

Preise und Bedingungen der Nutzung von Stromnetzen in ausgewählten europäischen Ländern

Schlussbericht

Aachen, Dezember 2002

Studie im Auftrag des

Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (BMWA)

AZ: I A 2 – 02 08 15 – 19/02

durchgeführt von

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hans-Jürgen Haubrich
Institut für Elektrische Anlagen und
Energiewirtschaft der RWTH Aachen

Schinkelstr. 6

D-52056 Aachen

Tel. +49. 241. 80-97652

Fax +49. 241. 80-92197

e-mail: haubrich@iaew.rwth-aachen.de

CONSENTEC Consulting für
Energiewirtschaft und -technik GmbH

Krantzstr. 7

D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0

Fax +49. 241. 93836-15

e-mail: info@consentec.de

Preise und Bedingungen der Nutzung von Stromnetzen in ausgewählten europäischen Ländern

Schlussbericht

Aachen, Dezember 2002

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hans-Jürgen Haubrich
Institut für Elektrische Anlagen und
Energiewirtschaft der RWTH Aachen

Schinkelstr. 6

D-52056 Aachen

Tel. +49. 241. 80-97652

Fax +49. 241. 80-92197

e-mail: haubrich@iaew.rwth-aachen.de

CONSENTEC Consulting für
Energiewirtschaft und -technik GmbH

Krantzstr. 7

D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0

Fax +49. 241. 93836-15

e-mail: info@consentec.de

Inhalt

Abkürzungen	iii
1 Einleitung	1
1.1 Aufgabenstellung	1
1.2 Struktur dieses Berichts	3
1.3 Informationsquellen	4
2 Methodische Vorgehensweise	5
2.1 Rolle von Netznutzungsfällen bei Entgeltvergleichen	5
2.2 Anforderungen an die Methodik des Entgeltvergleichs	8
3 Struktur und Kalkulationsprinzipien von Netzentgelten	11
3.1 Struktur von Netzentgelten	11
3.1.1 Allgemeines	11
3.1.2 Entgeltrelevante Leistungen	13
3.2 Prinzipien der Entgeltkalkulation	23
3.3 Nicht Netzkosten-bezogene Zuschläge	28
4 Vergleich von Netzentgelten	32
4.1 Festlegung von Netznutzungsfällen	32
4.1.1 Vorgehensweise	32
4.1.2 Berücksichtigung der von Erzeugern zu entrichtenden Netzentgelte	33
4.1.3 Auswahl variabler Parameter der Netznutzung	35
4.1.4 Parametrierung der Netznutzungsfälle	37
4.2 Auswahl repräsentativer Netzbetreiber	40
4.3 Vergleich der Netznutzungsentgelte	46
4.3.1 Anmerkungen zu Währungskursen und Kaufkraftunterschieden	47
4.3.2 Einflüsse der variablen Parameter der Netznutzung	47
4.3.3 Internationaler Entgeltvergleich	53
4.4 Vergleich der nicht Netzkosten-bezogenen Zuschläge	68

5	Ansätze zur Erklärung von Entgeltunterschieden	70
5.1	Kunden- und Laststruktur	70
5.2	Versorgungsqualität	77
5.3	Personalkosten	83
5.4	Errichtungskosten von Netzbetriebsmitteln	84
6	Verfahren des Netzzugangs für Kleinkunden	87
7	Schlussfolgerungen	90
8	Anhang	96
8.1	Informationsquellen	96
8.1.1	Angaben von Netzbetreibern	96
8.1.2	Länderspezifische Informationen – Deutschland	96
8.1.3	Länderspezifische Informationen – Österreich	97
8.1.4	Länderspezifische Informationen – England/Wales	97
8.1.5	Länderspezifische Informationen – Schweden	98
8.1.6	Länderspezifische Informationen – Finnland	98
8.1.7	Länderübergreifende Veröffentlichungen	98
8.2	Daten zum Zahlenbeispiel in Kapitel 2	100
8.3	Abschätzung einer einheitlichen Benutzungsdauer für Erzeugungseinheiten	100
8.4	Untersuchte Varianten von Parametern der Netznutzung	101
8.5	Berücksichtigte Netzbetreiber	107
8.5.1	Liste aller im Entgeltvergleich berücksichtigten Netzbetreiber	107
8.5.2	Analyse der Ranglistenplätze bei bisherigen Entgeltvergleichen	109
8.6	Detaillierergebnisse des Entgeltvergleichs	113

Abkürzungen

AK/HK	Anschaffungskosten/Herstellungskosten
CCL	Climate Change Levy
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MS	Mittelspannung
NNF	Netznutzungsfall
NS	Niederspannung
REC	Regional Electricity Company (Verteilungsnetzbetreiber in England/Wales)
WACC	Weighted average cost of capital

1 Einleitung

1.1 Aufgabenstellung

Seit Beginn der Strommarktöffnung in Deutschland sind die Entgelte und sonstigen Konditionen für den Netzzugang durch Dritte einer der Schwerpunkte der öffentlichen energiewirtschaftlichen und -politischen Diskussion. Allgemeine sowie fallspezifische Beschwerden seitens der Netznutzer, aber auch EU-politische und andere Bestrebungen haben verschiedentlich Anlass zu vergleichenden Untersuchungen der Netzzugangskonditionen in Deutschland und anderen europäischen Ländern gegeben. Die so entstandenen Vergleiche befassen sich aber oft nur mit ausgewählten Teilaspekten, sind nur teilweise öffentlich verfügbar und/oder sind aufgrund der jeweils verfolgten Ziele unvollständig und nicht hinreichend für eine objektive Auswertung.

Aufgabe dieses Forschungsprojekts ist es, eine umfassende Grundlage für einen objektiven Vergleich der Netzzugangskonditionen in Deutschland mit denen in anderen europäischen Ländern zu erarbeiten. Hierzu sollen die relevanten Konditionen und Einflussfaktoren konkret in den Ländern Deutschland, Schweden, Finnland, England/Wales und Österreich analysiert und vergleichend dargestellt werden. Besonderer Schwerpunkt, aber nicht ausschließlicher Gegenstand der Untersuchung sind dabei die Konditionen für kleinere Kunden (Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaft, Kleinindustrie) mit Anschluss an die Netze der Mittel- oder Niederspannungsebene.

Inhaltlich erstreckt sich das Projekt insbesondere auf folgende Aspekte:

1. *Struktur netzbezogener Preiskomponenten*

Netzentgelte sind üblicherweise in verschiedene Komponenten unterteilt, die sich hinsichtlich der damit abgedeckten Kostenelemente und Dienstleistungen, der Berechnungsgrundlagen, der relevanten Bezugsgrößen (z. B. Leistung oder Arbeit), der Wählbarkeit durch den Netznutzer, der Aufteilung auf Erzeuger und/oder Verbraucher sowie anderer Aspekte unterscheiden. Diese Preisstrukturen sollen für alle Netzebenen in den betrachteten Ländern analysiert und vergleichend beschrieben werden.

2. Höhe netzbezogener Preiskomponenten

Am Beispiel der Netzentgelte einer Auswahl repräsentativer Netzbetreiber aus den betrachteten Ländern soll die Höhe der einzelnen Preiskomponenten wie auch der sich insgesamt ergebenden Entgelte vergleichend aufgezeigt werden.

3. Wesentliche Aspekte der Netzentgeltkalkulation

Ausgangspunkt der Ermittlung von Netzentgelten durch Netzbetreiber und ggf. Regulierungsbehörden ist immer eine Betrachtung der „notwendigen“ Kosten für Errichtung, Instandhaltung und Betrieb der Netze. In diesem Projekt sollen wesentliche Aspekte der Kalkulation von Netzkosten und darauf aufbauend von Netzentgelten vergleichend analysiert werden.

4. Netzentgeltwirksame nationale Rahmenbedingungen

Vergleiche von Netzentgelten werden dadurch erschwert, dass häufig gesetzliche Zuschläge unterschiedlicher Art und Höhe (Steuern, Zuschläge zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energieträger, Konzessionsabgaben etc.) als Teil der Entgelte erhoben werden. In diesem Projekt sollen die relevanten Zuschläge in den betrachteten Ländern nach Art und Höhe untersucht und vergleichend dargestellt werden.

5. Länderspezifische Einflussfaktoren auf die Höhe der Netzentgelte

Im Hinblick auf die Höhe von Netzentgelten wird häufig diskutiert, ob und in welchem Umfang „objektive“ Randbedingungen der Versorgungsaufgabe (z. B. Gebietsstruktur, Laststruktur) und Anforderungen an die Versorgungsqualität (z. B. Netzzuverlässigkeit) die Höhe der Netzkosten beeinflussen. In diesem Projekt sollen die meist diskutierten Einflussfaktoren genannt und, ggf. anhand von Beispielen oder Modellen, hinsichtlich ihrer zumindest vermuteten Auswirkungen beschrieben werden. Wesentliche Einflussfaktoren sollen, soweit möglich, für die betrachteten Länder vergleichend dargestellt werden.

6. Verfahren des Netzzugangs

Neben den entgeltlichen Konditionen sollen in diesem Projekt auch die in den betrachteten Ländern eingeführten Verfahren für den Netzzugang analysiert und miteinander verglichen werden. Dieser Punkt bezieht sich speziell auf den Netzzugang für Kleinkunden (Haushalt, Kleingewerbe).

Im Rahmen dieser Aufgabenbeschreibung sehen wir einen besonderen Schwerpunkt in der kritischen Diskussion möglicher Vorgehensweisen beim internationalen Vergleich vom Netzentgelten. Dabei sollen Hinweise auf notwendige Schritte gegeben, aber auch Grenzen der Aussagekraft von Entgeltvergleichen aufgezeigt werden. Der durchzuführende Vergleich hat somit teilweise einen eher exemplarischen Charakter; eine vollständige Erfassung aller Netztarife in den betrachteten Ländern ist nicht angestrebt und im vorgegebenen Rahmen auch nicht durchführbar.

1.2 Struktur dieses Berichts

Der vorliegende Bericht ist wie folgt gegliedert (in Klammern ist jeweils angegeben, auf welchen Aspekt der Aufgabenstellung in den einzelnen Kapiteln eingegangen wird):

- Vorab diskutieren wir in Kapitel 2 grundsätzliche Anforderungen an die methodische Vorgehensweise beim Entgeltvergleich, die sich aus der prinzipiell eingeschränkten Aussagekraft von Entgeltanalysen für einzelne typische Netznutzungsfälle ergeben.
- Kapitel 3 gibt einen Überblick über die Entgeltstrukturen in den betrachteten Ländern (Punkt 1 der Aufgabenstellung) sowie über nicht Netzkosten-bezogene Zuschläge (Punkt 4 der Aufgabenstellung) und diskutiert die für die Entgeltermittlung verwendeten Kalkulationsansätze (Punkt 3 der Aufgabenstellung).
- In Kapitel 4 beschreiben wir die Vorgehensweise des Entgeltvergleichs einschließlich der Auswahl repräsentativer Nutzungsfälle und Netzbetreiber und stellen die quantitativen Ergebnisse des Vergleichs der Netzentgelte (Punkt 2 der Aufgabenstellung) sowie der nicht Netzkosten-bezogenen Zuschläge (Punkt 4 der Aufgabenstellung) dar.
- Kapitel 5 befasst sich mit Aspekten, die zur Erklärung festgestellter Entgeltunterschiede beitragen können (Punkt 5 der Aufgabenstellung).
- Die vergleichende Darstellung der Verfahren für den Netzzugang von Kleinkunden (Punkt 6 der Aufgabenstellung) erfolgt in Kapitel 6.
- Die Schlussfolgerungen aus dem Entgeltvergleich sowie der Analyse von Erklärungsansätzen für festgestellte Entgeltdifferenzen bilden den Abschluss des Hauptteils (Kapitel 7).

- Im Anhang (Kapitel 8) sind ergänzende Daten und Analysen zu einzelnen im Hauptteil diskutierten Aspekten zusammengefasst.

1.3 Informationsquellen

Für die Anfertigung dieses Berichts haben wir uns – neben Kenntnissen aus verschiedenen Projekten zu den Themenbereichen Netzplanung und Netzzugangskonditionen – auf eine Vielzahl öffentlich (frei bzw. gegen Gebühr) verfügbarer Dokumente und Informationen gestützt, darunter

- Tarifblätter von Netzbetreibern,
- Muster von Netznutzungsverträgen,
- Jahresberichte von Netzbetreibern und Regulierungsbehörden,
- veröffentlichte Entgeltvergleiche, u. a. von Regulierungsbehörden,
- statistische Daten von Eurostat, der Europäischen Kommission sowie nationalen Verbänden aus der Energiewirtschaft,
- sonstige von Regulierungsbehörden, Netzbetreibern und Verbänden insbesondere im Internet veröffentlichte Daten und Dokumente,
- Veröffentlichungen in Fachzeitschriften sowie
- öffentlich zugängliche Studienberichte.

Daneben haben wir in Telefonaten mit Netzbetreibern und Regulierungsbehörden unsere Informationsbasis ergänzt oder plausibilisiert.

Nähere Anhaben zu den verwendeten Dokumenten sind in Anhang 8.1 aufgeführt.

2 Methodische Vorgehensweise

2.1 Rolle von Netznutzungsfällen bei Entgeltvergleichen

Aufgabe dieses Forschungsvorhabens ist es, die Struktur und vor allem die Höhe Stromnetzbezogener Preiskomponenten in den zu betrachtenden Ländern zu vergleichen. Derartige Vergleiche wurden in den letzten Jahren bereits mehrfach durchgeführt. Wenngleich sie durchweg auf Preisvergleichen einzelner Dienstleistungen (z. B. Bereitstellung des Netzzugangs auf einer bestimmten Spannungsebene) basieren, besteht ihr Ziel doch häufig darin, ganzheitliche Aussagen über die Erlöse der verglichenen Netzbetreiber oder aller Netzbetreiber eines Landes abzuleiten. Wir gehen davon aus, dass sich auch das vorliegende Forschungsvorhaben letztlich an dieser ganzheitlichen Sichtweise orientieren soll. Idealerweise müsste sich ein solcher Vergleich daher nicht auf einzelne Preissektoren, sondern wegen deren Wechselwirkungen auf die Gesamterlöse der Netzbetreiber stützen. Erlösdaten sind jedoch nicht öffentlich zugänglich und entziehen sich somit einem direkten Vergleich.

Ausgangspunkt für Vergleiche von Netzzugangs- und -nutzungskonditionen sind daher zwangsläufig die jeweils von einem einzelnen Netznutzer zu entrichtenden Entgelte, die sich aus den Preisangaben der Netzbetreiber und aus Art und Umfang der Netzinanspruchnahme durch den Netznutzer ergeben. Um unterschiedliche Tarifstrukturen (z. B. hinsichtlich des Verhältnisses von Arbeits- zu Leistungspreis) vergleichbar zu machen, werden die Tarifkomponenten nicht unmittelbar verglichen. Vielmehr werden durch Festlegung bestimmter Charakteristika der Netzinanspruchnahme, z. B. der jährlichen Energieabnahme und Benutzungstundenzahl, typische Netznutzungsfälle definiert, für die sich die zu entrichtenden Entgelte summarisch (z. B. in €/a) oder auch bezogen auf die Stromabnahme (in ct/kWh) darstellen und zwischen Netzbetreibern und Ländern vergleichen lassen.

Unmittelbare Aussagekraft hat ein solcher auf Netznutzungsfälle bezogener Vergleich für Netzkunden, die z. B. unter Kenntnis ihrer Abnahmecharakteristik den aus Sicht der Netzentgelte günstigsten Ort für eine neue Produktionsstätte bestimmen möchten. Ziel eines Entgeltvergleichs ist jedoch üblicherweise – so auch hier – die Beurteilung von Netzentgelten aus Sicht *aller* Netznutzer mit ihren unterschiedlichen Abnahmecharakteristiken. Um dies zu erreichen, werden die Entgelte für eine *Reihe* von Netznutzungsfällen betrachtet, die sich z. B.

hinsichtlich der Spannungsebene des Netzanschlusses, des Jahresenergieverbrauchs, der Spitzenleistung und anderer relevanter Charakteristika unterscheiden, um so eine möglichst repräsentative Bandbreite realer Netznutzungsfälle abzudecken.

Der Vergleich von Netzentgelten für mehrere Netznutzungsfälle kann somit als eine Hilfsmethodik verstanden werden, deren Ziel es ist, indirekt Erkenntnisse über die Erlöse von Netzbetreibern zumindest in ihrer Relation zueinander zu gewinnen.

Dass dieses Ziel jedoch keineswegs sicher erreicht wird, soll nachfolgend am fiktiven Beispiel zweier Netzbetreiber A und B verdeutlicht werden. Vereinfachend sei angenommen, es gäbe nur zwei verschiedene Gruppen von Netznutzern, nämlich Niederspannungskunden mit (mLM) bzw. ohne Leistungsmessung (oLM), mit jeweils identischen Abnahmeeigenschaften¹. Es ergeben sich somit genau zwei Netznutzungsfälle, die alle Kunden repräsentieren. Als Zielgröße werden die auf die jeweilige Gesamtabgabe an alle Kunden bezogenen Gesamterlöse je Netzbetreiber in ct/kWh betrachtet.

Zunächst (Fall 1) werden die Netznutzungsentgelte so gewählt, dass für die Kunden mit Leistungsmessung Netzbetreiber B, für die Kunden ohne Leistungsmessung hingegen Netzbetreiber A den günstigeren Tarif anbietet (Bild 2.1 links). In dieser Situation leuchtet es unmittelbar ein, dass ohne Kenntnis der Kundenstrukturen nicht festzustellen ist, welcher Netzbetreiber hinsichtlich der oben definierten Zielgröße insgesamt preisgünstiger ist. Beispielsweise kann ein günstiger Preis für eine kleine Kundengruppe von einem ungünstigen Preis für eine große Kundengruppe überkompensiert werden. So zeigt der rechte Teil von Bild 2.1, dass bei unterschiedlichen Annahmen über die Kundenstrukturen, d. h. die Kundenzahl je Kundengruppe und Netzbetreiber, sowohl Netzbetreiber A als auch Netzbetreiber B den niedrigeren Durchschnittserlös je kWh Stromabgabe haben kann (Fälle 1a und 1b). Ein Beobachter, dem nur die Einzelpreise, nicht jedoch die üblicherweise nicht veröffentlichten Angaben zur Kundenstruktur bekannt sind, kann somit keine Aussage treffen, welcher Netzbetreiber hinsichtlich des Durchschnittserlöses günstiger ist.

