare Energien, verbunden mit einer ungleichmäßig verteilten Dezentralisierung der Erzeugung. Auch wenn die Voraussetzungen für die Nutzung regenerativer Energiequellen in den Ländern Mittel- und Osteuropas unterschiedlich sind, wird der Einfluss der Erneuerbaren auf das Gesamtsystem steigen. In Staaten mit großer Energieimportabhängigkeit ist der Wille zum Ausbau der erneuerbaren Energien natürlich besonders groß. Deutlich zu sehen ist zudem ein kontinuierlicher Ausbau der Infrastrukturen zur verbesserten internationalen Anbindung der leitungsgebundenen Energien, insbesondere mit Blick auf den europäischen Energiemarkt. Die Geschichte hat aber gezeigt, dass man Energieversorgungsstrukturen nicht allein an politischen Gezeiten ausrichten darf, im Sinne von „früher Osten“ und „heute Westen“, sondern vielmehr mit allen Nachbarstaaten belastbare Kopplungspunkte der Netzverbindungen schaffen sollte. Der Grundsatz der Diversifizierung des Energiehandels und -transports zur Verringerung von Versorgungsrisiken wird seine Gültigkeit behalten.

Dass es neben vielen Gemeinsamkeiten in den Versorgungsstrukturen zum Teil deutliche nationale Unterschiede sowohl im Energieerzeugungsbereich als auch bei den Verbrauchsschwerpunkten gibt, soll mit den nachstehenden Daten, welche die entsprechenden Abbildungen der Länderkapitel untersetzen, gezeigt werden. Aufgrund der abweichenden Datenlage und damit verbunden nur eingeschränkter Vergleichbarkeit wird die Russische Föderation in den folgenden Zahlenvergleichen nicht berücksichtigt. Der Leser kann aber gerne einzelne Aspekte mithilfe des entsprechenden Länderkapitels betrachten.

Mit Blick auf die Stromerzeugung (Abb. 10.1) zeigt sich die Kohledominanz in den Ländern Polen und Tschechien, auch wenn hier ein Zubau von Anlagen erneuerbarer Energien stattfindet. In der Slowakei und Ungarn ist noch immer die Kernenergienutzung das Rückgrat der Stromerzeugung. In den Baltischen Staaten spielen seit längerem die Erneuerbaren eine wichtige Rolle. Diese wird weiter steigen. Hinzukommt die Ölschiefernutzung in Estland, der aber keine Zuwächse in Aussicht gestellt werden.

Der in der Vergangenheit gestiegene Strombedarf zeigt sich besonders deutlich in den Sektoren GHD und Haushalte (Abb. 10.2). Bei Letzteren waren zudem die Verbrauchsschwankungen in wirtschaftlichen Krisenjahren am geringsten. Die Einflüsse von kurzfristigen ökonomischen Veränderungen auf den Stromverbrauch zeigen sich am ehesten im Industriebereich. Dennoch ist die grundsätzliche Entkopplung des Elektrizitätsbedarfs vom BIP aufgrund von erfolgreichen Effizienzbemühungen sichtbar. Im Verkehrsbereich spielt Strom, partiell ausgenommen Teile des öffentlichen Verkehrs, noch eine geringe Rolle. Inwieweit sich dies zukünftig ändert, hängt von der flächendeckenden Verbreitung der Elektromobilität ab.

Bruttostromerzeugung [TWh]										
	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Polen										
Kohle	131,0	133,0	137,9	143,2	138,4	141,6	136,4	139,8	131,6	133,0
Öl	1,6	1,5	1,9	2,8	2,9	2,5	2,0	1,8	1,6	2,1
Gas	0,1	0,3	0,9	5,2	4,8	5,8	6,3	5,3	5,3	6,4
Erneuerbare	3,4	3,9	4,3	5,4	11,5	13,6	17,3	17,6	20,4	23,3
Tschechien										
Kohle	47,6	44,9	55,0	52,3	49,7	49,5	46,6	43,7	43,5	43,8
Öl	0,5	0,6	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Gas	0,4	0,5	1,7	1,5	1,4	1,4	1,5	2,0	1,8	2,3
Kernenergie	12,6	12,2	13,6	24,7	28,0	28,3	30,3	30,7	30,3	26,8
Erneuerbare	1,4	2,7	2,8	3,8	6,5	7,9	8,7	10,1	10,1	10,6
Slowakei										
Kohle	8,1	7,0	6,1	6,0	4,1	4,0	3,9	3,5	3,4	3,3
Öl	1,6	0,7	0,2	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,3	0,4
Gas	1,8	2,4	3,3	2,2	2,2	3,2	2,9	2,4	1,6	1,6
Kernenergie	12,0	11,4	16,5	17,7	14,6	15,4	15,5	15,7	15,5	15,1
Erneuerbare	2,5	5,2	5,0	4,8	6,3	5,3	5,8	6,7	6,5	6,3
Ungarn										
Kohle	8,7	9,2	9,7	7,1	6,4	6,6	6,5	6,4	6,1	5,9
Öl	1,4	5,3	4,4	0,5	0,5	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1
Gas	4,5	5,2	6,6	12,4	11,6	10,7	9,4	5,5	4,2	5,1
Kernenergie	13,7	14,0	14,2	13,8	15,8	15,7	15,8	15,4	15,6	15,8
Erneuerbare	0,2	0,2	0,2	1,8	2,9	2,6	2,5	2,7	3,0	3,0
Litauen										
Kohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Öl	4,2	1,1	0,7	0,4	0,6	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
Gas	6,8	0,2	1,6	3,0	3,2	2,7	2,9	2,2	1,7	2,0
Kernenergie	17,0	11,8	8,4	10,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erneuerbare	0,4	0,8	0,7	0,8	1,7	1,7	1,7	2,1	2,2	2,3
Lettland										
Kohle	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Öl	0,4	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	1,7	0,5	1,1	1,5	3,0	3,0	2,1	2,7	2,3	2,8
Erneuerbare	4,5	2,9	2,8	3,4	3,6	3,1	4,1	3,5	2,8	2,8
Estland										
Ölschiefer	14,8	8,3	7,8	9,5	11,6	11,4	10,3	11,8	10,9	8,6
Öl	1,4	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1
Gas	1,0	0,3	0,6	0,5	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1
Erneuerbare	0,0	0,0	0,0	0,1	1,0	1,2	1,5	1,2	1,4	1,5
Deutschland										
Kohle	321,6	296,4	304,2	297,7	273,5	272,4	287,0	299,0	284,9	283,7
Öl	10,4	9,0	4,8	12,0	8,7	7,2	7,6	7,2	5,7	6,2
Gas	40,5	43,2	52,5	74,0	90,4	87,2	77,6	68,7	62,3	63,0
Kernenergie	152,5	153,1	169,6	163,1	140,6	108,0	99,5	97,3	97,1	91,8
Erneuerbare	20,2	29,1	37,9	66,0	106,4	124,8	144,6	152,7	162,2	187,4

Abb. 10.1 Bruttostromerzeugung. (Quelle: International Energy Agency)

Stromendverbrauch [TWh]											
	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Polen											
Industrie	42,7	44,0	39,9	40,9	41,5	44,1	44,7	47,3	47,6	49,5	51,2
Haushalte	20,2	18,1	21,0	25,3	28,6	28,3	28,3	28,4	28,1	28,3	28,9
GHD	19,3	17,4	27,8	33,4	43,7	44,2	44,4	43,1	45,2	45,4	47,8
Verkehr	5,5	4,7	4,7	4,0	3,3	3,3	3,2	3,2	3,0	3,1	3,3
Tschechien											
Industrie	26,9	18,4	18,9	23,1	21,8	22,5	22,4	21,3	22,2	22,8	23,2
Haushalte	9,6	14,8	13,8	14,7	15,0	14,2	14,6	14,7	14,1	14,4	14,9
GHD	3,6	9,2	11,6	12,5	14,9	14,5	14,5	14,8	14,5	14,9	15,3
Verkehr	3,2	2,4	2,3	2,2	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Slowakei											
Industrie	15,0	9,1	9,7	11,0	10,9	11,2	11,9	11,8	12,2	11,6	12,1
Haushalte	3,7	5,0	5,4	4,7	4,4	4,5	4,7	4,9	4,9	5,0	5,1
GHD	2,4	5,3	5,3	6,2	8,0	8,2	6,5	7,5	6,1	6,9	6,9
Verkehr	1,2	1,4	1,0	0,6	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Ungarn											
Industrie	13,8	8,4	8,8	9,3	9,8	9,9	14,8	14,8	14,7	15,4	16,0
Haushalte	9,2	9,8	9,8	11,1	11,2	11,3	10,3	10,6	10,4	10,8	11,0
GHD	5,5	7,3	8,9	9,9	11,4	11,5	7,8	7,5	7,6	7,9	8,0
Verkehr	1,2	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,0	1,2	1,2	1,2	1,2
Litauen											
Industrie	5,5	2,7	2,3	2,8	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,3	3,4
Haushalte	1,8	1,5	1,8	2,2	2,6	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	2,8
GHD	1,9	1,5	1,9	2,7	2,8	3,0	3,1	3,1	3,2	3,1	3,3
Verkehr	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Lettland											
Industrie	3,2	1,4	1,4	1,7	1,6	1,7	2,0	1,8	1,7	1,7	1,7
Haushalte	1,3	1,2	1,2	1,6	1,9	1,8	1,8	1,8	1,7	1,8	1,8
GHD	1,9	1,4	1,5	2,1	2,4	2,5	2,8	2,7	2,9	2,7	2,7
Verkehr	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Estland											
Industrie	2,7	1,8	1,8	2,2	2,1	2,0	2,2	2,2	2,1	2,1	2,2
Haushalte	0,9	1,1	1,5	1,6	2,0	1,9	2,0	1,9	1,7	1,7	1,9
GHD	0,2	1,2	1,4	1,9	2,5	2,4	2,5	2,5	2,8	2,8	3,0
Verkehr	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
Deutschland											
Industrie	216,5	204,7	211,6	230,6	224,5	229,8	226,2	224,3	228,8	224,9	226,6
Haushalte	137,1	127,2	130,5	141,3	141,7	136,6	137,0	136,0	129,6	128,7	127,6
GHD	87,9	103,1	125,5	137,2	154,1	147,0	150,5	150,9	142,9	149,9	151,4
Verkehr	13,7	16,2	15,9	13,2	12,1	12,2	12,1	12,0	11,6	11,3	11,7