¹ Die dem Beispiel zugrunde liegenden Daten sind in Anhang 8.2 aufgeführt.

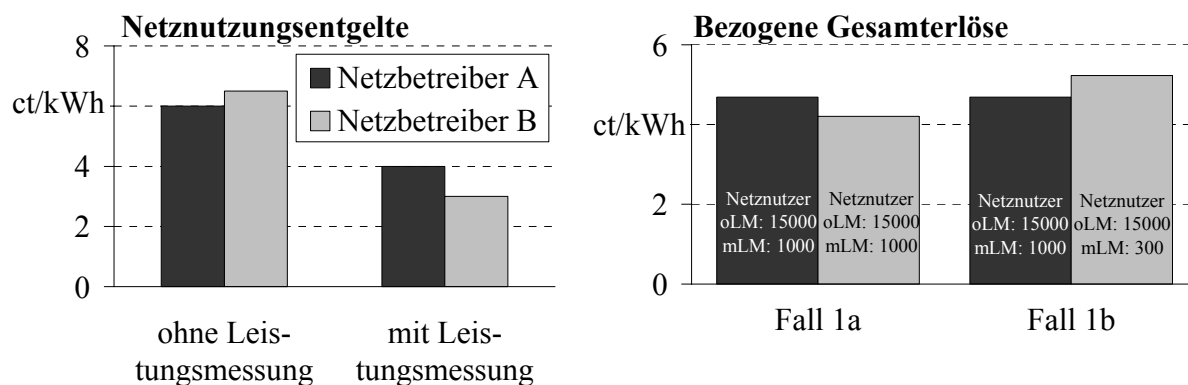


Bild 2.1: Exemplarischer Vergleich von Entgelten und Erlösen – Fall 1

Der im Folgenden betrachtete Fall 2 zeigt, dass eine solche Aussage nicht einmal dann getroffen werden kann, wenn ein Netzbetreiber für *jede* Kundengruppe den günstigeren Preis anbietet. Um dies zu demonstrieren, werden die Entgelte für Kunden ohne Leistungsmessung bei Netzbetreiber B verringert, so dass dieser nun für beide Nutzungsfälle den günstigeren Preis aufweist (Bild 2.2 links). Im Gegensatz zur naheliegenden Folgerung, dass B somit auch insgesamt geringere Erlöse je kWh erzielt, kann je nach Kundenstruktur auch hier Netzbetreiber A den geringeren Durchschnittserlös aufweisen (Bild 2.2 rechts). Unter der vereinfachenden Annahme, die Erlöse entsprächen genau den Kosten, folgt hieraus, dass Netzbetreiber B in Fall 2b trotz höherer Kosten je kWh Stromabgabe allein aufgrund seiner Kundenstruktur *allen* Kunden einen günstigeren Preis anbieten kann als Netzbetreiber A.

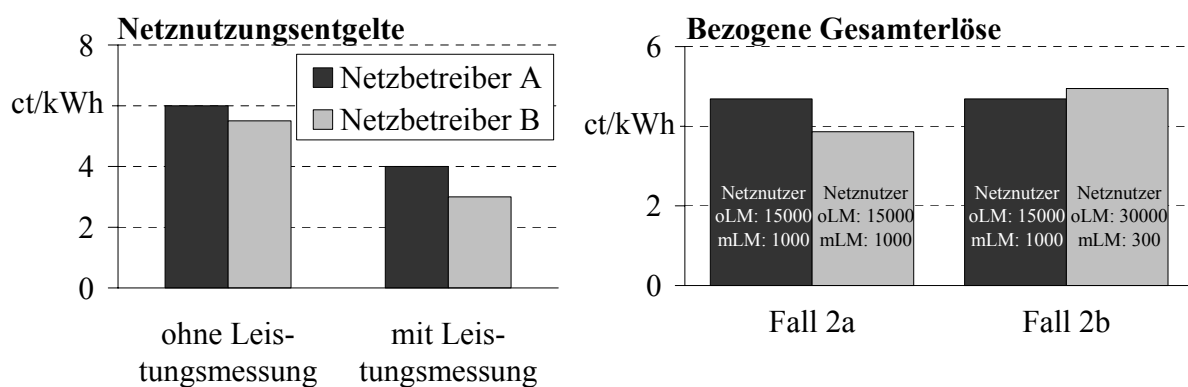


Bild 2.2: Exemplarischer Vergleich von Entgelten und Erlösen – Fall 2

Das Beispiel zeigt deutlich, dass bei einem auf Netznutzungsfällen basierenden Entgeltvergleich der definitive Schluss auf die Erlössituation grundsätzlich an der fehlenden Information

über Größe und sonstige Eigenschaften der Nutzergruppen scheitert. Insbesondere kann eine Aggregation über mehrere Netznutzungsfälle – mit dem üblicherweise angestrebten Ziel, die Erlössituation eines Netzbetreibers vereinfachend mit einem oder wenigen Werten zu erfassen – zu erheblich verzerrten Ergebnissen führen. Diesem prinzipiellen Problem kann auch diese Studie, die sich nur auf derzeit verfügbare Daten und den gegenwärtigen Stand der Forschung stützen kann, nicht entgehen.

2.2 Anforderungen an die Methodik des Entgeltvergleichs

Dennoch halten wir die vergleichende Analyse von Netznutzungsfällen für geeignet (und zudem für den zur Zeit einzig praktikablen Ansatz für Beobachter ohne Zugriff auf unternehmensinterne Daten), um zumindest Indizien hinsichtlich der Erlössituation abzuleiten. Dies setzt allerdings voraus, dass die Untersuchungsmethodik unter Beachtung der beschriebenen Problematik sinnvoll gestaltet wird:

- Es dürfen nur Entgelte miteinander verglichen werden, die für die Erbringung gleichartiger Dienstleistungen zu entrichten sind. Dies umfasst die Fragen, *welche* Dienstleistungen enthalten sind und in *welcher Qualität* sie erbracht werden. Ersteres wird im nachfolgenden Kapitel 3 behandelt, in dem die Strukturen von Netzentgelten analysiert werden. Besonderes Augenmerk wird dabei auf die nicht netzkostenbezogenen Zuschläge (z. B. Steuern) gerichtet, die z. T. von den Netzbetreibern gemeinsam mit den Netzentgelten in Rechnung gestellt werden (müssen). Auf Basis dieser Analyse sollen aus den veröffentlichten Tarifen Entgelte für ein möglichst einheitliches „Dienstleistungsspektrum“ abgeleitet werden. (Die nicht Netzkosten-bezogenen Zuschläge werden in Abschnitt 4.4 zusätzlich separat verglichen.)

Hinsichtlich der Qualität der erbrachten Netzdienstleistungen ist es bislang trotz zahlreicher Benchmarking-Untersuchungen und Kostenmodelle nicht gelungen, eine zufriedenstellende Methodik zur Korrektur von Entgelten auf ein einheitliches (evtl. fiktives) Qualitätsniveau hin zu entwickeln. Die Anzahl der potenziell relevanten Einflussfaktoren im Hinblick auf Versorgungsaufgabe, -qualität und sonstige Randbedingungen und die Komplexität der Wirkungszusammenhänge zwischen diesen Faktoren und den Kosten und Entgelten erscheinen so hoch, dass häufig sogar grundsätzlich in Frage gestellt wird, ob eine solche Korrektur (z. B. im Rahmen der Erlösregulierung) überhaupt ohne Einzelfallbe-

trachtung möglich ist. Dennoch kann *nach* dem Entgeltvergleich versucht werden, festgestellte Entgeltdifferenzen zumindest teilweise auch durch Unterschiede in Aspekten der Netzbereitstellungsqualität zu erklären. Hiermit befasst sich Abschnitt 5.2 dieser Studie.

- Es muss eine repräsentative Auswahl von Netznutzungsfällen getroffen werden. Dies erfordert, wie in Abschnitt 4.1 dargestellt wird, eine systematische Analyse, welche Parameter der Netznutzung in den betrachteten Ländern überhaupt einen Einfluss auf die zu zahlenden Entgelte haben. Hieraus werden dann diejenigen Parameter ausgewählt, die für eine ausreichend repräsentative Erfassung der realen Bandbreite von Netznutzern notwendig erscheinen. Ergänzend zur üblichen Definition von Netznutzungsfällen über elektrische Kenngrößen wie Leistung und Arbeit wird auch ein Fall abgeleitet, der der Nutzerart „Durchschnittshaushalt“ entspricht, um deren von Land zu Land unterschiedliches Verbrauchsverhalten zu berücksichtigen.
- In Analogie zur Ermittlung repräsentativer Netznutzungsfälle steht die Auswahl repräsentativer Netzbetreiber, sofern die Anzahl der Netzbetreiber in einem Land nicht ohnehin sehr gering ist. Auch hierzu wird in dieser Studie ein systematischer Ansatz entwickelt (s. Abschnitt 4.2).
- Wie das oben diskutierte Beispiel belegt, kann eine aggregierte Betrachtung von Netznutzungsfällen zu einer verzerrten Pauschalbewertung führen. Gleiches gilt auch für die Entgelte unterschiedlicher Netzbetreiber innerhalb eines Landes. Daher werden beim eigentlichen Entgeltvergleich (Abschnitt 4.3) Zusammenfassungen und Mittelwertbildungen weitgehend vermieden. Statt dessen wird je Land die Bandbreite der vorkommenden Entgelthöhen als Vergleichsmaßstab herangezogen.

Auftragsgemäß liegt der Schwerpunkt der Aufgabenstellung dieser Studie auf dem fundierten Vergleich der Netznutzungsentgelte. Zusätzlich sollen Erklärungsansätze für Differenzen zwischen Netzentgelten, die trotz möglichst vereinheitlichter Bezugsbasis (s. o.) auftreten, aufgezeigt werden. Solche Entgeltdifferenzen können theoretisch einerseits durch Unterschiede in den äußeren Randbedingungen und der Dienstleistungsqualität und andererseits durch Unterschiede in der Effizienz der Netzbetreiber erklärt werden. In Kapitel 5 werden einige Ansätze diskutiert, die vor allem auch länderübergreifende Unterschiede begründen könnten. Obwohl wir – in Absprache mit dem Auftraggeber – diese Analysen gegenüber dem Auftrag stark erweitert haben, müssen wir uns dennoch im begrenzten Rahmen dieses Projekts im wesentli-

chen auf das Aufzeigen prinzipieller Zusammenhänge beschränken. Ziel der Erklärungsansätze ist es somit nicht, eine korrigierte Netzpreisreihenfolge der untersuchten Länder im Sinne eines Benchmarking herzuleiten. Vielmehr soll aufgezeigt werden, welche Größenordnungen die Auswirkungen einzelner Einflussfaktoren annehmen können, ohne dass diese im Einzelfall nicht exakt quantifizierbar sind, und welche Bedeutung dies für Schlussfolgerungen hinsichtlich der Angemessenheit von Entgelten hat, die aus Entgeltvergleichen gezogen werden dürfen.

Bild 2.3 gibt die auf Basis der obigen Überlegungen gewählte Untersuchungsmethodik wieder und verdeutlicht, wie die einzelnen Aspekte der Aufgabenstellung (mit Ausnahme der thematisch losgelösten Analyse der Netzzugangsverfahren für Kleinkunden) zu einem logischen Ablauf verknüpft werden können.

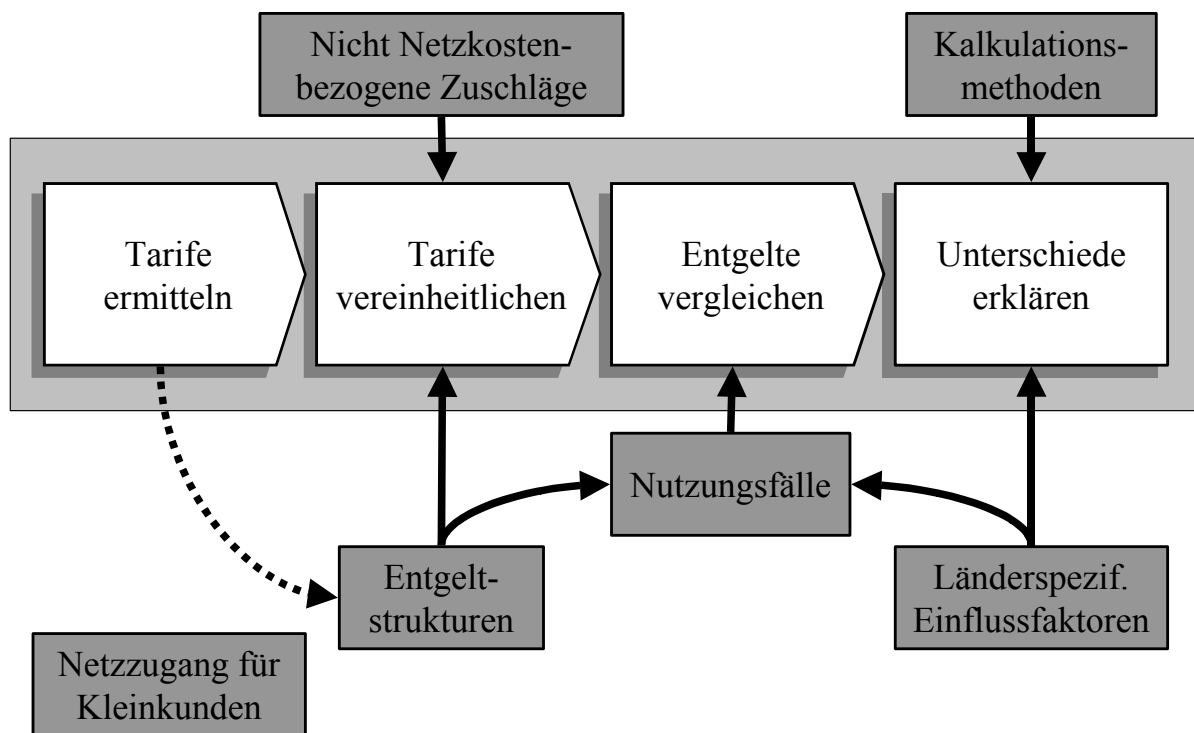


Bild 2.3: Überblick über die Untersuchungsmethodik

3 Struktur und Kalkulationsprinzipien von Netzentgelten

3.1 Struktur von Netzentgelten

3.1.1 Allgemeines

Die Struktur von Netzentgelten lässt sich generell in zwei verschiedenen Dimensionen analysieren:

- Zum einen stellt sich die Frage, welche **Kostenelemente** in Form von Netzentgelten verrechnet werden. In diesem Zusammenhang ist zum einen zu untersuchen, welche Dienstleistungen der Netzbetreiber über Netzentgelte abgegolten werden, und zum anderen, welche Netznutzergruppen die jeweiligen Entgeltkomponenten tragen. Diese Fragen werden in Abschnitt 3.1.2, gegliedert nach Dienstleistungen, erörtert. Hauptziel dieser Analyse ist die Festlegung eines länderübergreifend einheitlichen „Dienstleistungsspektrums“ als Grundlage für einen fairen Entgeltvergleich.
- Zum anderen unterscheiden sich Netzentgelte hinsichtlich der Art und anteiligen Höhe der **Entgeltelemente**. Ein Beispiel hierfür ist die Aufteilung in Grund-, Arbeits- und Leistungspreise. Unterschiede in diesem Bereich werden im Rahmen des Entgeltvergleichs durch die Betrachtung von Netznutzungsfällen vergleichbar gemacht, so dass eine Notwendigkeit zur getrennten Analyse oder gar Ausgrenzung einzelner Komponenten nicht besteht. Allerdings kann die Aufschlüsselung nach Entgeltelementen hilfreich sein, um das je Land oder je Netzbetreiber unterschiedliche Ausmaß bestimmter Einflüsse (z. B. der Benutzungsdauer) auf die Entgelthöhe zu erklären. Daher wird eine solche Aufschlüsselung fallweise im Rahmen des Entgeltvergleichs in Abschnitt 4.3 vorgenommen.

In allen betrachteten Ländern sind die elektrischen Netze im wesentlichen als Vier-Ebenen-Systeme, bestehend aus Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene, aufgebaut. Der Netzzugang erfolgt generell nach dem Punktmodell, bei dem das Netzentgelt am Anschlusspunkt den Zugang zum gesamten nationalen Netz beinhaltet. Kosten überlagerter Netze werden i. a. durch Wälzung anteilig an die unterlagerten Ebenen weitergereicht. In England/Wales zahlen hiervon abweichend die Stromversorger Netznutzungsentgelte getrennt für Übertragungs- und Verteilungsnetz und geben diese mit der Energieabrechnung an die

Verbraucher weiter. Entgelte werden grundsätzlich zumindest nach Netzebenen getrennt ausgewiesen; in Deutschland, Österreich, England/Wales und teilweise auch Schweden werden dabei zusätzlich Netznutzer, die direkt an Umspannstationen angeschlossen sind, von Kunden unterschieden, die an Stationen ohne Einspeisung aus überlagerten Ebenen angeschlossen sind.

Hinsichtlich der Frage, welche Dienstleistungen über Netzentgelte abgegolten und welchen Nutzergruppen sie zugeordnet werden, wird i. a. jedoch nur nach Übertragungs- und Verteilungsnetz differenziert (z. B. gehen Regelleistungskosten nur in die Übertragungsnetzentgelte ein). Die hierfür maßgeblichen Prinzipien sind jeweils landesweit einheitlich. Die konkreten Entgelte werden dagegen von jedem Netzbetreiber in individueller Höhe (und z. T. individueller Struktur) erhoben. Einzige Ausnahme bildet in dieser Hinsicht Österreich, wo die Verteilungsnetzentgelte sich nur nach 15 Netzregionen und nicht nach der wesentlich größeren Anzahl von Netzbetreibern aufgliedern.

In der Niederspannungsebene werden hinsichtlich der für die Verbrauchsabrechnung am Kundenanschluss vorhandenen Messgeräte generell zwei unterschiedliche Arten von Nutzern unterschieden, für die sich die Entgeltstrukturen grundsätzlich unterscheiden. Bei Kunden mit reinen Energiezählern kann auch das zu zahlende Netzentgelt ausschließlich anhand des Jahresenergieverbrauchs (bei Mehrtarifzählern ggf. differenziert nach festen Zeitzonen) ermittelt werden. Liegt dagegen eine zyklische Leistungsmessung vor, werden zusätzlich auch Leistungshöchstwerte (z. B. jährlich oder monatlich) und damit die Benutzungsdauer in die Entgeltermittlung einbezogen.²

Oberhalb der Niederspannungsebene werden – von wenigen Ausnahmen abgesehen – nur Tarife für leistungsgemessene Netznutzer angegeben.