Abb. 10.2 Stromendverbrauch. (Quelle: Eurostat)

In der Erdgasversorgung (Abb. 10.3) wird die Abhängigkeit aller osteuropäischen Länder deutlich. Einige Länder verfügen über keine aktive Erdgasförderung und beziehen ihre Bedarfsmengen zu wesentlichen Teilen aus Russland via Pipeline. Es ist davon auszugehen, dass der Anteil an LNG steigen wird, da hierdurch auch die Bezugsquellen diversifiziert werden können. Fast alle betrachteten Länder haben das Ziel, die Importabhängigkeit gegenüber Russland zu reduzieren. Trotz aller politischen Rängeleien ist die Liefertreue seit dem Zusammenbruch der Sowjetunion immer vorhanden gewesen (natürlich unter der Voraussetzung der vertragsgemäßen Bezahlung). Aus energieökonomischer Sicht gibt es keinen Grund zur Annahme, dass Russland seine Erdgasexporte gegenüber Europa beschränken, im Sinne von sanktionieren, wird.

Erdgasbereitstellung [TWh]											
	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Polen											
Inlandsproduktion	27,7	36,9	38,5	45,2	42,9	44,8	45,4	44,5	43,3	42,8	41,3
Nettoimport	78,8	67,6	76,8	99,2	103,2	112,1	116,8	118,5	112,2	115,7	133,4
Tschechien											
Inlandsproduktion	2,3	2,3	2,0	1,8	2,3	2,2	2,5	2,4	2,5	2,4	2,1
Nettoimport	55,7	74,7	87,0	87,6	79,6	87,3	71,0	81,0	69,2	71,7	78,1
Slowakei											
Inlandsproduktion	3,9	3,1	1,5	1,5	1,0	1,2	1,5	1,2	1,0	0,9	0,9
Nettoimport	62,3	52,7	66,4	66,7	58,2	56,5	45,6	50,5	46,0	42,9	42,1
Ungarn											
Inlandsproduktion	44,3	44,1	28,8	27,1	26,0	24,6	20,6	18,0	16,7	15,9	16,6
Nettoimport	60,1	64,3	84,7	114,0	89,9	71,3	70,4	64,6	79,3	60,7	73,6
Litauen											
Inlandsproduktion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nettoimport	54,3	23,6	24,0	29,0	28,9	31,7	30,9	25,2	25,0	24,0	21,5
Lettland											
Inlandsproduktion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nettoimport	29,8	11,6	12,9	16,7	10,5	16,4	16,0	16,2	9,1	12,6	10,7
Estland											
Inlandsproduktion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nettoimport	14,2	6,8	7,7	9,3	6,5	5,9	6,3	6,5	5,1	4,5	5,0
Deutschland											
Inlandsproduktion	157,4	175,6	183,8	166,7	129,2	126,7	111,3	103,1	79,8	73,7	76,2
Nettoimport	485,6	615,3	661,3	720,4	716,9	702,2	695,8	739,0	659,1	682,4	724,3

Abb. 10.3 Erdgasbereitstellung. (Quelle: Eurostat)

Die Länder, welche über eine eigene Erdgasförderung verfügen, zeigen tendenziell sinkende Förderraten, da die heimischen Fördermengen nicht nur relativ gering, sondern in der Regel auch teurer als die Importe sind. Mit Blick auf die Exportinitiativen großer Förderländer auch im Bereich unkonventioneller Lagerstätten und dem LNG-Transport, wird dies auf absehbare Zeit so bleiben.

Der Erdgasverbrauch wird neben dem schwankenden Industriebedarf (auch bedingt durch Prozesswärme), vor allem durch den Raumwärmebedarf dominiert. Mit Blick auf den ceteris paribus abnehmenden Gebäudeenergiebedarf zeigt sich seit den 2010er-Jahren, dass hier der Erdgasverbrauch leicht rückläufig ist (Abb. 10.4). Inwieweit dieser Rückgang durch eine mögliche Zunahme des Gasverbrauchs im Kraftwerksbereich kompensiert wird, hängt neben dem Erdgaspreis vor allem an der Entwicklung des Strompreises. Zum heutigen Zeitpunkt ist nicht von einem massiven Zubau an Gaskraftwerken auszugehen. Eine deutliche Zunahme des Verbrauchs im Verkehrssektor ist ebenso nicht absehbar.

Schwankungen im Erdgasverbrauch sind, bedingt durch den Raumwärmebedarf, direkt von Veränderungen der mittleren Außentemperaturen abhängig, sodass bei detaillierten Vergleichen immer um diese Einflussgröße korrigiert werden muss. Konjunkturbedingt sind kurzfristige Schwankungen auch im GHD-Sektor zu beobachten.

Bei der Fernwärmeversorgung (Abb. 10.5) wurde in den Länderberichten deutlich, dass diese – nicht nur historisch bedingt – über eine umfangreiche Infrastruktur verfügen. Diese wird in Ballungszentren weiter ausgebaut, da sie eine effiziente Variante der Wärmeversorgung für viele Kleinverbraucher mit räumlicher Nähe darstellt. Auch wenn der heutige

Erdgasverbrauch [TWh]											
	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Polen											
Industrie	49,8	41,6	41,0	42,4	42,6	43,4	43,0	43,9	44,1	43,2	45,0
Haushalte	39,0	44,9	35,5	37,6	41,2	37,6	39,3	39,8	36,6	36,7	40,3
GHD	0,0	0,0	0,7	2,7	2,6	2,6	3,0	4,3	4,2	4,2	4,5
Verkehr	4,3	3,7	10,7	19,0	23,2	21,7	22,5	21,3	18,7	20,0	22,5
Tschechien											
Industrie	40,7	40,6	36,9	34,6	30,9	29,1	28,6	28,6	27,0	27,7	28,0
Haushalte	12,5	19,1	23,8	26,9	27,7	23,3	23,5	23,6	19,1	20,8	23,2
GHD	10,4	9,3	12,8	14,8	15,0	14,4	13,4	12,9	12,6	12,5	13,1
Verkehr	0,0	0,2	0,3	0,5	0,9	0,8	0,6	0,6	0,7	0,8	0,6
Slowakei											
Industrie	15,5	12,7	13,0	11,3	10,5	10,9	10,0	9,8	9,5	9,2	9,2
Haushalte	12,7	11,9	19,1	16,5	15,5	13,6	12,6	13,3	12,1	12,2	12,4
GHD	15,4	16,0	15,8	10,5	9,8	4,1	7,5	9,0	5,7	6,1	6,2
Verkehr	0,0	0,0	0,0	7,0	4,6	5,1	2,3	2,4	1,1	1,1	1,6
Ungarn											
Industrie	40,7	24,2	17,5	16,4	13,4	13,4	11,1	15,9	15,9	16,5	16,3
Haushalte	19,1	33,6	35,2	45,7	37,9	34,5	31,4	29,2	27,0	30,5	32,7
GHD	7,1	14,5	20,6	26,5	19,9	20,1	16,1	16,4	14,5	14,7	14,8
Verkehr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,6	0,7	0,4	0,5	0,4	0,6
Litauen											
Industrie	10,3	2,5	2,4	4,2	3,9	4,0	4,2	3,6	3,5	3,3	3,5
Haushalte	2,6	2,1	1,2	1,6	1,8	1,7	1,6	1,4	1,4	1,4	1,7
GHD	3,6	0,9	0,4	0,6	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,7	0,8
Verkehr	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,2	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4
Lettland											
Industrie	5,1	2,4	2,4	3,4	2,8	2,0	2,1	1,7	1,4	1,4	1,3
Haushalte	1,1	1,2	0,7	1,2	1,4	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,2
GHD	1,1	0,5	0,5	1,1	1,3	1,2	1,1	1,0	1,1	1,0	1,1
Verkehr	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Estland											
Industrie	2,2	2,3	1,4	1,9	1,3	1,3	1,4	1,7	1,1	1,1	1,2
Haushalte	0,7	0,6	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7
GHD	0,1	0,0	0,1	0,5	0,3	0,4	0,4	0,5	0,8	0,8	0,9
Verkehr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Deutschland											
Industrie	198,3	208,6	224,0	223,9	228,3	220,8	221,8	223,1	217,6	217,5	226,7
Haushalte	156,0	243,7	272,5	270,9	278,0	229,8	251,4	261,8	212,8	229,6	256,9
GHD	54,4	67,9	67,5	107,3	115,8	104,2	106,2	124,4	115,9	121,4	120,8
Verkehr	0,0	0,0	0,2	9,8	5,8	5,6	5,5	5,3	5,2	5,0	5,2