² Anstatt „Leistungsmessung“ wird häufig der Begriff „Lastgangmessung“ verwendet, der stärker zum Ausdruck bringt, dass eine Messung des vollständigen Lastverlaufs erfolgt. Dieser Verlauf wird jedoch nur für die Energieabrechnung, d. h. im Zusammenhang mit dem Bilanzausgleich, verwendet, während sich die Höhe der Netzentgelte in allen betrachteten Ländern aus einem oder wenigen Höchstleistungswerten ergibt. Wir verwenden in diesem Bericht durchgängig den Begriff „Leistungsmessung“, um diese für die Netzentgelte relevante Eigenschaft hervorzuheben.

3.1.2 Entgeltrelevante Leistungen

In diesem Abschnitt wird dargestellt, welche Kostenelemente, die den Netzbetreibern entstehen, durch Netzentgelte gedeckt werden. Darüber hinausgehende, nicht netzkostenbezogene Entgeltkomponenten – z. B. Abgaben, die der Netzbetreiber nur durchreicht – werden in Abschnitt 3.3 diskutiert.

Die Auswahl der von den Entgelten abgedeckten Leistungen ist in allen betrachteten Ländern ähnlich und umfasst stets alle oder eine Mehrzahl der folgenden Aspekte:

- Errichtung der Kundenanschlüsse
- Nutzung der Netzinfrastuktur
- Systemdienstleistungen
- Ausgleich von Netzverlusten
- Frequenzhaltung und Ausgleichsenergie
- Blindleistung
- Grenzüberschreitender Stromaustausch
- Messung und Abrechnung

Im Detail treten jedoch z. T. zwischen verschiedenen Spannungsebenen, vor allem jedoch beim Ländervergleich Unterschiede zutage, sei es hinsichtlich Art und Umfang der verrechneten Leistungen oder der Frage, welchen Netznutzern diese jeweils in Rechnung gestellt werden. Diese Aspekte werden im folgenden analysiert.

Leistungen im Zusammenhang mit der Errichtung von Kundenanschlüssen

In allen betrachteten Ländern werden die unmittelbaren Anschlusskosten, d. h. die Kosten der für den Anschluss eines Kunden an das bestehende Netz errichteten Anlagen, dem einzelnen Kunden direkt in Rechnung gestellt. In **Deutschland**, **Österreich** und **England/Wales** sind die entsprechenden Entgelte individuell und aufwandsorientiert. In England/Wales ist darüber hinaus eine Möglichkeit zur Rückvergütung vorgesehen, beispielsweise für den Fall, dass eine neue, zunächst nur einem Kunden zugeordnete Anschlussleitung zu einem späteren Zeitpunkt

von einem weiteren Kunden mitgenutzt wird. In **Schweden** werden individuelle, aufwandsorientierte Anschlussentgelte nur für das Übertragungsnetz erhoben, während im Verteilungsnetz pauschalierte Entgelte ja nach Stärke der Anschlusssicherung anfallen. Dies gilt auch für **Finnland**, wo eine aufwandsorientierte Verrechnung sogar nur in besonderen Fällen vorgesehen ist.

Jeder Netznutzer nutzt über seinen direkten Anschluss hinaus auch die bestehenden Netzanlagen; fallabhängig erfordert der Kundenanschluss auch Verstärkungsmaßnahmen im vorgelagerten Netz. Zumindest in Deutschland, Österreich und England/Wales³ wird der Neukunde daher im Zuge des Netzanschlusses an den hierdurch ausgelösten Ausbaukosten des vorgelagerten Netzes beteiligt.

In **Deutschland** ist dieser sog. Baukostenzuschuss von jedem Netznutzer zu entrichten. Baukostenzuschüsse dürfen dabei bis zu 70 % der jeweiligen Kosten durch erforderliche Verstärkungs- oder Umbaumaßnahmen des Netzes betragen. Bezieht man die Summe der Baukostenzuschüsse auf die Gesamtkosten der Netzbereitstellung, so ergibt sich jedoch ein deutlich geringerer Anteil. Eine Stichprobenerhebung bei einigen Netzbetreibern, die diesen Anteil bereits explizit ausweisen, ergab, dass Baukostenzuschüsse die summarischen Netznutzungsentgelte um 2-8 % im Niederspannungsnetz, 1-6 % im Mittelspannungsnetz und unter 1 % im Hoch- und Höchstspannungsnetz mindern.

In **Österreich** ist die dort als Netzbereitstellungsentgelt bezeichnete Entgeltkomponente nur von Verbrauchern zu entrichten. Auch hier ist die Entgelthöhe begrenzt, jedoch in pauschalierter Weise: Die Summe der Erlöse aus dem Netzbereitstellungsentgelt darf nicht höher sein als 30 % der durchschnittlichen⁴ jährlichen Gesamtinvestitionen. Bei Stilllegung des Anschlusses erfolgt eine teilweise Rückerstattung des Netzbereitstellungsentgelts.

³ In Schweden werden ausschließlich die unmittelbaren Anschlusskosten in Rechnung gestellt. Zu Finnland liegen uns hierüber keine konkreten Angaben vor. Theoretisch wäre es daher denkbar, dass die pauschalen Anschlussentgelte eine Komponente zur Abgeltung von Kosten des vorgelagerten Netzes enthalten.

⁴ Mittelwert der letzten fünf Jahre

In **England/Wales** tragen Erzeuger grundsätzlich die Kosten für Maßnahmen, die im Zusammenhang mit ihrem Anschluss im vorgelagerten Netz erforderlich werden. Auf Verbraucher trifft dies dagegen nur dann zu, wenn ihre Anschlussleistung 25 % der am Netzanschlusspunkt bereits vorhandenen Kapazität überschreitet.

Sämtliche Zahlungen von Netznutzern, die im Zusammenhang mit der Errichtung ihres Anschlusses stehen, werden aufgrund ihrer starken Einzelfallabhängigkeit und ihres Charakters als Einmalzahlungen aus den weiteren Betrachtungen ausgeklammert. Auf diese Weise wird auch eine Gleichbehandlung „alter“ und „neuer“ Netznutzer gewährleistet. Die hierdurch ebenfalls vernachlässigte teilweise Abgeltung von Kosten für das vorgelagerte Netz durch Einmalzahlungen halten wir für vertretbar. Dieser Aspekt repräsentiert aber (neben anderen) eine Ungenauigkeit beim Entgeltvergleich, derer man sich bei der Auswertung von Vergleichsergebnissen bewusst sein sollte.

Bereitstellung der Netzinfrastruktur

Die Kosten für Ausbau, Betrieb und Instandhaltung des Netzes, die nicht über kundenspezifische Anschlusskosten bzw. Baukostenzuschüsse o. ä. gedeckt werden, werden als Netznutzungsentgelte in Form regelmäßiger Zahlungen auf die Netznutzer umgelegt. Die Definitionen der diesbezüglichen Tarifkomponenten unterscheiden sich zwischen den betrachteten Ländern in zweierlei Hinsicht:

- Zum einen variiert der Umfang der enthaltenen Leistungen; dies ist im wesentlichen darauf zurückzuführen, dass die unten diskutierten weiteren Kostenkomponenten (z. B. Netzverluste, Systemdienstleistungen) in uneinheitlicher Weise entweder als eigenständige Entgeltkomponenten verrechnet oder dem Netznutzungsentgelt zugerechnet werden.
- Der zweite Unterschied betrifft die Nutzergruppen, auf die die Kosten umgelegt werden. Für die Nutzung der Netzinfrastruktur sind dies in **Deutschland** und **Österreich** ausschließlich die Verbraucher (sog. „L-Komponente“ der Netznutzungsentgelte); in **England/Wales** (nur auf der Übertragungsebene) sowie in **Schweden** und **Finnland** werden dagegen auch die Erzeuger belastet („G-Komponente“).

In **Deutschland** zahlen die Netzbetreiber an die Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen eine Vergütung, die die durch dezentrale Einspeisung vermiedenen Kosten in überlagerten

Netzebenen honorieren soll. Dieses negative Erzeugungsentgelt führt, da es für den Netzbetreiber ein Kostenelement darstellt, indirekt zu einer Erhöhung der verbraucherseitigen Netzentgelte. Daten über den Umfang dieser Vergütung liegen weder für individuelle Netzbetreiber noch in bundesweit aggregierter Form vor. Sie stellt somit eine weitere Ungenauigkeit im Entgeltvergleich dar, die lediglich ihrem Vorzeichen nach – Entgelte in Deutschland werden gegenüber den anderen Ländern *überschätzt* – bestimmt ist.

Systemdienstleistungen

Der Begriff Systemdienstleistung wird international z. T. unterschiedlich definiert. In seiner allgemeinsten Form bezeichnet er alle Leistungen, die nicht unmittelbar der Bereitstellung der Netzinfrastruktur zuzuordnen sind. Nur wenige dieser Leistungen lassen sich auf plausible Weise individuellen Netznutzern oder Nutzergruppen zuordnen; z. T. werden auch diese theoretischen Möglichkeiten zu Gunsten der Einfachheit der Entgeltstrukturen nicht vollständig ausgeschöpft.

So stellen in allen betrachteten Ländern die Mehrzahl der Systemdienstleistungen einen Bestandteil der Netznutzungsentgelte dar, die den Netznutzern (d. h. in Deutschland und Österreich den Verbrauchern, in England/Wales, Schweden und Finnland den Verbrauchern und Erzeugern) je nach Tarifmodell mehr oder weniger pauschaliert in Rechnung gestellt werden.

Hiervon abweichende Regelungen werden im folgenden beschrieben.

Ausgleich von Netzverlusten

In **Österreich** werden die Verlustkosten durch eine getrennt ausgewiesene Entgeltkomponente abgedeckt, die jedoch analog zu den Netznutzungsentgelten nur von den Verbrauchern und pauschal je Netzbereich erhoben wird.

In **England/Wales** werden die Netzverluste im Verteilungsnetz in natura von den Erzeugern bzw. Händlern kompensiert. Hierzu werden von den Netzbetreibern je Netzebene bzw. Abnahmetyp pauschale Verlustfaktoren angegeben, die die erforderliche Bruttoeinspeisung bezogen auf die dem Verbraucher netto gelieferte Energie spezifizieren. Verluste im Übertra-

gungsnetz werden dagegen vom Übertragungsnetzbetreiber (durch entsprechenden Strombezug) selbst ausgeglichen und als Bestandteil des Netznutzungsentgelts verrechnet.

Frequenzhaltung und Ausgleichsenergie

Die (Übertragungs-)Netzbetreiber tragen dafür Verantwortung, dass die für den stabilen Systembetrieb erforderliche Übereinstimmung von Gesamterzeugung und -verbrauch zu jedem Zeitpunkt mit hinreichender Genauigkeit gegeben ist. Zur Erfüllung dieser Aufgabe beschaffen Sie Regelleistung bzw. -energie. Die hierfür anfallenden Kosten werden durch unterschiedliche Mechanismen gedeckt. Qualitativ findet dabei in allen betrachteten Ländern in ähnlicher Weise eine Trennung zwischen kurzfristiger, als nicht individualisierbar angesehener Frequenzhaltung und dem Ausgleich von über einen gewissen Zeitraum kumulierten Bilanzabweichungen, der sog. Ausgleichsenergie, statt. Der quantitative Vergleich dieser Anteile wird jedoch aus mehreren Gründen erschwert:

- Teilweise unterscheiden sich zwischen den Ländern die Dauern der Messintervalle, die für die Trennung zwischen Frequenzhaltung und Ausgleichsenergie relevant sind. Ein längeres Intervall führt tendenziell zu einer stärkeren Saldierung gegensinniger Bilanzabweichungen und somit zu geringeren Ausgleichsenergiemengen. Andererseits ermöglichen die in Deutschland verwendeten „Pendelkonten“ ebenfalls eine begrenzte Saldierung; ob diese den Effekt des relativen kurzen Messintervalls von 15 min (verglichen z. B. mit 60 min in Schweden) über- oder unterkompensiert, ist nicht eindeutig ermittelbar.
- Da die Erlöse, die die Netzbetreiber aus der Bereitstellung von Ausgleichsenergie erzielen, nicht bekannt sind, besteht keine Möglichkeit festzustellen, wie exakt diese die hierfür konkret anfallenden Kosten decken. Besteht hier eine Differenz – sei es bewusst als Erhöhung des Anreizes zur Vermeidung von Bilanzabweichungen oder aus anderen Gründen –, könnte diese zur Deckung von Netzkosten beitragen und somit einen Einfluss auf die Höhe der Netzentgelte haben.
- Der spezifische Regelenergiebedarf ist von Land zu Land unterschiedlich. Gründe hierfür sind Unterschiede hinsichtlich der Systemgrößen, der Anforderungen an die Frequenzstabilität, der Regelungskonzepte, aber auch des Umfangs an dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen (insbesondere Windenergie).

Um zumindest die qualitativ ähnliche Aufteilung der Regelleistungskosten zu berücksichtigen, beziehen wir den als nicht individualisierbar angesehenen – d. h. den auf die Frequenzhaltung entfallenden – Anteil in den Entgeltvergleich ein. In **Deutschland** ist dieser pauschal in den Netznutzungsentgelten der Übertragungsebene enthalten. Dagegen ist in **Österreich**, **Schweden** und **Finnland** diese Kostenkomponente, im Gegensatz zum jeweiligen Netznutzungsentgelt, ausschließlich von den Erzeugern zu tragen. In **England/Wales** findet die Verrechnung als getrennte Entgeltkomponente (Balance Service Use of System charge, BSUoS) statt. Diese ist täglich im Halbstundenraster variabel; für den Entgeltvergleich haben wir Stichproben für unterschiedliche Jahreszeiten, Wochentage und Tageszeiten ausgewertet.

In **Deutschland** wird von Niederspannungskunden ohne Leistungsmessung ein Pauschalierungszuschlag⁵ für die Verwendung standardisierter Lastprofile erhoben. Auch dieser stellt eine als nicht individualisierbar angesehene Verrechnung von Regelleistung dar und wird daher ebenfalls in den Entgeltvergleich einbezogen.

Da die resultierende Wirkung der oben genannten, sich teilweise kompensierenden Einflüsse auf die Relation der Netzentgelte zueinander jedoch nicht quantifizierbar ist, bedingt trotz dieser teilweisen Vereinheitlichung auch die Regelleistung eine prinzipiell nicht vermeidbare Ungenauigkeit des Entgeltvergleichs.

Blindleistung

In allen betrachteten Ländern wird die Bereitstellung von Blindleistung *an Verbraucher* innerhalb bestimmter Grenzen, die für den überwiegenden Teil der Verbraucher ausreichend sind, nicht gesondert in Rechnung gestellt⁶. Über diese Grenzen hinausgehende Sonderfälle werden im Folgenden nicht weiter betrachtet.

⁵ Häufig wird dieser Zuschlag nicht getrennt als solcher ausgewiesen, sondern ist pauschal in den Netznutzungsentgelten enthalten.

⁶ Einige finnische Netzbetreiber bilden hierzu eine Ausnahme, da sie Blindleistungslieferungen generell in Rechnung stellen. Für realistische Abnahmefälle führt dies jedoch nicht zu relevanten Entgeltzuschlägen und hat insbesondere keinen Einfluss auf die Entgeltbandbreite über alle von uns betrachteten finnischen Netzbetreiber.

Die für die Deckung des Blindleistungsbedarfs *des Netzes* anfallenden Kosten in Erzeugungsanlagen werden in einigen Ländern (z. B. in England/Wales über einen eigenen Blindleistungsmarkt) den Erzeugern vergütet, was theoretisch eine Erhöhung der verbraucherseitigen Netzentgelte zur Folge hat. Die Kosten für die Erzeugung von Blindleistung sind jedoch, verglichen mit den Infrastrukturkosten, generell nur gering, so dass dieser Effekt keine praktische Relevanz hat und im Folgenden vernachlässigt werden kann.

Grenzüberschreitender Stromaustausch

Übertragungsnetze dienen nicht nur dem überregionalen Stromaustausch innerhalb der Länder, sondern werden auch grenzüberschreitend für Stromhandel, Reservelieferungen usw. genutzt. Um auf europäischer Ebene die Gesamtkosten der Übertragungsnetze verursachergerecht auf die jeweiligen nationalen Netznutzer zu verteilen, wurde am 1.4.2002 nach intensiven Verhandlungen der am sog. „Florenz-Prozess“ Beteiligten (Mitgliedsstaaten, Regulatoren, EU-Kommission, Übertragungsnetzbetreiber, Netznutzer) ein zunächst bis Ende 2002 befristeter Umlagemechanismus unter den Übertragungsnetzbetreibern („Inter-TSO compensation scheme“) ins Leben gerufen. Die Umlage führt zu einer Nettobelastung vorwiegend ex- oder importierender und zu einer Nettoentlastung vorwiegend transitierender Netzbetreiber. Diese Nettoeffekte werden – je nach subsidiär getroffener Regelung mehr oder weniger stark sozialisiert – über die Netznutzungsentgelte an die Netznutzer weitergegeben, was infolge der Kostenwälzung die Entgelte aller Spannungsebenen betrifft. Im Rahmen dieses Forschungsvorhabens wird der Einfluss des grenzüberschreitenden Stromaustauschs auf die Netzentgelte nicht weiter berücksichtigt.

Messung und Abrechnung

In **Deutschland**, **Österreich** und **Finnland** werden Entgelte für Messung und Abrechnung getrennt von den Netznutzungsentgelten in Rechnung gestellt. Die deutschen und finnischen Netzbetreiber weisen die jeweiligen Messentgelte zumindest für Niederspannungskunden in ihren Tarifen durchgängig aus. In Österreich hat der Regulator eine Obergrenze für Messentgelte festgesetzt; die konkreten Preise werden dagegen nur von sehr wenigen Netzbetreibern veröffentlicht.

In **Schweden** (alle Spannungsebenen) und **England/Wales** (nur bei Niederspannungskunden ohne Leistungsmessung) werden die Kosten für Messung und Abrechnung als Bestandteil der Netznutzungsentgelte verrechnet. Dabei werden in England/Wales allerdings die auf diese Dienstleistung entfallenden Tarifelemente separat ausgewiesen. In Schweden wird die Höhe der Messentgelte hingegen nicht veröffentlicht.

Für die Mittelspannungsebene sowie für direkt an MS/NS-Umspannstationen angeschlossene Niederspannungskunden geben nur wenige Netzbetreiber Messentgelte bekannt. Eine Analyse der für Deutschland vorliegenden Daten zeigt jedoch, dass die Messentgelte in diesen Ebenen nur einen vernachlässigbaren Anteil an den gesamten Netznutzungsentgelten haben, der i. a. unter 1 % liegt und nur in Einzelfällen bis zu 3 % erreicht. Daher halten wir es für zulässig, Messentgelte in diesen und den darüber liegenden Netzebenen im Folgenden nicht gesondert zu betrachten.