Abb. 10.4 Erdgasverbrauch. (Quelle: Eurostat)

Wärmeverbrauch, bedingt durch eine veränderte Abnehmerstruktur, einen gesunkenen Gebäudeenergiebedarf und eine umfangreiche Modernisierung der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen, deutlich geringer als Anfang der 1990er-Jahre war, sind gerade in Städten die Fernwärmesysteme nach wie vor ein Garant für stabile Wärmeversorgung. Durch die grundsätzliche Konkurrenz mit dezentralen Alternativen der Wärmebereitstellung sind die Wärmepreise, auch wenn es regional deutliche Unterschiede gibt, üblicherweise wettbewerbsfähig. Der Trend Richtung Nutzung erneuerbarer Energien und gesteigerter Energieeffizienz findet sich auch in der Fernwärmeversorgung wieder (Beispiel Senkung der Rücklauftemperaturen).

Die größten Fernwärmeabnehmer sind in allen Ländern die Haushalte, gefolgt von den industriellen und gewerblichen Abnehmern (Abb. 10.6). Vergleichbar mit der Entwicklung

Fernwärmeproduktion [TWh]										
	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Polen										
Kohle	185,7	112,6	88,8	84,8	82,4	72,4	73,2	73,2	67,0	67,5
Öl	11,8	3,1	2,2	1,9	1,8	1,0	1,2	0,9	0,9	0,9
Gas	4,1	0,6	3,1	5,8	5,8	5,4	5,8	5,0	4,6	5,6
Biomasse	3,1	0,2	0,5	0,7	3,0	3,7	5,3	4,4	4,0	3,6
Abfall	0,8	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
Tschechien										
Kohle	33,6	34,8	25,3	24,9	27,8	24,7	24,5	24,2	20,8	21,1
Öl	3,3	4,3	2,0	1,6	0,7	0,9	0,7	0,4	0,4	0,3
Gas	6,1	9,0	9,7	10,4	10,7	9,8	10,2	10,5	8,7	8,7
Biomasse	0,0	0,4	1,0	0,6	0,8	0,9	0,9	1,5	1,8	2,0
Abfall	0,1	0,3	0,7	0,7	0,6	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8
Slowakei										
Kohle	5,1	4,2	3,2	3,0	3,3	3,1	2,5	2,6	2,1	1,9
Öl	1,0	1,6	0,2	0,1	1,8	1,5	1,3	1,2	1,1	1,3
Gas	3,3	5,1	6,0	10,2	6,5	5,6	5,4	5,3	4,5	4,9
Biomasse	0,0	0,0	0,0	0,5	1,1	1,2	2,0	2,0	1,4	1,5
Abfall	0,0	0,8	0,8	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
Ungarn										
Kohle	6,6	4,6	5,2	2,6	1,9	2,0	1,9	1,5	1,4	1,5
Öl	3,6	3,8	1,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Gas	10,2	8,3	12,2	14,2	11,5	10,4	10,6	10,2	9,5	10,0
Biomasse	0,1	0,1	0,0	0,1	0,7	0,8	0,7	1,1	1,0	1,3
Abfall	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4
Litauen										
Kohle	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
Öl	11,3	8,0	2,7	1,0	0,4	0,3	1,0	0,4	0,2	0,2
Gas	14,5	8,9	8,1	8,9	8,5	7,4	6,3	5,7	4,3	3,2
Biomasse	0,1	0,1	0,3	1,3	2,2	2,2	2,8	3,1	4,2	5,2
Abfall	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,3
Lettland										
Kohle	2,5	0,9	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
Öl	10,4	5,5	1,4	0,5	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
Gas	14,1	5,3	6,0	6,9	6,5	5,6	5,8	5,2	4,7	4,4
Biomasse	0,2	1,0	1,0	1,2	1,2	1,1	1,4	2,0	2,4	2,6
Abfall	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Estland										
Kohle	12,8	2,8	2,3	1,9	1,9	1,5	1,6	1,7	1,6	1,4
Öl	8,7	2,5	1,1	0,7	0,5	0,3	0,3	0,2	0,1	0,2
Gas	7,3	2,8	3,3	3,8	3,0	2,5	2,8	2,1	2,0	1,5
Biomasse	0,0	0,4	0,7	1,1	1,7	2,0	2,1	2,3	2,1	2,5
Abfall	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,3
Deutschland										
Kohle	80,1	50,7	46,1	47,7	47,1	42,6	44,3	46,9	40,6	42,0
Öl	10,6	11,2	5,6	2,6	2,3	1,4	2,1	1,6	1,1	1,4
Gas	27,1	47,6	30,7	74,6	71,3	61,6	60,4	59,1	51,8	52,8
Biomasse	0,0	0,1	0,0	2,5	4,9	5,9	7,4	7,6	8,1	9,4
Abfall	5,5	5,8	5,4	8,8	15,6	16,4	17,5	18,3	18,2	18,9