In der Niederspannungsebene können die Messentgelte dagegen einen nennenswerten Anteil der Netznutzungspreise ausmachen. Aufgrund der oben erwähnten Uneinheitlichkeit ihrer Berücksichtigung in den Netznutzungsentgelten besteht daher die Notwendigkeit einer Vereinheitlichung zwischen den betrachteten Ländern. Hierzu gibt es prinzipiell zwei Möglichkeiten, von denen zumindest hinsichtlich Machbarkeit und Genauigkeit keine ohne weiteres favorisiert werden kann:

- Um alle Entgelte *inklusive* des Anteils für Messung und Abrechnung zu vergleichen, müssten für Deutschland, Finnland und Österreich die Messentgelte zu den übrigen Netznutzungsentgelten addiert werden. In Österreich wäre hierfür aufgrund fehlender Daten eine Abschätzung erforderlich.
- Für einen Vergleich der Entgelte *exklusive* Messung und Abrechnung müssten die Messentgelte für England/Wales und Schweden von den dortigen Inklusiventgelten subtrahiert werden. Dies würde aufgrund fehlender Daten eine Abschätzung für Schweden erfordern.

Wir haben uns entschieden, die zweite Variante zu verfolgen, d. h. die Messentgelte der Niederspannungskunden (in England/Wales nur derjenigen ohne Leistungsmessung) zu subtrahieren. Ausschlaggebend für diese Entscheidung war die Überlegung, dass die Dienstleistung „Messung und Abrechnung“ zwar derzeit generell von den Netzbetreibern erbracht wird, aber nicht prinzipiell dem Monopolbereich zuzuordnen ist, wie z. B. die derzeitige Debatte in

Deutschland zeigt. Im Falle einer Erbringung durch externe Dienstleister müsste dieses Kostenelement definitiv von den Netzentgelten separiert werden.

Als Schätzwert für die schwedischen Messentgelte setzen wir bei der Subtraktion für nicht leistungsgemessene Kunden den Mittelwert der entsprechenden deutschen, finnischen und englisch/walisischen Messentgelte an; dieser beträgt ca. 19 €/a für Eintarif- und ca. 33 €/a für Zweitarifzähler. Für leistungsgemessene Niederspannungskunden tritt zwischen den durchschnittlichen deutschen (1012 €/a) und finnischen (150 €/a) Messentgelten eine erhebliche Differenz zu Tage, die eine Mittelwertbildung unplausibel macht. (In England/Wales werden für diese Kundengruppe keine Messentgelte veröffentlicht.) Vermutlich beinhalten die Messentgelte unterschiedliche Leistungen, etwa hinsichtlich der Bereitstellung der erforderlichen Infrastruktur. Da die Netzzugangs- und -nutzungsprinzipien unter den skandinavischen Ländern generell recht weitgehend harmonisiert sind, gehen wir davon aus, dass sich die unter „Messung und Abrechnung“ fallenden Leistungen in Schweden eher an denen Finnlands als an den deutschen orientieren. Wir haben uns daher entschieden, ausschließlich das durchschnittliche finnische Messentgelt zur Korrektur der schwedischen Tarife für Niederspannungskunden mit Leistungsmessung heranzuziehen.

Fazit

Aus der obigen Analyse ergibt sich folgendes Spektrum von Dienstleistungen, das im Rahmen des Entgeltvergleichs sinnvoll zu betrachten ist und für das gleichzeitig auf Basis verfügbarer Daten vereinheitlichte Entgelte ermittelt werden können:

- Bereitstellung der Netzinfrastuktur
- Systemdienstleistungen
- Ausgleich von Netzverlusten (soweit nicht in Systemdienstleistungen enthalten)
- Frequenzhaltung (soweit nicht in Systemdienstleistungen enthalten)

Die länderübergreifend vereinheitlichte Betrachtung erfordert folgende zwei Schritte:

- Zum einen wird das von den veröffentlichten Netzentgelten abgedeckte Dienstleistungsspektrum in folgenden Punkten vereinheitlicht:

- Für England/Wales werden die Verteilungsnetztarife um eine Schätzung der Verlustkosten erhöht, die sich aus den veröffentlichten, netzbetreiberspezifischen Verlustfaktoren und einer Abschätzung des durchschnittlichen Energiepreises für die Verlustdeckung zu 30 €/MWh⁷ ergibt.
- Für Schweden werden die Netznutzungsentgelte für Niederspannungskunden um eine Schätzung der Mess- und Abrechnungskosten verringert, die aus den hierfür in Deutschland, England/Wales und Finnland explizit ausgewiesenen Messentgelten abgeleitet wird (s. oben).
- Die Gesamtheit der Netznutzungsentgelte für das vereinheitlichte Dienstleistungsspektrum wird international zu unterschiedlichen Anteilen von Verbrauchern und Erzeugern entrichtet. Eine Methodik, mit der sich dieser Umstand im Rahmen des Entgeltvergleichs berücksichtigen lässt, stellen wir in Abschnitt 4.1.2 im Zusammenhang mit der Auswahl von Netznutzungsfällen vor.

Die Möglichkeiten zu Vereinheitlichung der nationalen Entgelte finden in einzelnen Aspekten ihre Grenzen, die durch Einschränkungen der Datenverfügbarkeit in einigen oder sogar allen betrachteten Ländern bestimmt sind. Dies umfasst die teilweise Abgeltung von Kosten für das vorgelagerte Netz durch Einmalzahlungen, die Verrechnung von Ausgleichsenergie, die Zahlungen an Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen in Deutschland sowie die Messentgelte oberhalb der Niederspannungsebene in Schweden. Die notwendige Vernachlässigung dieser Kostenkomponenten bzw. ihrer Unterschiede von Land zu Land im Rahmen des Entgeltvergleichs halten wir für vertretbar. Sie bedingt jedoch eine gewisse Ungenauigkeit beim Entgeltvergleich, die bei der Interpretation von Vergleichsergebnissen berücksichtigt werden muss.

⁷ Dieser Wert wurde in „Analysis of Electricity Network Capacities and Identification of Congestion“ (Studie von IAEW und Consentec im Auftrag der EU-Kommission, 2001) durch eine Erhebung unter europäischen Übertragungsnetzbetreibern ermittelt.

3.2 Prinzipien der Entgeltkalkulation

Netzentgelte stellen die Haupteinnahmequelle der Netzbetreiber dar. Zu ihrer Kalkulation werden, grob vereinfacht, die Kosten des Netzbetreibers – vermindert um netzentgeltfremde Erträge und erhöht um eine Gewinnmarge – so in Tarife für die einzelnen Netznutzer umgerechnet, dass sie bei erwartetem Umfang der jeweiligen Netznutzung in Summe gerade gedeckt werden. Der Ausgleich tatsächlich erzielter Mehr- oder Mindererlöse kann dann im Rahmen einer turnusmäßigen Anpassung der Entgelte erfolgen.

Die Kostenbasis für die Entgeltkalkulation wird dabei – zumindest teilweise – nicht unmittelbar der Unternehmensbuchhaltung (z. B. dem Jahresabschluss) entnommen, sondern als sog. kalkulatorische Kosten eigens für diesen Zweck ermittelt. Dies hat verschiedene Gründe:

- Zur zeitlichen Vergleichmäßigung der Entgelthöhe kann es sinnvoll sein, Kosten- oder Ertragspositionen erheblichen Umfangs über mehrere Jahre zu verteilen, auch wenn dies z. B. bei der Aufstellung der steuerrechtlichen Bilanz nicht zulässig ist.
- Je nach nationalem Regulierungsansatz kann eine mehr oder weniger große Zahl von Parametern, die in die Kostenermittlung eingehen, wie etwa Zinssätze, Eigenkapitalquoten, Nutzungsdauern usw., bewusst mit fiktiven Werten besetzt werden. Hierdurch werden den Netzbetreibern zugestandene Grenzen dieser Parameter explizit vorgegeben. In der Folge entstehen Anreize, die Geschäftstätigkeit so auszurichten, dass sie im Sinne der fiktiven kalkulatorischen Kosten optimal ist. Darüber hinaus wird auch durch diese Maßnahmen eine zeitliche Vergleichmäßigung der Netzentgelte erzielt, da die fiktiven Werte von kurzfristigen Einflüssen entkoppelt sind, denen die realen Parameter z. T. unterliegen.

Bei der Umlage der kalkulatorischen Kosten auf Netznutzergruppen und der abschließenden Umrechnung in Tarife bestehen je nach Land unterschiedliche Regelungen und z. T. auch erhebliche Ermessensspielräume für die Netzbetreiber, die sich auf das Verhältnis der Entgeltkomponenten untereinander auswirken. Diese Auswirkungen können durch einen „außen stehenden“ Beobachter nicht rekonstruiert werden und tragen somit zu der in Kapitel 2 diskutierten Begrenztheit der Aussagekraft von Entgeltvergleichen auf Basis von Netznutzungsfällen bei.

Von großer Bedeutung ist neben der Methodik, nach der die kalkulatorischen Kosten auf die Nutzer verteilt werden, die Methodik, nach der sie ermittelt werden. In Abstimmung mit dem Auftraggeber soll diesbezüglich in dieser Studie vorrangig die Ermittlung der kalkulatorischen Kapitalkosten betrachtet werden. Dies umfasst die Aspekte

- Abschreibungen (Ausgangswerte, Abschreibungsdauern),
- Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital sowie
- Wagniszuschlag.

Unsere Recherchen haben einen je nach Land unterschiedlichen Umfang an Informationen ergeben. So sind in England/Wales und Finnland aufgrund der dortigen *Ex-ante*-Regulierung in Verbindung mit Benchmarking der Unternehmen die Kalkulationsmethoden relativ transparent und auch landesweit einheitlich, während in Schweden, wo statt dessen *ex post* eine fallweise Missbrauchsaufsicht durchgeführt wird, mehr Gestaltungsspielraum für die Unternehmen und geringere Offenlegung der tatsächlichen Ansätze herrscht. In Deutschland beruhen unsere Ausführungen auf dem Anhang „Preisfindungsprinzipien“ zur Verbändevereinbarung II plus, mit dem seit April 2002 die Kalkulationsgrundsätze stärker als bisher harmonisiert wurden. Die für den Entgeltvergleich in diesem Bericht verwendeten Tarife deutscher Netzbetreiber beruhen jedoch noch nicht notwendigerweise auf diesen Prinzipien. In Österreich findet derzeit eine grundlegende Überarbeitung des Regulierungs- und Tarifierungssystems statt, die Ende 2003 abgeschlossen sein soll. Unsere Kenntnisse zur derzeitigen Kalkulationsmethodik beruhen im wesentlichen auf den im Zuge der Liberalisierung 1998 eingeführten Regeln, die aber weitgehend noch Gültigkeit haben dürften.

Abschreibungen

Die Ausgangswerte der kalkulatorischen Abschreibungen werden in **Deutschland** für eigen- und fremdfinanzierten Anteil getrennt ermittelt. Für den Eigenkapital-finanzierten Anteil des Anlagevermögens erfolgt die Abschreibung auf Basis von Tagesneuwerten, die aus den historischen Anschaffungs-/Herstellungskosten (AK/HK) mittels anlagengruppenspezifischer Preisindizes des Statistischen Bundesamtes errechnet bzw. fallweise aus aktuellen Angebotspreisen abgeleitet werden. Abschreibungen des Fremdkapital-finanzierten Anteils des Anlagevermögens erfolgen auf AK/HK. Als Abschreibungsdauern werden unternehmensindividu-

elle betriebsübliche Nutzungsdauern angesetzt, für die in den „Preisfindungsprinzipien“ (Anlage zur Verbändevereinbarung II+) anlagengruppenspezifische Spannen empfohlen werden.

In **England/Wales** erfolgen Abschreibungen auf die sog. „*regulatory asset base*“ (RAB), die jährlich durch Anlagenzu- und -abgänge sowie durch einen Inflationsausgleich (gem. Inflation der Verbraucherpreise) umbewertet wird. Für eine Übergangszeit wird die RAB nach Investitionen vor und nach dem Zeitpunkt der Liberalisierung (1990) differenziert. Als Abschreibungsdauer werden für das Übertragungsnetz 40 Jahre, für die Verteilungsnetze 33 Jahre pauschal angesetzt.

In **Finnland** wird auf den Wiederbeschaffungswert abgeschrieben, der aus den historischen AK/HK durch einen Großhandelspreisindex („*wholesale price index*“) ermittelt wird. Es werden unternehmensspezifische Nutzungsdauern angesetzt, allerdings gibt es auch hier Empfehlungen und Richtwerte.

Auch in **Schweden** werden Abschreibungen auf den Wiederbeschaffungswert vorgenommen, i. a. pauschal über eine Dauer von 30 Jahren.

Österreichische Unternehmen setzen die Abschreibungen der Unternehmensbuchhaltung an, d. h. es wird keine hiervon getrennte kalkulatorische Kostenbasis ermittelt. Die Abschreibungsdauern sind unternehmensspezifisch.

Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital

In **Deutschland** und **Österreich** werden für den Fremdkapital-finanzierten Teil des Anlagevermögens die tatsächlichen Finanzierungskosten (Kreditzinsen) angesetzt. Für das Eigenkapital wird in Deutschland eine feste Verzinsung von 6,5 % veranschlagt, in Österreich der Zehnjahresdurchschnitt der Sekundärmarktrendite, der z. B. für den Zeitraum 1988-97 6,95 % betrug. In beiden Ländern bildet die reale Eigenkapitalquote der Unternehmen die Grundlage der Verzinsung. In Deutschland wird diese Quote allerdings ab 2003 kalkulatorisch auf 50 %, ab 2004 auf 40 % begrenzt.

In **England/Wales** wird in einem recht aufwendigen Verfahren ein gewichteter Durchschnittszinssatz für Eigen- und Fremdkapital („*weighted average cost of capital*“, WACC)

bestimmt, wobei kalkulatorisch eine Eigenkapitalquote von 50 % angesetzt wird. Im Jahr 1999 betrug die Verzinsung 6,5 %.

In **Finnland** erfolgt die Verzinsung des Fremdkapitals mit dem Durchschnittszinssatz aller finnischen Unternehmenskredite, der 2000 bei 5,97 % lag. Die Eigenkapitalverzinsung ergibt sich aus der Verzinsung fünfjähriger Staatsanleihen plus einem Wagniszuschlag (s. u.).

In **Schweden** wird üblicherweise ein pauschaler Zinssatz von bis zu 3 % (ohne Wagniszuschlag) von der Regulierungsbehörde als akzeptabel angesehen.

Wagniszuschlag

Die Verzinsung des eingesetzten Eigen- und Fremdkapitals soll einerseits den Realkapital- oder Substanzerhalt (je nach Abschreibungs-Ausgangswerten) sichern, andererseits aber auch eine Rendite auf das eingesetzte Kapital ermöglichen, die das unternehmerische Risiko des Netzbetreibers widerspiegelt. Letzteres wird durch einen Wagniszuschlag auf den jeweiligen Basiszinssatz erreicht.

In **Deutschland** ist dieser Zuschlag in der pauschalen Eigenkapitalverzinsung von 6,5 % enthalten und kann daher nicht explizit beziffert werden.

In **England/Wales** wird im Zuge der Berechnung der WACC der Wagniszuschlag getrennt für Eigen- und Fremdkapitalanteil ermittelt. Für das Eigenkapital wird das Produkt aus der Risikoprämie eines allgemeinen Aktienportfolios und einem sog. „beta-Faktor“, der das relative Risiko eines Netzbetreibers im Verhältnis zum Durchschnitt aller Unternehmen darstellt, gebildet. Zur Bestimmung des „beta-Faktors“ werden Einschätzungen von Finanzexperten herangezogen. Für das Fremdkapital wird der Kreditzins für Unternehmen mit einer den Netzbetreibern vergleichbaren Kreditwürdigkeit angesetzt. Im Jahre 1999 betrug der in der WACC von 6,5 % enthaltene Wagniszuschlag 3,5 %.

In **Finnland** wird ein Wagniszuschlag auf die Eigenkapitalverzinsung analog zum Vorgehen in England/Wales aus dem Risiko eines allgemeinen Aktienportfolios und einem „beta-Faktor“ berechnet. In den Jahren 1998 und 1999 betrug der Wagniszuschlag 1,5 %.

Fazit

Der Vergleich der Prinzipien zur Ermittlung der kalkulatorischen Kapitalkostenbasis für die Entgeltberechnung offenbart eine Reihe von Unterschieden. Dies betrifft beispielsweise das Maß an Pauschalierung, mit dem unternehmensspezifische buchhalterische Kenngrößen – etwa die Eigenkapitalquote – entweder konkret berücksichtigt oder durch landesweit einheitliche fiktive Werte ersetzt werden. Auch die Abschreibungen werden – hinsichtlich der Ausgangswerte wie auch der Abschreibungsdauern – international unterschiedlich angesetzt.

Inwieweit solche Unterschiede allerdings grundsätzlichen Einfluss auf die Relation der Netznutzungsentgelte unterschiedlicher Länder zueinander haben, ist im Rahmen dieses Forschungsvorhabens nicht quantifizierbar. Dies hat mehrere Gründe:

- Die Einflüsse unterschiedlicher Ausgangswerte von Abschreibungen (Tagesneuwerte oder AK/HK) sind davon abhängig, wie sich im Einzelfall die Preise für relevante Anlagentypen im Verhältnis zur allgemeinen Inflation entwickelt haben.
- Unterschiedliche Abschreibungsdauern können langfristig auf eine identische Kostenbasis führen, kurzfristige Bestandsveränderungen aber unterschiedlich stark gewichten und damit einen Vergleich auf Grundlage einzelner Jahre verfälschen.
- Zudem stellen fehlende Daten – insbesondere hinsichtlich unternehmensspezifischer Ansätze in den Ländern, in denen nicht vollständig pauschalisiert wird – eine Unsicherheit dar, da sie für eine gewichtete Mittelwertbildung zur Bestimmung landesweiter Durchschnittskenngrößen erforderlich wären.
- Schließlich dienen die Methoden zur Bestimmung kalkulatorischer Kosten von Land zu Land unterschiedlichen Zwecken. So fließen sie in Deutschland und Österreich unmittelbar in die Berechnung der Netznutzungsentgelte ein. Die auf stärkerer Pauschalierung beruhenden Kostenbasen in England/Wales und Finnland werden dagegen im Rahmen des Benchmarking genutzt, d. h. ihre Wirkung auf die Netzentgelte erfolgt indirekt über die aus dem Vergleich der Netzbetreiber resultierenden individuellen Effizienzbewertungen und Produktivitätsvorgaben.

3.3 Nicht Netzkosten-bezogene Zuschläge

In diesem Abschnitt werden für jedes betrachtete Land die Zuschläge dargestellt, die der Gesetzgeber im Bereich der Elektrizitätsversorgung eingeführt hat. Das Hauptaugenmerk liegt hierbei auf der Frage, welche Zuschläge von den Netzbetreibern gemeinsam mit den Netzentgelten in Rechnung gestellt werden. Für diese Zuschläge ist darüber hinaus zu klären, ob sie in einem oder mehreren Ländern einen integralen Bestandteil der Netzentgelte bilden, d. h. ob einzelne Entgelte im Sinne einer Vereinheitlichung um diese Zuschläge „korrigiert“ werden müssen.

In **Deutschland** wird die Erzeugung von Elektrizität in KWK-Anlagen durch ein Umlageverfahren gefördert. Dieses führt zu einer Belastung des Verbrauchs mit 0,26 ct/kWh ab der ersten kWh und 0,05 ct/kWh für den über 100.000 kWh/a hinausgehenden Anteil (bzw. 0,025 ct/kWh für den Schienenverkehr sowie das produzierende Gewerbe, sofern die Stromkosten 4 % des Umsatzes übersteigen). Einen weiteren Zuschlag müssen die Verbraucher in Form einer Konzessionsabgabe zahlen, die an die jeweilige Gemeinde abgeführt wird. Für Kleinverbraucher („Tarifkunden“ in der vor der Liberalisierung gültigen Nomenklatur) hängt die Höhe der Konzessionsabgabe von der Gemeindegröße ab und reicht von 1,33 ct/kWh in kleinen Gemeinden bis zu 2,4 ct/kWh in Großstädten; für die übrigen Netzkunden beträgt der zulässige Höchstwert 0,11 ct/kWh. Die Umsatzsteuer auf Netzentgelte inklusive der genannten Zuschläge beträgt 16 %.

Alle diese Zuschläge werden in Deutschland von den Netzbetreibern in Rechnung gestellt, sind auf den Tarifblättern jedoch generell getrennt ausgewiesen.

Zusätzlich wird der Verbrauch elektrischer Energie durch die Ökosteuer in Höhe von derzeit 1,79 ct/kWh belastet, die jedoch vom Energielieferanten und nicht vom Netzbetreiber abgeführt wird.

Auch die Stromerzeugung aus regenerativen Energien wird in Deutschland über ein Umlageverfahren gefördert, das sich letztlich jedoch in den Energiepreisen und somit ebenfalls nicht unmittelbar in den Netzentgelten niederschlägt⁸.

Auch in **Österreich** wird eine allgemeine Energiesteuer erhoben, die 1,495 ct/kWh beträgt. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird durch eine Vergütung an die Erzeuger gefördert, die über eine Ökosteuer refinanziert wird. Bislang ist die Ökosteuer regional individuell ausgestaltet und beträgt zwischen 0,04 ct/kWh und 0,74 ct/kWh; ab dem 1.1.2003 wird sie durch eine bundesweit einheitliche Steuer in Höhe von 0,34 ct/kWh ersetzt. Auch die Erzeugung in KWK-Anlagen wird gefördert und führt zu einer Abgabe von 0,0145 bis 0,08 ct/kWh je nach Bundesland und Netzebene. Des weiteren wird eine je Netzbetreiber individuelle Abgabe für „Stranded Costs“ erhoben, die zwischen 0 und 0,092 ct/kWh beträgt. Konzessionsabgaben dürfen in Österreich maximal 6 % der Netznutzungspreise betragen; konkrete Abgabehöhen werden jedoch nicht im einzelnen veröffentlicht. Die Umsatzsteuer beträgt 20 %.

Alle genannten Zuschläge werden den Verbrauchern von den Netzbetreibern in Rechnung gestellt, bilden jedoch keinen integralen Bestandteil der Netzentgelte.

In **England/Wales** wird der Energieverbrauch durch die sog. „Climate Change Levy“ (CCL) besteuert, die auf Strom 0,43 p/kWh beträgt. Sie ist jedoch vom Versorgungsunternehmen und nicht vom Netznutzer zu entrichten. Der Stromverbrauch von Haushaltskunden ist von der CCL befreit. Eine Förderung erneuerbarer Energien (außer Wasserkraft) erfolgt durch Erlass der CCL; auch Strom aus KWK-Anlagen ist, hier jedoch in Abhängigkeit von deren Wirkungsgrad, von der CCL befreit.

Die Umsatzsteuer auf Elektrizitäts-bezogene Dienstleistungen beträgt in England/Wales 5 %.

⁸ Mittelbar führt der geförderte Ausbau der Erzeugung insbesondere aus Windenergie allerdings aufgrund deren stark stochastischen Dargebots zu einem erhöhten Bedarf an Regelleistung, deren Kosten die Übertragungsnetzbetreiber über die Netznutzungsentgelte decken (vgl. Abschnitt 3.1.2, S. 17).

In **Schweden** werden ausschließlich Haushaltskunden mit einer Elektrizitätssteuer in Höhe von 18,1 öre/kWh, in einigen Gemeinden Nordschwedens 12,8 öre/kWh, belastet. Die Umsatzsteuer beträgt 25 %. Netzentgelte sind stets exklusive dieser Zuschläge ausgewiesen.

Konzessionsabgaben existieren in Schweden getrennt nach Leitungskonzessionen (im Bereich von 70 kV bis 130 kV) und Gebietskonzessionen (0,4 kV bis 70 kV). Über die Höhe dieser Abgaben liegen uns keine Informationen vor; in den Netznutzungstarifen sind sie weder enthalten noch getrennt ausgewiesen.

Eine Förderung erneuerbarer Energieträger erfolgt in Schweden mittels staatlicher Subventionen, so dass hieraus keine direkte Belastung für Netznutzer resultiert.

Die Zuschläge und Förderkonzepte in **Finnland** sind denen in Schweden strukturell sehr ähnlich. Neben der Umsatzsteuer von 22 % wird lediglich eine allgemeine Elektrizitätssteuer in Höhe von 0,433 ct/kWh für Industriekunden und 0,703 ct/kWh für sonstige Verbraucher erhoben. Eine Förderung erneuerbarer Energieträger erfolgt hier ebenfalls durch staatliche Beihilfen ohne direkte Belastung von Netznutzern. Hinsichtlich einer Existenz und ggf. Höhe von Konzessionsabgaben liegen uns zu Finnland keine Informationen vor.

Einen Überblick über die nicht Netzkosten-bezogenen Zuschläge gibt Tabelle 3.1. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass in allen betrachteten Ländern sämtliche nicht Netzkosten-bezogenen Zuschläge entweder nicht im Rahmen der Netznutzung verrechnet oder aber dort getrennt von den Netznutzungsentgelten ausgewiesen werden. Eine Korrektur von Netznutzungstarifen zur länderübergreifenden Vereinheitlichung ist hinsichtlich dieser Zuschläge somit nicht erforderlich.

Dessen ungeachtet soll in dieser Studie – neben dem Vergleich von Netzentgelten – auftragsgemäß auch ein Vergleich dieser Zuschläge erfolgen. Da sich die Zuschläge sowohl der Höhe als auch der Struktur nach unterscheiden, halten wir es für zweckmäßig, diesen Vergleich für konkrete Netznutzungsfälle durchzuführen und an späterer Stelle im Bericht darzustellen (Abschnitt 4.4).

Zuschlag	Deutschland	Österreich	England/ Wales	Schweden	Finnland
Energie- verbrauchssteuer	1,79 ct/kWh	1,495 ct/kWh	0,43 p/kWh	18,1 öre/kWh (nur Haus- haltskunden)	0,433 ct/kWh (Industriekun- den) 0,703 ct/kWh (sonstige Verbraucher)
Förderung der Erzeugung aus erneuerbaren E- nergien	-	0,04-0,74 ct/kWh	Befreiung von der „Climate Change Levy“	-	-
Förderung der Erzeugung in KWK-Anlagen	0,26 ct/kWh 0,05 ct/kWh (über 100.000 kWh/a)	0,0145-0,08 ct/kWh	Befreiung von der „Climate Change Levy“	-	-
Konzessions- abgabe	1,33-2,4 ct/kWh (Kleinkunden) max. 0,11 ct/kWh (sons- tige Kunden)	max. 6 % der Netz- nutzungspreise	-	Höhe unbekannt	k.A.
Abgabe für „Stranded Costs“	-	bis zu 0,092 ct/kWh	-	-	-
Umsatzsteuer	16 %	20 %	5 %	25 %	22 %

Tabelle 3.1: Übersicht über die nicht Netzkosten-bezogenen Zuschläge zu Netzentgelten

4 Vergleich von Netzentgelten

4.1 Festlegung von Netznutzungsfällen

4.1.1 Vorgehensweise

Für den Vergleich der Höhe von Netzentgelten werden, wie bereits diskutiert, auch in dieser Studie repräsentative Netznutzungsfälle betrachtet. Dies ist allein schon deshalb erforderlich, um aus international unterschiedlichen Tarifstrukturen vergleichbare Bewertungsgrößen wie energie- oder jahresbezogene Entgelte ermitteln zu können. Darüber hinaus kann durch Auswertung mehrerer Netznutzungsfälle die Unterschiedlichkeit der Eigenschaften von Netznutzern berücksichtigt werden. Dabei ist abzuwägen zwischen einer möglichst repräsentativen, alle Netznutzungsarten abdeckenden Vielfalt von Fällen und dem Bestreben, die Anzahl der Fälle zu Gunsten der Überschaubarkeit gering zu halten. Um vor diesem Hintergrund eine sinnvolle Auswahl zu ermöglichen, gehen wir wie folgt in vier Schritten vor:

1. Zunächst ist zu untersuchen, wie die Tatsache, dass Netznutzungsentgelte in uneinheitlicher Weise auf Verbraucher und Erzeuger aufgeteilt werden, angemessen berücksichtigt werden kann.
2. Anschließend werden alle Parameter ermittelt, von denen in mindestens einem der betrachteten Länder die Höhe der Netzentgelte abhängt.
3. Hieraus wird ein Satz von Parametern ausgewählt, durch deren Variation ein Spektrum von Netznutzungsfällen aufgespannt werden kann, das die überwiegende Mehrheit der realen Nutzungsfälle umfasst. Alle übrigen Parameter werden mit festen Werten vorbelegt. Mit dieser Abgrenzung zwischen variablen und festen Parametern soll vermieden werden, dass eine große Zahl von Netznutzungsfällen auftritt, die nur außergewöhnliche Fälle repräsentieren und denen somit im Hinblick auf die von den Netzbetreibern erzielten Gesamterlöse keine große Bedeutung zukommt.
4. Die variablen Parameter werden jeweils mit einer angemessenen Bandbreite von Werten belegt, aus deren Kombination sich dann die Netznutzungsfälle ergeben.

4.1.2 Berücksichtigung der von Erzeugern zu entrichtenden Netzentgelte

In **Deutschland** werden Netznutzungsentgelte ausschließlich von Verbrauchern gezahlt. (Für dezentrale Erzeugungseinheiten wird eine Vergütung gezahlt, die prinzipiell als negatives Netznutzungsentgelt interpretiert werden kann, aber mangels konkreter Daten hier nicht weiter betrachtet wird.)

Im wesentlichen werden auch in **Österreich** die Netzentgelte von den Verbrauchern aufgebracht. Lediglich die Kosten für die Leistungs-Frequenzregelung sind von den Erzeugern zu tragen. Jedoch ist der hierfür erhobene Tarif im Vergleich zu den verbrauchsseitigen Entgelten niedrig, bundesweit praktisch einheitlich⁹ und ausschließlich energiebezogen, so dass er für eine vereinheitlichte Betrachtung gleichartiger Kostenelemente auf einfache Weise zu den verbrauchsseitigen Netznutzungsentgelten addiert werden kann.

Dieses Vorgehen ist für **England/Wales, Schweden und Finnland** dagegen nicht möglich. In diesen Ländern zahlen Erzeuger reguläre Netznutzungsentgelte (sog. „G-Komponente“), durch die einerseits ein nennenswerter Anteil der Netzkosten gedeckt wird und die andererseits nach Netzebenen, Regionen usw. in einer den verbraucherseitigen Entgelten vergleichbaren Komplexität differenziert sind.

In allgemeinster Form wäre dieser Umstand durch getrennte Bildung von Erzeuger- und Verbraucher-Netznutzungsfällen zu berücksichtigen, die dann im Grenzfall beliebig miteinander kombiniert in die Analyse eingehen müssten. Gegen diese Lösung spricht allerdings nicht nur die daraus hervorgehende unhandhabbare Vielfalt von Kombinationen, sondern auch der dann naheliegende, aber irreführende Eindruck, die Netzentgelte würden in der Realität für konkrete Quelle-Senke-Transaktionen ermittelt. In der Praxis bezieht dagegen jede Erzeugungsgesellschaft ihre in Summe anfallenden Netzentgelte als ein Kostenelement in die Kalkulation ihrer Energiepreise ein, so dass dem einzelnen Verbraucher keine einzelne Erzeugungseinheit und damit auch kein konkretes erzeugerseitiges Netzentgelt zugeordnet werden kann.

⁹ Die Differenz zwischen minimalem und maximalem Tarif beträgt ca. 0,006 ct je kWh erzeugter Energie.

Eine alternativ denkbare getrennte Analyse von Netznutzungsfällen für Erzeugung und Verbrauch wäre ebenso wenig zweckdienlich, da weder die erzeugungs- noch die verbrauchsseitigen Entgelte direkt mit denen in anderen Ländern vergleichbar wären.

Aus diesen Überlegungen heraus haben wir uns in dieser Untersuchung für folgendes Vorgehen entschieden:

- Ausgehend von der Tatsache, dass im wesentlichen die rein verbrauchsseitigen Netzentgelte in Deutschland mit denen der übrigen Länder verglichen werden sollen, werden Netznutzungsfälle nur über verbrauchsseitige Charakteristika definiert.
- Für England/Wales, Schweden und Finnland werden die erzeugungsseitigen Netzentgelte, die aus Verbrauchersicht einen Teil des Energiepreises ausmachen, in Form einer Bandbreite berücksichtigt, die zum Netznutzungsentgelt zu addieren ist. Die Angabe einer Bandbreite (anstatt z. B. eines Durchschnittswertes) trägt der Freizügigkeit der Erzeugungsgesellschaften bei der Energiepreisgestaltung Rechnung. Die Bandbreite wird bestimmt durch die im jeweiligen Land auftretenden Extremwerte für Einspeiseentgelte bei punktueller Einspeisung. Dabei setzen wir zum einen Einspeisung in die Höchstspannungsebene als dominanter Ebene für Kraftwerksanschlüsse voraus. Zum anderen berücksichtigen wir, dass die Benutzungsdauern der Erzeugungsanlagen von denen der Verbraucher entkoppelt sind. Unabhängig vom verbrauchsseitigen Netznutzungsfall wird daher eine erzeugungsseitige Benutzungsdauer fest¹⁰ vorgegeben. Diese setzen wir – basierend auf einer Analyse von installierter Kraftwerksleistung und erzeugter Energie (s. Anhang 8.3) – länderunabhängig zu 5000 h/a an.

Im Entgeltvergleich wird das Vorhandensein erzeugerseitiger Netzentgelte somit durch eine je Land feste Bandbreite potentieller Entgelthöhen berücksichtigt. Die weitere Analyse und Auswahl von Netznutzungsfällen kann folglich auf die Verbraucherseite beschränkt werden.

¹⁰ Lediglich bei Netznutzungsfällen, deren verbrauchseitige Benutzungsdauer größer als die Vorgabe für die Erzeugungsanlagen ist, wird die Benutzungsdauer der Erzeugung an die des Verbrauchs angepasst.

4.1.3 Auswahl variabler Parameter der Netznutzung

Im Folgenden werden die Parameter, die auf die Höhe der verbraucherseitigen Netzentgelte Einfluss haben, untersucht.

In Tabelle 4.1 sind für alle betrachteten Länder die Einflussparameter auf die Höhe der Niederspannungs-Netzentgelte für nicht leistungsgemessene Kunden gegenübergestellt. Während in Deutschland – abgesehen von der nur im Ausnahmefall bestehenden Option, bei vorhandener Nachtspeicherheizung in einen günstigeren Tarif zu wechseln – lediglich der Jahresenergieverbrauch („Arbeit“) entgeltrelevant ist, stehen in den übrigen Ländern Tarife zur Auswahl, die die Aufteilung der Arbeit auf Tages- und/oder Jahres-Zeitzone berücksichtigen. In Schweden und Finnland sind die Entgelte davon abhängig, wie stromstark die Anschlusssicherung ist und – bei kleinen Anschlussgrößen – ob es sich um ein Einfamilienhaus oder eine Wohnung (mit einphasigem Anschluss) handelt. Auch in England/Wales wird nach ein- bzw. dreiphasigen Anschlüssen differenziert. Darüber hinaus gibt es dort getrennte Tarife für Haushalts- und sonstige Kunden.

<i>Parameter</i>	Deutschland	Österreich	England/ Wales	Schweden	Finnland
Arbeit: Jahressumme	X	X	X	X	X
Arbeit: zeitl. Zonung		X	X	X	X
Anschlussstärke				X	X
Ein-/Mehrfamilienhaus*			X	X	X
Haushalt/ sonstiger Kunde			X		
Zahlungsart (nach/vor Lieferung)			X		
Nachtspeicherheizung	X**		X	X	

Tabelle 4.1: Parameter mit Einfluss auf die Höhe von Niederspannungs-Netzentgelten für nicht leistungsgemessene Kunden (grau unterlegt: Parameter, die in dieser Studie bei der Auswahl von Netznutzungsfällen nicht variiert werden)

** bzw. drei-/einphasiger Netzanschluss*

*** nur in Ausnahmefällen*

Die oben diskutierten Parameter haben zwei Eigenschaften gemein:

- Sie führen in allen Ausprägungen zu Nutzerprofilen, die in allen betrachteten Ländern vorkommen. So gibt es beispielsweise in allen Ländern Kunden mit unterschiedlichen zeitlichen Verbrauchsverläufen – sie werden lediglich in Deutschland nicht gesondert tarifiert. Auch existieren in allen Ländern im Niederspannungsnetz Haushalts- und Gewerbekunden ohne Leistungsmessung – aber nur in England/Wales hängt von diesem Unterschied die Höhe der Netzentgelte ab.
- In keinem Fall ist eine Festlegung auf einen bestimmten Wert des Parameters (z. B. Einfamilienhaus) möglich, ohne einen großen Anteil der Netznutzer zu vernachlässigen.