Abb. 10.5 Fernwärmeproduktion. (Quelle: International Energy Agency)

Fernwärmeverbrauch [TWh]										
	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Polen										
Industrie	100,5	21,6	16,9	13,2	7,8	7,0	7,3	7,3	6,6	7,7
Haushalte	67,4	74,2	56,9	52,8	54,2	48,6	50,0	48,9	45,3	45,1
GHD	9,2	6,3	6,0	10,9	13,9	11,8	12,0	12,8	11,2	10,5
Tschechien										
Industrie	12,5	25,6	9,1	8,0	8,5	8,7	8,7	8,0	7,3	7,0
Haushalte	14,5	11,7	14,1	13,6	14,4	12,9	13,6	13,9	11,7	11,8
GHD	5,5	5,1	7,1	7,0	6,3	5,9	5,8	5,3	5,1	5,1
Slowakei										
Industrie	0,2	0,3	0,2	1,0	1,2	1,2	1,8	1,7	1,4	1,7
Haushalte	4,3	4,5	4,7	7,3	5,7	5,3	5,6	5,8	5,0	5,3
GHD	2,7	3,3	2,1	2,8	2,9	2,3	1,4	1,1	0,7	0,3
Ungarn										
Industrie	2,7	1,3	6,0	4,4	3,5	3,2	3,6	4,4	4,0	4,1
Haushalte	9,7	9,0	7,8	8,2	6,6	6,1	6,2	6,1	5,0	5,4
GHD	5,3	4,7	3,0	2,7	2,6	2,4	1,7	1,6	1,5	1,7
Litauen										
Industrie	8,3	2,0	1,9	2,0	2,1	2,4	2,5	2,4	2,6	2,2
Haushalte	8,7	9,5	5,6	6,2	6,1	5,6	5,7	5,4	5,1	5,0
GHD	6,3	2,3	2,0	2,2	2,4	2,0	2,3	2,0	2,0	2,0
Lettland										
Industrie	9,1	0,5	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4
Haushalte	7,2	7,0	5,1	5,1	4,9	4,3	4,5	4,3	4,1	3,9
GHD	4,8	3,2	1,6	1,7	1,6	1,4	1,6	1,5	1,5	1,5
Estland										
Industrie	11,9	0,5	0,5	0,7	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Haushalte	5,9	6,1	4,4	4,4	4,2	3,9	4,0	3,8	3,5	3,3
GHD	1,9	0,4	1,0	1,3	1,5	1,2	1,3	1,2	1,3	1,3
Deutschland										
Industrie	28,0	19,6	10,5	31,5	40,6	47,1	52,3	52,7	48,4	48,2
Haushalte	78,4	82,2	69,0	62,0	52,5	45,7	39,3	51,2	42,6	47,3
GHD	k.A.	k.A.	k.A.	31,4	38,0	24,0	27,6	16,9	15,4	16,1

Abb. 10.6 Fernwärmeverbrauch. (Quelle: International Energy Agency)

des Gasabsatzes ist auch im Fernwärmeverkauf ein leichter Rückgang der Nachfrage zu beobachten, denn auch hier zeigt sich der Einfluss des sinkenden Raumwärmebedarfs.

Im Bereich der Energieeffizienz (Abb. 10.7) sind alle europäischen Länder und damit auch die hier betrachteten sehr aktiv. Getrieben durch die Energiepreise, Umweltschutzverordnungen und hohen Energieimportabhängigkeiten, soll Energie möglichst rationell eingesetzt werden. Die Effizienzbestrebungen erstrecken sich über alle Teile der Wertschöpfungskette, das heißt von der Erzeugung über die Verteilung bis hin zum Verbrauch. Die Verbesserung der Energieeffizienz zeigt sich gesamtwirtschaftlich in der gestiegenen Energieproduktivität. Deutlich zu sehen sind aber nach wie vor bestehende Unterschiede zwischen den Ländern. Bei der Interpretation der Zahlen muss darauf geachtet werden,

Energieproduktivität [EUR/kWh]

	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Polen	0,16	0,24	0,27	0,31	0,33	0,34	0,34	0,37	0,38	0,37
Tschechien	0,21	0,24	0,27	0,29	0,31	0,31	0,31	0,33	0,34	0,36
Slowakei	0,17	0,20	0,24	0,33	0,34	0,36	0,36	0,40	0,40	0,41
Ungarn	0,23	0,28	0,31	0,32	0,34	0,34	0,36	0,38	0,37	0,37
Litauen	0,15	0,22	0,26	0,35	0,36	0,37	0,41	0,42	0,42	0,42
Lettland	0,18	0,28	0,34	0,33	0,37	0,37	0,39	0,40	0,41	0,42
Estland	0,12	0,18	0,23	0,21	0,22	0,23	0,21	0,23	0,24	0,25
Deutschland	0,54	0,59	0,61	0,67	0,73	0,73	0,71	0,76	0,77	0,77

Abb. 10.7 Energieproduktivität. (Quelle: Eurostat)

Stromintensität [kWh/Kopf]

	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Polen	3 090	3 260	3 440	3 750	3 830	3 850	3 890	3 920	4 010
Tschechien	5 470	5 690	6 340	6 320	6 290	6 290	6 270	6 270	6 380
Slowakei	4 930	4 940	4 920	5 160	5 350	5 140	5 200	5 140	5 150
Ungarn	3 070	3 310	3 770	3 880	3 900	3 920	3 890	3 970	4 100
Litauen	2 540	2 520	3 190	3 470	3 530	3 610	3 660	3 820	3 910
Lettland	2 000	2 080	2 780	3 230	3 270	3 590	3 470	3 510	3 490
Estland	4 210	4 530	5 510	6 500	6 300	6 680	6 650	6 720	6 700
Deutschland	6 360	6 700	7 240	7 400	7 280	7 270	7 220	7 040	7 010

Abb. 10.8 Stromintensität. (Quelle: International Energy Agency)

dass die volkswirtschaftliche Wertschöpfung zum Teil sehr unterschiedlich ist (vgl. Dienstleistungen vs. Produktion).

Der Blick auf den Bruttostromverbrauch pro Kopf zeigt die oben beschriebene Ausdehnung der Elektrifizierung in allen Sektoren. Wenn die Elektroenergieeffizienz nicht weiter deutlich steigt, könnte sich diese Entwicklung, wenn auch etwas abgeschwächt, fortsetzen. Die Vorteile der Nutzung von Elektroenergie (auch in Teilen von bisherigen Gasanwendungen) werden unter Umständen dazu führen, dass der Markt für Elektrizität (inkl. Netzbedeutung) weiter wächst. In welchem Ausmaß dies passiert, ist noch unklar (vgl. Abb. 10.8).

Auf einen Vergleich der Netzverluste wird verzichtet, da die Datengrundlage uneinheitlich und zum Teil nur begrenzt aussagefähig ist.

Abschließend sind noch einmal die Übertragungs- und Transportnetzbetreiber der betrachteten Länder sowie deren größte Energieversorgungsunternehmen und verantwortlichen Regulierungsbehörden im Überblick aufgeführt (Abb. 10.9). In gemeinsamen Gremien der ENSTO-E und ENTSO-G wird die Zusammenarbeit der Länder bei der Netzentwicklung deutlich (mit Ausnahme von Russland).