Wir halten es daher für erforderlich, prinzipiell alle diese Parameter zu variieren, um die Inhomogenität der Niederspannungs-Netznutzer angemessen repräsentieren und – an Stelle von Durchschnittswerten – Bandbreiten möglicher Netznutzungspreise aufzeigen zu können.

Demgegenüber erfüllen die übrigen, in Tabelle 4.1 grau unterlegten Parameter die obigen Voraussetzungen nicht und werden daher bei der Auswahl von Nutzungsfällen nicht variiert:

- Nur in England/Wales gibt es Kunden, die die Netznutzung (und auch den Energiebezug) im voraus bezahlen („Pre-paid“). Für den Entgeltvergleich werden jedoch auch für England/Wales nur die in den übrigen Ländern obligatorischen Tarife für Ex-post-Abrechnung berücksichtigt.
- Zwar haben elektrische Raumheizungen speziell in Schweden einen hohen Verbreitungsgrad (1995: 44 % der Haushalte); den Anteil an elektrischen *Nachtspeicher*heizungen sehen wir jedoch in allen betrachteten Ländern¹¹ als so gering an, dass die Berücksichtigung entsprechender Tarife nicht im Verhältnis zur dadurch erhöhten Komplexität des Vergleichs steht.

¹¹ Ein Indiz dafür, dass diese Aussage auch auf Schweden zutrifft, liefert der regelmäßige Vergleich von Netznutzungsentgelten der schwedischen Regulierungsbehörde. Dort bildet der „Haushalt mit elektrischer Heizung“ zwar einen Netznutzungsfall, für den jedoch die normalen Netznutzungstarife und nicht die für Kunden mit Nachtspeicherheizung zugrunde gelegt werden.

Für leistungsgemessene Kunden reduziert sich das Spektrum der Einflussparameter auf die Höhe der Netzentgelte erheblich (Tabelle 4.2); relevant sind hier nur noch Arbeit und Leistungshöchstwerte. Unterschiede bestehen hinsichtlich der zeitlichen Differenzierung, die bei den Arbeitspreisen in allen Ländern außer Deutschland und bei den Leistungspreisen in Österreich (statt des Jahreshöchstwerts wird der Mittelwert der 12 Monatsmaxima herangezogen) und Schweden (Entgelte hängen davon ab, ob das Jahresmaximum im Winter auftritt) zu berücksichtigen ist.

<i>Parameter</i>	Deutschland	Österreich	England/ Wales	Schweden	Finnland
Arbeit: Jahressumme	X				
Arbeit: zeitl. Zonung		X	X	X	X
Leistung: Jahreshöchstwert (bzw. Benutzungsdauer)	X		X	X	X
Leistung: zeitl. Zonung		X		X	

Tabelle 4.2: Parameter mit Einfluss auf die Höhe von Netzentgelten für leistungsgemessene Verbraucher

Wir halten es aufgrund der möglichen Relevanz für die Entgelthöhen für notwendig und angesichts der überschaubaren Parameterzahl für angemessen, alle in Tabelle 4.2 genannten Parameter als variabel zu behandeln. Dies bedeutet, dass bei der Definition von Netznutzungsfällen nicht nur Jahresarbeit und Leistungshöchstwert variiert, sondern auch der Einfluss ihrer zeitlichen Verläufe auf die Entgelthöhe analysiert werden sollen.

4.1.4 Parametrierung der Netznutzungsfälle

Die Analyse im vorigen Abschnitt hat gezeigt, dass speziell für nicht leistungsgemessene Niederspannungskunden auch nach dem Herausfiltern außergewöhnlicher Tarifvarianten eine relativ große Zahl von fünf variablen Nutzungsparametern verbleibt. Bei vollständiger Kombination aller sich hieraus ergebenden Variationsmöglichkeiten ergäbe sich daher eine unhandhabbar große Zahl von Nutzungsfällen (z. B. bei jeweils 3 Variationen pro Parameter $3^5 = 243$ Fälle). Die Mehrzahl dieser Fälle wäre jedoch entweder nicht sachgerecht (denn nicht alle Parameterkombinationen sind sinnvoll) oder würde beim Entgeltvergleich keine

zusätzliche Aussage liefern. Eine Reduzierung und Systematisierung gelingt durch folgenden zweistufigen Ansatz:

1. Es werden drei „Hauptparameter“ definiert, die im ersten Schritt festzulegen sind: Netzebene, Leistungsmessung und Jahresarbeit. Je nach Belegung dieser variablen Parameter ergibt sich für die übrigen z. T. bereits eine eindeutige Parametrierung.
2. Die dann noch verbleibenden Freiheitsgrade können zu einer Variantenbildung genutzt werden, anhand derer einzelne Effekte und ihre länderweise unterschiedlichen Auswirkungen diskutiert werden können.

Im Folgenden befassen wir uns zunächst mit den „Hauptparametern“ und anschließend mit den jeweiligen Möglichkeiten der Variantenbildung.

Besetzung der „Hauptparameter“

Auftragsgemäß sind Netzentgelte für alle Netzebenen in den Vergleich einzubeziehen. Eine Unterteilung zwischen Kunden mit und ohne Leistungsmessung ist dabei nur in der Niederspannungsebene sinnvoll, da für alle übrigen Netzebenen Leistungsmessung Pflicht ist¹².

Hinsichtlich der Höhe der Jahresarbeit erscheint uns im Bereich der nicht leistungsgemessenen Niederspannungskunden eine differenzierte Analyse besonders wichtig. Grund für diese Einschätzung ist die Tatsache, dass sich die Verbrauchsstrukturen der in diese Kategorie fallenden Haushaltskunden von Land zu Land erheblich unterscheiden. Dies belegt die Aufstellung des Durchschnittsverbrauchs je Haushalt für die betrachteten Länder (Tabelle 4.3). Die großen Unterschiede sind u. a. auf die unterschiedliche Verbreitung von Elektroheizungen zurückzuführen.

Ausgehend von diesen Daten erscheint es uns sinnvoll, drei Fälle zu untersuchen: Die ersten beiden definieren sich durch den niedrigsten (Deutschland) bzw. höchsten (Schweden) durchschnittlichen Haushaltsverbrauch mit gerundet 3.500 kWh/a bzw. 9.600 kWh/a. Um auch die

¹² Unter allen von uns recherchierten Netzbetreibern bietet lediglich einer (aus England/Wales) einen Tarif für Mittelspannungskunden ohne Leistungsmessung an.

absolute Höhe typischer Netznutzungsentgelte miteinander vergleichen zu können, wird im dritten Fall für jedes Land der jeweils landesspezifische Durchschnittsverbrauch angesetzt.

Land	Deutsch- land	Österreich	Großbritan- nien	Schweden	Finnland
Durchschnittl. Verbrauch je Haushalt in kWh/a	3478	4635	4740	9557	7362
Anteil der Haushalte mit Elektroheizung in %	6,5	7,6	8,7	44,3	13,0

Tabelle 4.3: Durchschnittlicher Stromverbrauch von Haushaltskunden (Stand 2000) und Verbreitung von Elektroheizungen (Stand 1995)

Außerhalb des Haushaltskundenbereichs bestehen dagegen keine Anhaltspunkte für international unterschiedliche Jahresverbräuche gleicher Nutzerarten. Dies wird indirekt auch durch diverse in verschiedenen Ländern bereits durchgeführte Entgeltvergleiche bestätigt, die im Bereich der Gewerbe- und Industriekunden i. a. Verbrauchsmengen in ähnlicher Größenordnung ansetzen. Vor diesem Hintergrund sind wir der Auffassung, dass mit zwei weiteren Netznutzungsfällen für Niederspannung (je einer ohne und mit Leistungsmessung) und je einem für alle weiteren Spannungsebenen ein genügend breites Spektrum abgedeckt wird. Dies führt auf die in Bild 4.1 dargestellten 11 Netznutzungsfälle (NNF).

Variantenbildung

Für die hinsichtlich der „Hauptparameter“ Netzebene, Leistungsmessung und Jahresverbrauch ausgewählten Nutzungsfälle ist zu analysieren, welchen Einfluss die weiteren in Abschnitt 4.1.3 bestimmten variablen Parameter auf die Höhe der Netzentgelte haben. Dabei ziehen wir zunächst bewusst eine große Zahl von Möglichkeiten in Betracht und ermitteln vor dem Entgeltvergleich anhand einer quantitativen Voranalyse (Abschnitt 4.3.2), in welchen Fällen Variationen der Parameter für den eigentlichen Entgeltvergleich – beispielsweise als Ausgangspunkt für eine Erklärung von Entgeltunterschieden – sachgerecht erscheinen. Eine detaillierte Erläuterung der dabei analysierten Varianten der Netznutzungsfälle ist in Anhang 8.3 zu finden.

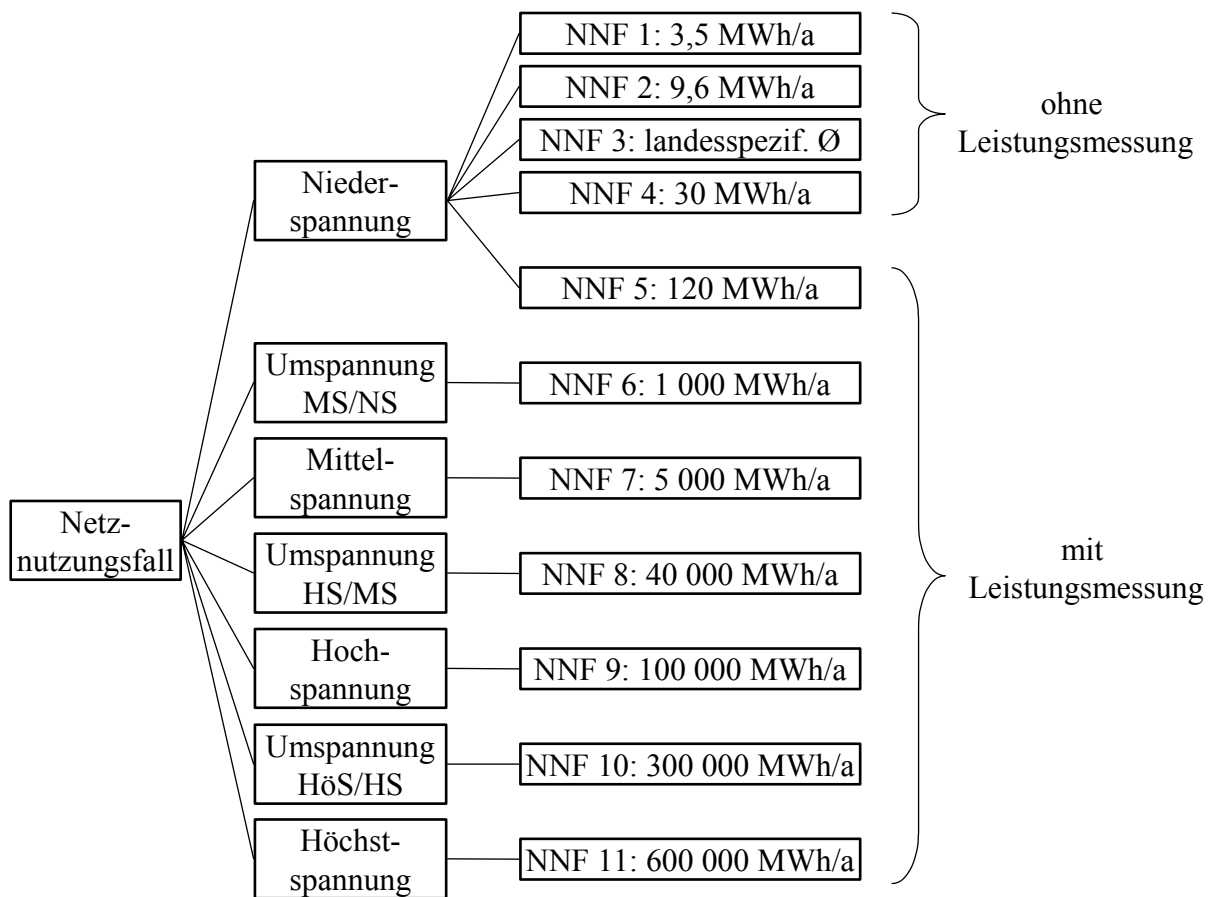


Bild 4.1: Charakterisierung der anhand der „Hauptparameter“ ausgewählten Netznutzungsfälle (NNF)

4.2 Auswahl repräsentativer Netzbetreiber

In den untersuchten Ländern ist der Betrieb der Netze auf sehr unterschiedlich viele Netzbetreiber aufgeteilt. So wird das Höchstspannungsnetz in England/Wales, Finnland und Schweden von je einer, in Österreich von drei und in Deutschland – seit kurzem – von vier Gesellschaften betrieben. Im Verteilungsnetzbereich sind die Unterschiede noch größer, mit nur 12 Regionalnetzbetreibern (RECs) in England/Wales und ca. 900 Netzbetreibern in Deutschland.

Die im Hinblick auf Netznutzungsfälle diskutierte grundsätzliche Problematik, dass bei Unkenntnis der Verteilung von Netznutzern auf Nutzungsfälle kein sicherer Rückschluss von festgestellten Entgeltunterschieden auf die Relation der Erlöse von Netzbetreibern möglich ist, trifft in übertragener Weise bei einem internationalen Entgeltvergleich auch auf die Aus-

wertung der Entgelte unterschiedlicher Netzbetreiber zu. Theoretisch müssten die Entgelte je Netzbetreiber individuell gewichtet in den Vergleich eingehen. Die zur Ermittlung von Gewichtungsfaktoren erforderlichen Daten zur Kundenstruktur liegen jedoch in der Regel nicht öffentlich vor.

Statt dessen könnte bei Berücksichtigung *aller* Netzbetreiber je Land die Bandbreite der Entgelte – bei zu großer Spanne ggf. um Ausreißer bereinigt – im internationalen Vergleich zumindest Indizien für eine Bewertung der Erlössituation liefern. Dieser Ansatz scheitert jedoch in **Deutschland**, **Schweden** und **Finnland** an der hohen Zahl der Netzbetreiber¹³. Da die Erstellung einer vollständigen Tarifdatenbank nicht Gegenstand dieses Forschungsvorhabens ist, müssen und können wir uns in diesen Ländern auf eine Teilmenge der Netzbetreiber beschränken. Diese sollte aber möglichst repräsentativ gewählt werden. Hierfür halten wir die folgende Vorgehensweise für sinnvoll:

- Ausgangspunkt ist die Überlegung, dass die je Land ausgewählten Netzbetreiber ein angemessenes Spektrum aller dortigen Netzbetreiber repräsentieren sollten. Es gibt jedoch kein einzelnes Kriterium und keine einzelne Kenngröße, anhand derer die Breite dieses Spektrums objektiv und umfassend beurteilt werden kann.
- Daher werden für jedes Land mehrere Unterscheidungsmerkmale gesucht, die einen Zusammenhang mit der Entgelthöhe zumindest vermuten lassen, für jeden Netzbetreiber bestimmt werden können und möglichst unabhängig voneinander sind. Der Ranglistenplatz von Netzbetreibern bei bereits veröffentlichten nationalen Entgeltvergleichen ist ein solches Merkmal. Daneben haben wir Eigenschaften des Versorgungsgebiets (Lage, Größe, Gebietsstruktur) beachtet.
- Anschließend werden geeignete Netzbetreiber so ausgewählt, dass hinsichtlich jedes Unterscheidungsmerkmals eine ausreichende Bandbreite abgedeckt wird.

¹³ In England konnten wir 10 der 12 RECs erfassen (von den beiden übrigen waren – zumindest während unserer Recherchen – keine veröffentlichten Tarife erhältlich). In Österreich ist die Anzahl der Netzbetreiber zwar ebenfalls recht groß, jedoch sind die wesentlichen Elemente der Netzentgelte nur nach 15 Netzregionen differenziert, so dass hier eine vollständige Erfassung möglich war.

Wir sind der Auffassung, dass die beschriebene Vorgehensweise zu einer zwar subjektiven, nicht aber beliebigen Auswahl von Netzbetreibern führt und somit eine (bewusst oder unbewusst) einseitige Betrachtung verhindert.

Die berücksichtigten Netzbetreiber sind in Anhang 8.5.1 aufgelistet. Im Folgenden stellen wir dar, anhand welcher konkreten Unterscheidungsmerkmale die Auswahl in den drei betroffenen Ländern vorgenommen wurde. Dabei gehen wir für Deutschland und Schweden auch auf die jeweils erreichte „Netzabdeckung“ ein, d. h. den von den betrachteten Unternehmen in Summe betriebenen Anteil des jeweiligen nationalen Stromnetzes, der sich beispielsweise anhand der Stromabgabe an Endkunden messen lässt¹⁴. Diese Kenngröße drückt zwar nicht die Breite des Spektrum an Unternehmen aus, vermittelt aber ebenfalls einen Eindruck von der Repräsentativität der Auswahl.

Deutschland

Aus Deutschland werden die Entgelte von insgesamt 41 Netzbetreibern berücksichtigt, die hinsichtlich der folgenden Merkmale ausgewählt wurden:

- Größe und Struktur des Versorgungsgebiets: Es wurde sichergestellt, dass Stadtwerke, Regionalnetzbetreiber und Verbundunternehmen betrachtet werden.
- Lage des Versorgungsgebiets: Ostdeutsche Netzbetreiber leiden häufig unter dem wirtschaftlichen Strukturwandel infolge der Wiedervereinigung. Es werden daher sowohl ost- als auch westdeutsche Netzbetreiber berücksichtigt.
- Ranglistenplatz bei bisherigem Netzentgeltvergleich: Wir haben den vom Bundesverband der Energieabnehmer (VEA) erstellten „Netznutzungsentgeltvergleich II/2001“ ausgewertet und sichergestellt, dass sowohl im Nieder- als auch im Mittelspannungsbereich die Bandbreite der dort angegebenen Entgelte von unserer Netzbetreiberauswahl ausreichend abgedeckt wird. Beispielhaft zeigt Bild 4.2 die diesbezügliche Auswertung der Nieder-

¹⁴ Zur Quantifizierung der für Finnland erreichten Netzabdeckung lagen uns keine entsprechenden statistischen Daten vor.

spannungsentgelte; die analoge Auswertung für Mittelspannungskunden ist in Anhang 8.5.2 zu finden.