Land	ÜNB	TNB	HauptEVU	Regulierungsbehörde
PL	PSE, S.A. www.pse.pl	GAZ-SYSTEM S.A www.gaz-system.pl	PGE S.A www.gkpgge.pl	URE www.ure.gov.pl
CZ	ČEPS, a.s. www.ceps.cz	NET4GAS, s.r.o. www.net4gas.cz	ČEZ, a.s. www.cez.cz	ERÚ www.eru.cz
SK	SEPS, a.s. www.sepsas.sk	Eustream, a.s. www.eustream.sk	SE, a.s. www.seas.sk	ÚRSO www.urso.gov.sk
HU	MAVIR Zrt. www.mavir.hu	FGSZ Zrt. www.fgsz.hu	MVM Zrt. www.mvm.hu	MEKH www.mekh.hu
LT	Litgrid AB www.litgrid.eu	Amber Grid AB www.ambergrid.lt	Lietuvos energija UAB www.le.lt	NCC www.regula.lt
LV	AST AS www.ast.lv	Conexus Baltic Grid AS www.conexus.lv	Latvenergo AS www.latvenergo.lv	SPRK www.sprk.gov.lv
EE	Elering AS www.elering.ee	Elering AS www.elering.ee	Eesti Energia AS www.energia.ee	Konkurentsiamet www.konkurentsiamet.ee
RU	Rosseti ПАО www.rosseti.ru	Gazprom ПАО www.gazprom.ru	Elektrizität: RusHydro ПАО www.rushydro.ru Erdgas: Gazprom ПАО www.gazprom.ru	FSTRF www.fstrf.ru
DE	50Hertz Transmission GmbH, www.50hertz.com TenneT TSO GmbH, www.tennet.eu Amprion GmbH, www.amprion.net TransnetBW GmbH, www.transnetbw.de	Zwei Marktgebietsverantwortliche: NetConnect Germany GmbH & Co. KG www.net-connect-germany.de GASPOOL Balancing Services GmbH www.gaspool.de	Strom: RWE AG www.rwe.com Erdgas: E.ON SE www.eon.com	BnetzA www.bundesnetzagentur.de

Abb. 10.9 Zusammenfassender Überblick wichtiger Akteure

Glossar

Bilanzkreis alle Ein- und Ausspeisestellen eines Lieferanten bzw. bilanzkreisbildenden Netznutzer

Bruttostromerzeugung die am Ausgang der Transformatoren eines Kraftwerkes gemessene Elektrizitätsmenge

Bruttostromverbrauch der Verbrauch an Elektrizität unter Berücksichtigung des Eigenbedarfs der Kraftwerke (inkl. Pumpstrom), ohne Netzverluste

Endenergieverbrauch Energieverbrauch von Endkunden wie Industrie, Verkehr, Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, ohne Berücksichtigung des Eigenverbrauchs des Energiesektors und Umwandlungs- bzw. Netzverlusten

Energieproduktivität Verhältnis des BIP zum Bruttoinlandsenergieverbrauch (Primärenergieverbrauch zzgl. nicht-energetischer Energieverbrauch)

Kraft-Wärme-Kopplung die gleichzeitige Erzeugung von nutzbarer Wärme und Strom innerhalb eines Prozesses bzw. eines Systems

Marktgebiet über Kopplungspunkte verbundene Teilnetzen, in denen nach dem Entry-Exit-System Gastransportkapazitäten genutzt werden

Nettostromerzeugung die Differenz aus Bruttostromerzeugung und Eigenverbrauch der Kraftwerke

Nettostromverbrauch der Stromverbrauch ohne Berücksichtigung des Eigenbedarfs der Kraftwerke und der Netzverluste (Stromendverbrauch)

Netzverluste Differenz zwischen Nettoerzeugung und Endverbrauch von leitungsgebundener Energie

Primärenergieerzeugung die Gewinnung von Energie in nutzbarer Form aus natürlichen Quellen (z. B. Kohleminen, Rohölfelder und Wasserkraftanlagen)

Primärenergieverbrauch der Bruttoinlandsenergieverbrauch ohne Berücksichtigung der nicht-energetischen Nutzung von Energieträgern

Regelzone ein Versorgungsgebiet, für dessen Gleichgewicht zwischen Ein- und Ausspeisung ein Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich ist

SAIDI das Verhältnis aus der zeitlichen Summe aller Versorgungsunterbrechungen (>3 min) zur Anzahl der Verbraucher