- **Netzabdeckung:** Die von den Netzen der ausgewählten Unternehmen versorgten Endkunden umfassen ca. 75 % des deutschen Stromverbrauchs. (Eine Differenzierung der Netzabdeckung nach Spannungsebenen ist aufgrund der diesbezüglich nur unvollständig veröffentlichten Daten nicht möglich.)

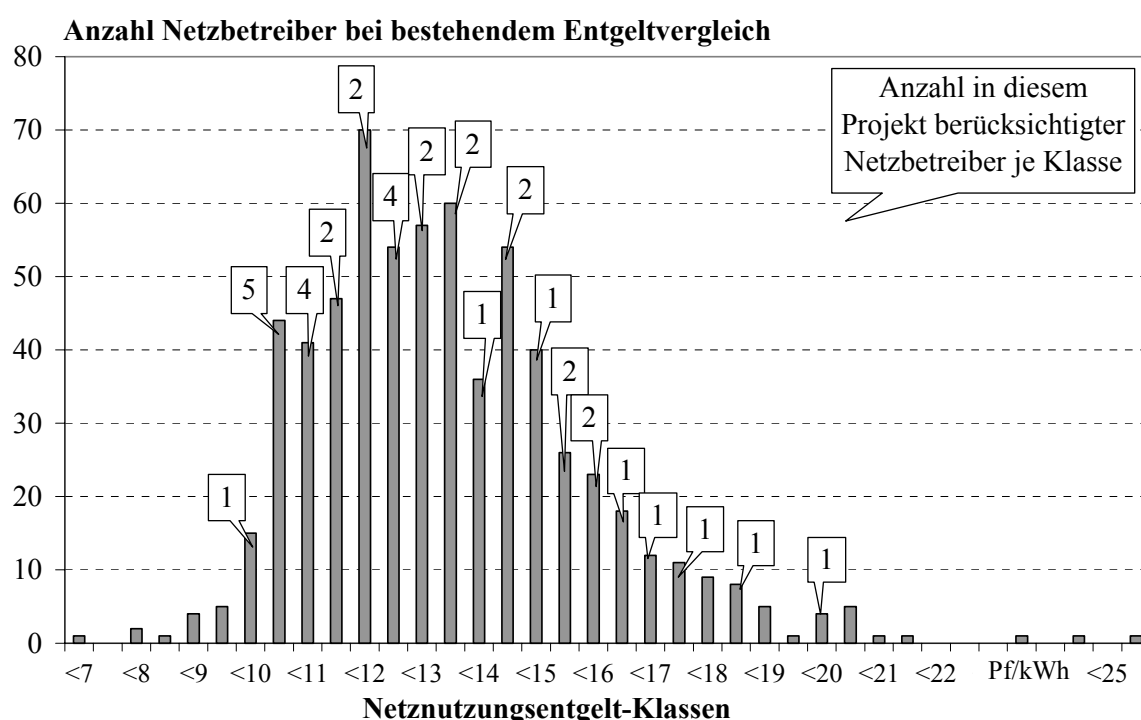


Bild 4.2: Aufteilung der berücksichtigten deutschen Netzbetreiber auf Entgeltklassen für Niederspannungskunden mit Leistungsmessung (Mittelwert über drei Netznutzungsfälle, Quelle: VEA II/2001)

Schweden

Die insgesamt 29 berücksichtigten schwedischen Netzbetreiber wurden nach folgenden Kriterien ausgewählt:

- **Größe und Struktur des Versorgungsgebiets:** Anhand einer bei der schwedischen Regulierungsbehörde Stem verfügbaren Datensammlung haben wir sichergestellt, dass die betrachteten Unternehmen eine große Bandbreite an Unternehmensgrößen (gemessen an der

Stromabgabe) abdecken. Zudem werden sowohl Betreiber großstädtischer als auch ländlicher Netzregionen betrachtet.

- Lage des Versorgungsgebiets: Sowohl hinsichtlich der klimatischen Bedingungen als auch der Bevölkerungsdichte bestehen große Unterschiede zwischen dem Norden und dem Süden Schwedens. Daher haben wir bei der Auswahl der Netzbetreiber darauf Rücksicht genommen, auch hinsichtlich der Breitengrade der Netze eine ausreichende Bandbreite zu betrachten.
- Ranglistenplatz bei bereits veröffentlichtem Netzentgeltvergleich: Die schwedische Regulierungsbehörde veröffentlicht Entgeltvergleiche für unterschiedliche Niederspannungs-Netznutzungsfälle. Die von uns berücksichtigten Netzbetreiber decken die dort angegebenen Bandbreiten weitgehend ab. Beispielhaft ist in Bild 4.3 die Auswertung für Einfamilienhäuser mit 16-A-Anschlusssicherung dargestellt; die analoge Analyse der übrigen zwei Nutzungsfälle ist in Anhang 8.5.2 wiedergegeben.

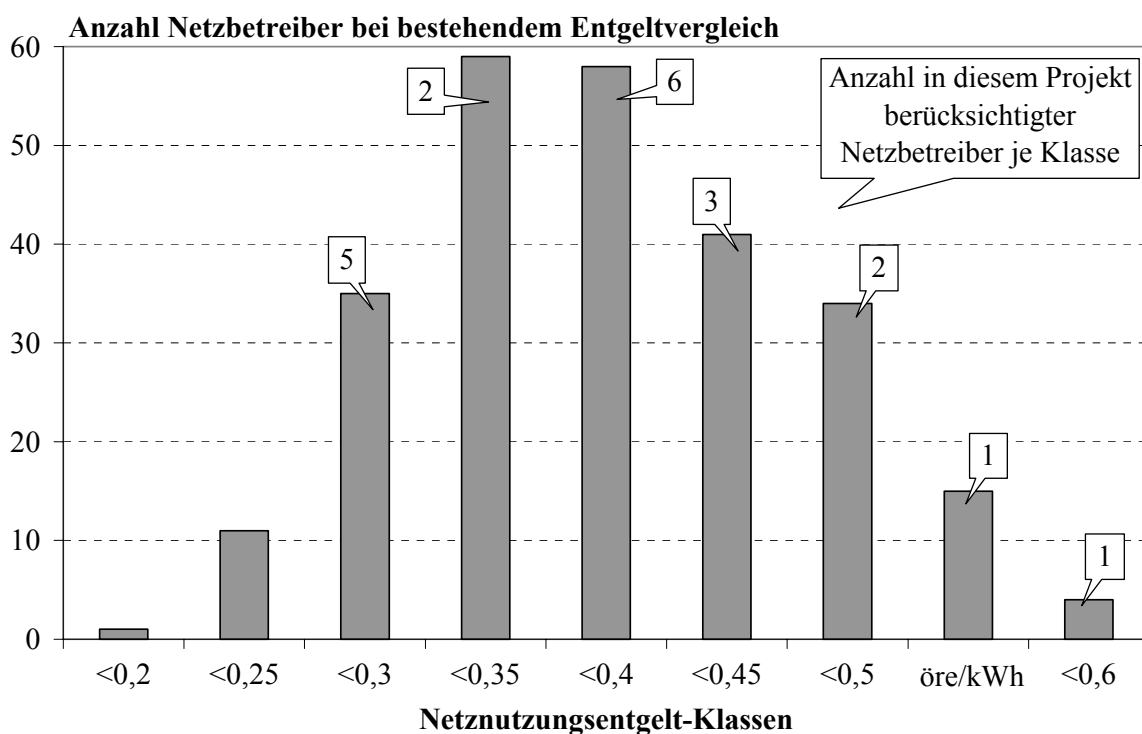


Bild 4.3: Aufteilung der berücksichtigten schwedischen Netzbetreiber auf Entgeltklassen für Haushaltskunden, Einfamilienhaus, 16A, 5000 kWh/a (Quelle: Energimyndigheten, Januar 2002)

- **Netzabdeckung:** Zu den berücksichtigten Netzbetreibern zählen mit Vattenfall, Sydkraft und Fortum die drei größten Konzerne des Landes mit einem Marktanteil von zusammen über 50 %. Die Verteilungsnetze werden jedoch vielfach von mehreren Tochtergesellschaften betrieben, die eigene Tarife ausweisen und jeweils nur vergleichsweise kleine Netzgebiete versorgen. Da unsere Auswahl – trotz des vorrangigen Ziels, eine große Bandbreite an Unternehmensgrößen abzudecken (s. o.) – sieben der acht größten Niederspannungs- sowie die sechs größten Mittelspannungs-Netzbetreiber umfasst, decken die insgesamt berücksichtigten Unternehmen (ca. 10 % aller schwedischen Netzbetreiber) in diesen Netzebenen jedoch 30 % bzw. 40 % des Gesamtstromverbrauchs ab. In der Hochspannungsebene werden sogar 80 % und in der Höchstspannungsebene (dort gibt es mit Svenska Kraftnät nur einen Netzbetreiber) 100 % Netzabdeckung erreicht.

Finnland

Bei der Auswahl der insgesamt 28 finnischen Netzbetreiber wurden folgende Unterscheidungsmerkmale beachtet:

- **Größe und Struktur des Versorgungsgebiets:** Auch aus Finnland werden sowohl Betreiber großstädtischer als auch ländlicher Netzregionen betrachtet. Zudem haben wir neben den drei größten Netzbetreibern des Landes auch eine Reihe kleinerer Unternehmen einbezogen.
- **Lage des Versorgungsgebiets:** Aus ähnlichen Gründen wie in Schweden haben wir auch bei der Auswahl der finnischen Netzbetreiber darauf geachtet, eine ausreichende Nord-Süd-Bandbreite abzudecken.
- **Ranglistenplatz bei bereits veröffentlichtem Netzentgeltvergleich:** Auch die finnische Regulierungsbehörde veröffentlicht Entgeltvergleiche für Haushaltskunden, deren Ergebnisbandbreite die von uns berücksichtigten Netzbetreiber wiederum weitgehend abdecken. Exemplarisch kann dies Bild 4.4 für den Fall eines Einfamilienhauses mit einem Energieverbrauch von 5000 kWh/a entnommen werden; die analoge Auswertung zweier weiterer Nutzungsfälle ist in Anhang 8.5.2 zu finden.

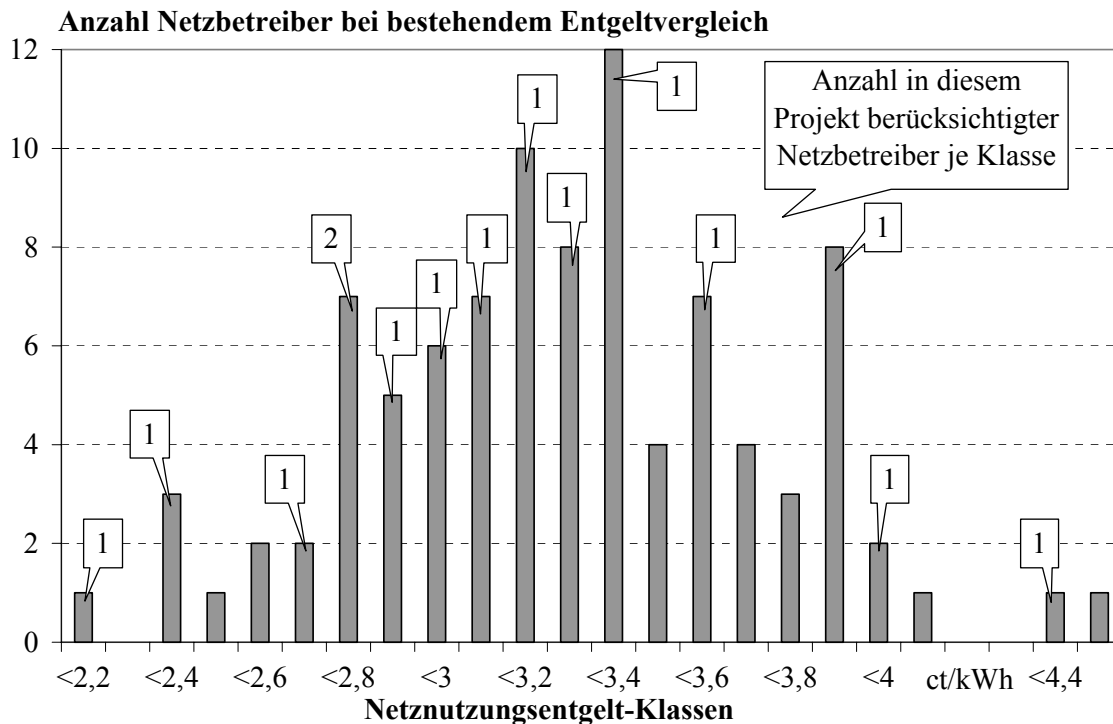


Bild 4.4: Aufteilung der berücksichtigten finnischen Netzbetreiber auf Entgeltklassen für Haushaltskunden, Einfamilienhaus, 5000 kWh/a (Quelle: Energiamarkkinavirasto September 2002)

4.3 Vergleich der Netznutzungsentgelte

Der Vergleich der Netznutzungsentgelte ist in drei Abschnitte untergliedert. Nach den Vorbemerkungen zur Währungsumrechnung (Abschnitt 4.3.1) ist es Ziel der Voranalyse in Abschnitt 4.3.2, den Einfluss der in Abschnitt 4.1.3 ermittelten variablen Parameter der Netznutzung auf die Entgelthöhen zu untersuchen, um jeweils eine angemessene Form ihrer Berücksichtigung im Rahmen des eigentlichen Entgeltvergleichs abzuleiten. Bei diesem stellen wir dann in Abschnitt 4.3.3 die Entgelte der fünf zu betrachtenden Länder für alle Netznutzungsfälle einander gegenüber.

4.3.1 Anmerkungen zu Währungskursen und Kaufkraftunterschieden

In diesem Bericht werden alle Netznutzungsentgelte zur besseren Vergleichbarkeit in Euro angegeben. Für die nicht zur Euro-Zone gehörenden Länder Schweden und Großbritannien ist hierfür eine Umrechnung erforderlich. Eine Analyse der entsprechenden Wechselkurse¹⁵ zwischen Januar 2001 und August 2002 ergab, dass die maximalen Kursschwankungen beim Britischen Pfund in diesem Zeitraum ca. 3 % und bei der Schwedischen Krone ca. 5 % betrugen. In Anbetracht dieser, im Vergleich zu nationalen wie internationalen Netzentgeltspannen geringen Volatilität halten wir es für angemessen, für die Untersuchung die Umrechnungskurse eines festen Stichtages zugrunde zu legen, wofür wir hier den 27.9.2002 gewählt haben (1 € = 9,1094 SEK bzw. 1 € = 0,6282 GBP).

In internationalen Preisvergleichen werden häufig Kaufkraftunterschiede zwischen den betrachteten Ländern für einen Teil der Preisdifferenzen verantwortlich gemacht und über entsprechende Indizes als Korrekturfaktoren berücksichtigt. Ein solches Vorgehen erscheint uns für den vorliegenden Vergleich von Netzentgelten jedoch zu pauschal, da die relative finanzielle Belastung eines Durchschnittskonsumenten durch Netzentgelte kein ausreichendes Maß für deren Angemessenheit ist. Es ist vielmehr zu analysieren, ob beobachtete Entgeltdifferenzen Unterschiede der Kosten widerspiegeln, die für Errichtung und Betrieb der Netze aufgewendet werden (müssen). Solche möglichen Kostenunterschiede sind daher Gegenstand der im nachfolgenden Kapitel 5 vorgestellten Untersuchungen von Erklärungsansätzen für Entgeltunterschiede. Bei den folgenden Vergleichen werden die Entgelte selbst somit folgerichtig nicht mit Kaufkraftindizes umgerechnet.

4.3.2 Einflüsse der variablen Parameter der Netznutzung

Neben den drei „Hauptparametern“ der Netznutzung (Netzebene, Leistungsmessung, Jahresarbeit) wurden in Abschnitt 4.1.3 eine Reihe weiterer Parameter identifiziert, die prinzipiell einen Einfluss auf die Höhe der Netzentgelte in einem oder mehreren der untersuchten Länder haben. Im Folgenden soll anhand einer quantitativen Analyse geklärt werden, in welcher Wei-

¹⁵ Quelle: Tageskurse der Europäischen Zentralbank, ausgewertet auf <http://userpage.fu-berlin.de/~tmuehle/europa/euro/eurochart.htm>

se diese Parameter innerhalb des eigentlichen Entgeltvergleichs angemessen behandelt werden können. Hierfür sind drei Alternativen denkbar:

- Grundidee des Entgeltvergleichs ist die Bandbreitendarstellung (minimales bis maximales Entgelt innerhalb eines Landes) der Ergebnisse. Daher ist es naheliegend, die Auswirkungen der Variation von Parametern in die Ermittlung der Entgeltbandbreiten für jeden Netznutzungsfall einzubeziehen.
- Bei Parametern mit erheblichem Einfluss auf die Entgelthöhe kann dies jedoch zu einer starken Aufweitung der Bandbreiten mit folglich geringerer Aussagekraft führen. In diesem Fall müssen im eigentlichen Entgeltvergleich unterschiedliche Ausprägungen des Parameters individuell betrachtet werden.
- Alternativ kann auch eine einzelne Ausprägung eines Parameters für den Entgeltvergleich als fix zugrunde gelegt werden, z. B. wenn diese die überwiegende Mehrzahl der Netznutzer abdeckt.

Die Einordnung der variablen Parameter in diese drei Kategorien haben wir auf Basis einer umfassenden Analyse sämtlicher Parameterkombinationen für alle Netznutzungsfälle vorgenommen. Die vollständigen Zahlenergebnisse dieser Untersuchung sind in Anhang 8.6 aufgelistet; im Folgenden werden je Parameter die untersuchten Fälle erläutert und die für den weiteren Entgeltvergleich relevanten Schlussfolgerungen zusammengefasst.

Benutzungsdauer

Die Benutzungsdauer als Maß für die Gleichmäßigkeit des Strombezugs hat in allen Ländern starken Einfluss auf die Netzentgelte der leistungsgemessenen Kunden. Um diesen Einfluss aufzeigen und zwischen den Ländern vergleichen zu können, betrachten wir im Entgeltvergleich für die Netznutzungsfälle NNF 5 bis NNF 11 jeweils zwei unterschiedliche Benutzungsdauern, deren Werte eine für die jeweilige Spannungsebene typische Bandbreite abdecken.

Zeitlicher Verlauf des Energiebezugs

Die Verteilung der Jahresarbeit auf bestimmte Zeitzonen hat in allen betrachteten Ländern außer Deutschland einen Einfluss auf die Netzentgelthöhe. Daher haben wir die Entgelte für unterschiedliche Belastungsprofile miteinander verglichen:

- Zeitproportionale Abnahme (alle NNF): Die Energieabnahme in jeder Zeitzone entspricht dem zeitlichen Anteil dieser Zone am Gesamtjahr.
- Typischer Haushalt (NNF 1 bis 3): Unterproportionale Energieabnahme in den Nachtstunden, stärkerer Energieverbrauch im Winter.
- Gewerbe „1-Schicht-Betrieb“ (NNF 4 bis 10 bei jeweils geringer Benutzungsdauer¹⁶): Überwiegender Verbrauch an Werktagen tagsüber (8 h).
- Gewerbe „2-Schicht-Betrieb“ (NNF 4 bis 10 bei jeweils geringer Benutzungsdauer): Überwiegender Verbrauch an Werktagen zwischen 6 und 22 Uhr.

Üblicherweise werden von den Netzbetreibern mehrere Tarife mit unterschiedlich starker Berücksichtigung der zeitlichen Verbrauchsverteilung angeboten. Diese Wahlmöglichkeit führt zu einer gewissen Nivellierung der Entgeltdifferenzen zwischen Verbrauchern unterschiedlicher Belastungsprofile, da ungünstige Verbrauchsstrukturen (z. B. starke Tageszeitabhängigkeit) durch geeignete Tarifwahl (z. B. Einzonentarif) teilweise ausgeglichen werden können. Dennoch können sich für den internationalen Vergleich durchaus relevante Differenzen ergeben, wie das Beispiel des nicht leistungsgemessenen Gewerbekunden (NNF 4, Bild 4.5) insbesondere für England/Wales zeigt. Eine ausschließliche Berücksichtigung der zeitproportionalen Abnahme würde in den betroffenen Ländern eine systematische Unterschätzung der Entgeltbandbreiten bewirken. Daher berücksichtigen wir im eigentlichen Entgeltvergleich auch die übrigen Belastungsprofile – die ein plausibles Spektrum an Inhomogenität abdecken – für die Ermittlung der nationalen Entgeltbandbreiten.

¹⁶ Die im Vergleich zur zeitproportionalen Abnahme inhomogenen „Gewerbe“-Verbrauchsprofile sind nur für relativ geringe Benutzungsdauern darstellbar, da hohe Benutzungsdauern gleichbedeutend mit einem Mindestmaß an Homogenität des Energiebezugs sind.

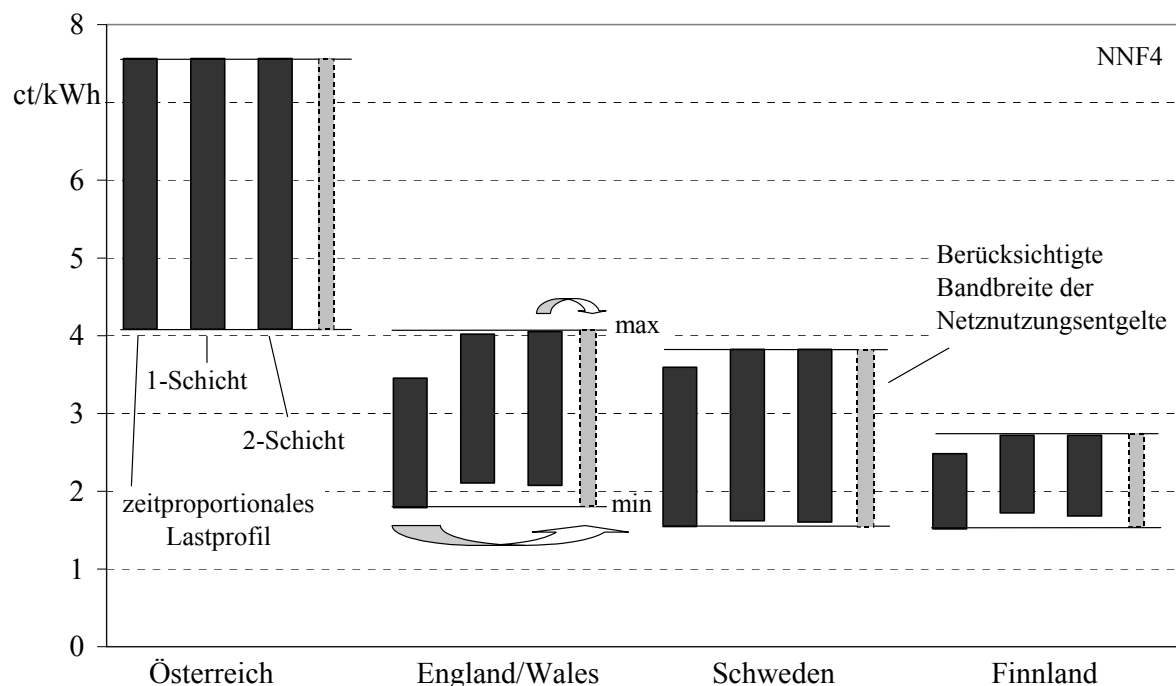


Bild 4.5: Netzentgelt bei Variation des Belastungsprofils für Niederspannungsgewerbekunden ohne Leistungsmessung mit 30 MWh/a Energieverbrauch (NNF 4; für England/Wales, Schweden und Finnland nur Verbraucheranteil¹⁷)

Wohnungstyp und Anschlussgröße

In **England/Wales**, **Schweden** und **Finnland** werden die Netzentgelte für Haushaltskunden nach dem Wohnungstyp (Appartement/Einfamilienhaus bzw. ein-/dreiphasiger Anschluss), in Schweden darüber hinaus bei Einfamilienhäusern noch nach der Größe der Anschlussicherung differenziert. Die quantitative Analyse zeigt, dass der Wohnungstyp insbesondere in Schweden einen erheblichen Einfluss auf die Entgelthöhe haben kann (Bild 4.6). Dies gilt auch für die Anschlussgröße, die vor allem das Maximum der für Schweden analysierten Entgelte beeinflusst (Bild 4.7).

¹⁷ Um eine klarere Darstellung der Entgeltdifferenzen zwischen den einzelnen Varianten zu erhalten, haben wir hier wie auch bei den folgenden Auswertungen der Voranalyse auf die Wiedergabe der erzeugerseitigen Entgeltbandbreiten verzichtet. Die absoluten Entgelthöhen stimmen daher nicht mit denen des eigentlichen Entgeltvergleichs in Abschnitt 4.3.3 überein.

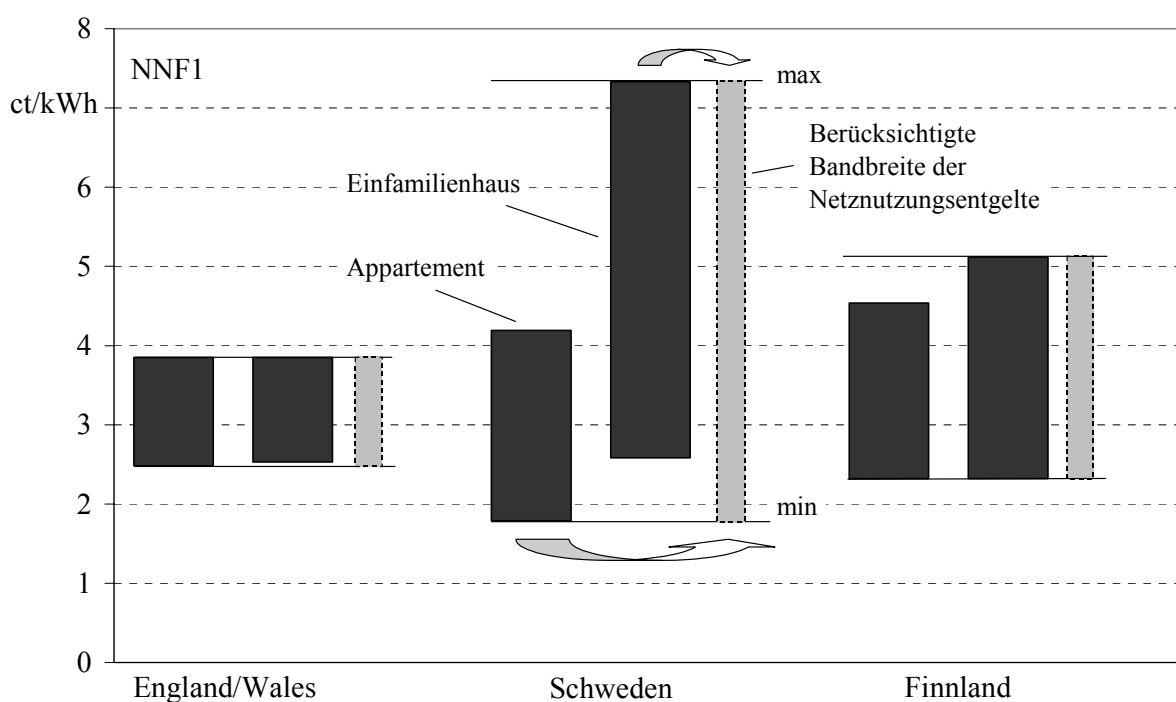


Bild 4.6: Netzentgelt (jeweils nur Verbraucheranteil) für Niederspannungs-Haushaltskunden mit 3500 kWh/a Energieverbrauch (NNF 1) bei unterschiedlichen Wohnungstypen (Appartement/Einfamilienhaus)

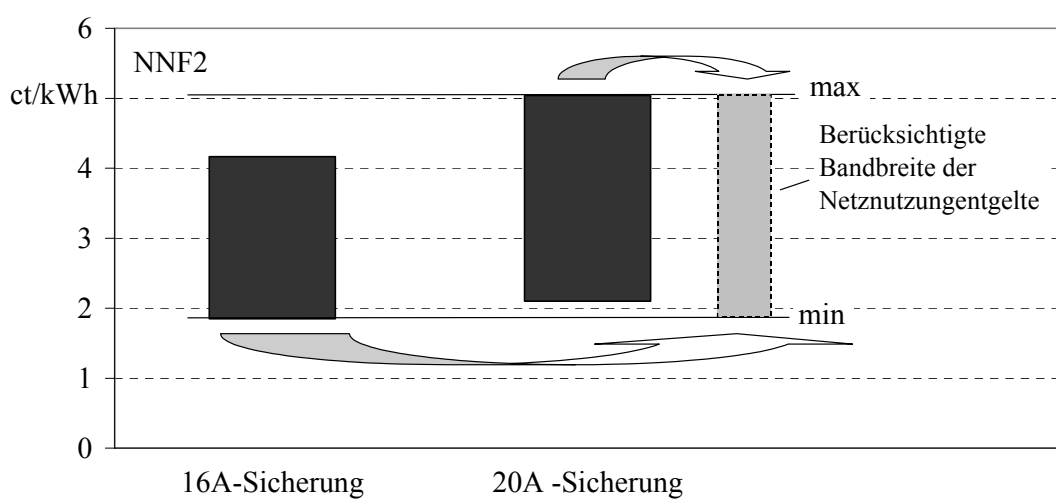


Bild 4.7: Netznutzungsentgelt (Verbraucheranteil) in Schweden für Haushaltskunden mit 16-A- oder 20-A-Sicherung mit 9600 kWh/a Energieverbrauch (NNF 2)

Da sich die starke Aufweitung der Entgeltbandbreite auf ein einzelnes Land beschränkt, erscheint eine generelle Betrachtung unterschiedlicher Varianten im internationalen Entgeltvergleich jedoch nicht gerechtfertigt. Statt dessen werden Wohnungstyp und Anschlussgröße analog zu den Belastungsprofilen in die normalen Entgeltbandbreiten der drei betroffenen Länder integriert.

Zeitpunkt der Jahreshöchstlast

In **Schweden** hängt die Entgelthöhe für leistungsgemessene Kunden von der Höchstlast in zwei Zeitzonen (Winter und übrige Zeit) ab. Nimmt man beispielhaft an, dass die Jahreshöchstlast außerhalb des Winters auftritt und um 25 % über der Winterhöchstlast liegt, so können sich je nach Netznutzungsfall Entgeltdifferenzen von bis zu 10 %, in Einzelfällen von bis zu 15 % ergeben, verglichen mit dem Fall, dass die Jahresspitze im Winter auftritt. Wir halten jedoch Verbraucher, deren Jahreshöchstlast signifikant über der Winterspitze liegt, für seltene Ausnahmefälle und gehen daher beim weiteren Entgeltvergleich von einem Zusammenfallen von Winter- und Jahreshöchstlast aus.

Verhältnis zwischen Monats- und Jahreshöchstlasten

Bei leistungsgemessenen Kunden wird in **Österreich** der leistungsbezogene Anteil des Netzentgelts nicht auf Basis der Jahreshöchstlast, sondern der durchschnittlichen Monatshöchstlast ermittelt. Liegt diese beispielsweise bei 85 % der Jahreshöchstlast, ergeben sich im Vergleich zur 100-%-Variante (d. h. 12 gleiche Monatsmaxima) je nach Netznutzungsfall um 2 bis 8,5 % verringerte Entgelte.

Geht man vom Grundprinzip unserer Untersuchung aus, Entgeltbandbreiten für angemessen breite Kundenspektren zu vergleichen, so lässt sich allerdings für das Verhältnis von durchschnittlicher Monats- zu Jahreshöchstlast kein plausibler Extremwert unterhalb von 100 % markieren, zumal Gewerbe- und Industriekunden – es geht ja hier ausschließlich um Abnahme mit Leistungsmessung – stärker als etwa Haushaltskunden zu einer im Jahresverlauf gleichmäßigen Belastung tendieren. Daher wird im Folgenden die Gleichheit aller Monatshöchstlasten angenommen.

4.3.3 Internationaler Entgeltvergleich

Darstellungsweise der Ergebnisse

Wie in Abschnitt 4.1.2 erläutert, kann in den Ländern, in denen eine G-Komponente (d. h. ein erzeugungsseitiges Netznutzungsentgelt) erhoben wird, diese in sinnvoller Weise nur als Bandbreite angegeben werden, die zum verbrauchsseitigen Entgelt als mit Unsicherheit behafteter Zuschlag addiert wird. Gleichfalls geben wir, um verzerrte Bewertungen aufgrund unangemessener Mittelwertbildung über mehrere Netzbetreiber zu vermeiden, auch die verbrauchsseitigen Entgelte (L-Komponente) in Form von Bandbreiten an (vgl. Abschnitt 2.2). Aus der Kombination je zweier Extremwerte für G- und L-Komponente ergeben sich somit für England/Wales und Schweden jeweils 4 Entgelthöhen, die im Ländervergleich in der in Bild 4.8 (mittlere Säule) gezeigten Weise dargestellt werden. (Die G-Komponente in Finnland ist nicht ortsabhängig, so dass sich in diesem Fall keine Bandbreite, sondern ein fester Zuschlag zu den Verbraucherentgelten ergibt.) Es ist zu beachten, dass in beiden Ländern die G-Komponenten sowohl positiv als auch negativ sein können, so dass die Extremwerte der rein verbrauchsseitigen Entgelte stets innerhalb der schraffierten Spannen liegen.

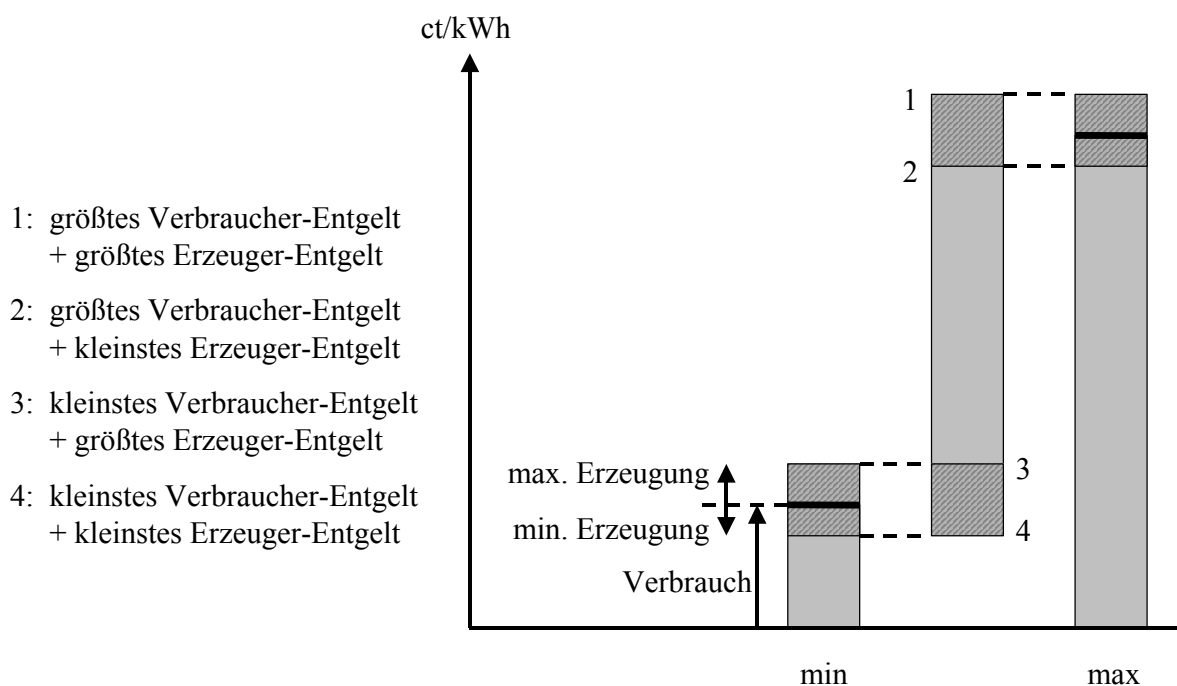


Bild 4.8: Darstellungsform der länderspezifischen Entgeltbandbreiten für den Vergleich der Netznutzungsfälle

Nicht leistungsgemessene Kunden (NNF 1 bis 4)

Für den in Deutschland durchschnittlichen, insbesondere in den skandinavischen Ländern jedoch untypisch niedrigen Haushaltsverbrauch von 3500 kWh/a ergeben sich für Deutschland und Österreich ähnliche Entgeltspannen (Bild 4.9). Die Entgelte in England/Wales und Finnland sind deutlich niedriger; sowohl maximales als auch minimales Entgelt liegen hier um ca. 50 % unter den entsprechenden deutschen Werten. Bei Schweden fällt die große Bandbreite auf; so sind die Entgelte hier zwar tendenziell, je nach Netzbetreiber aber nicht generell niedriger als in Deutschland oder Österreich.

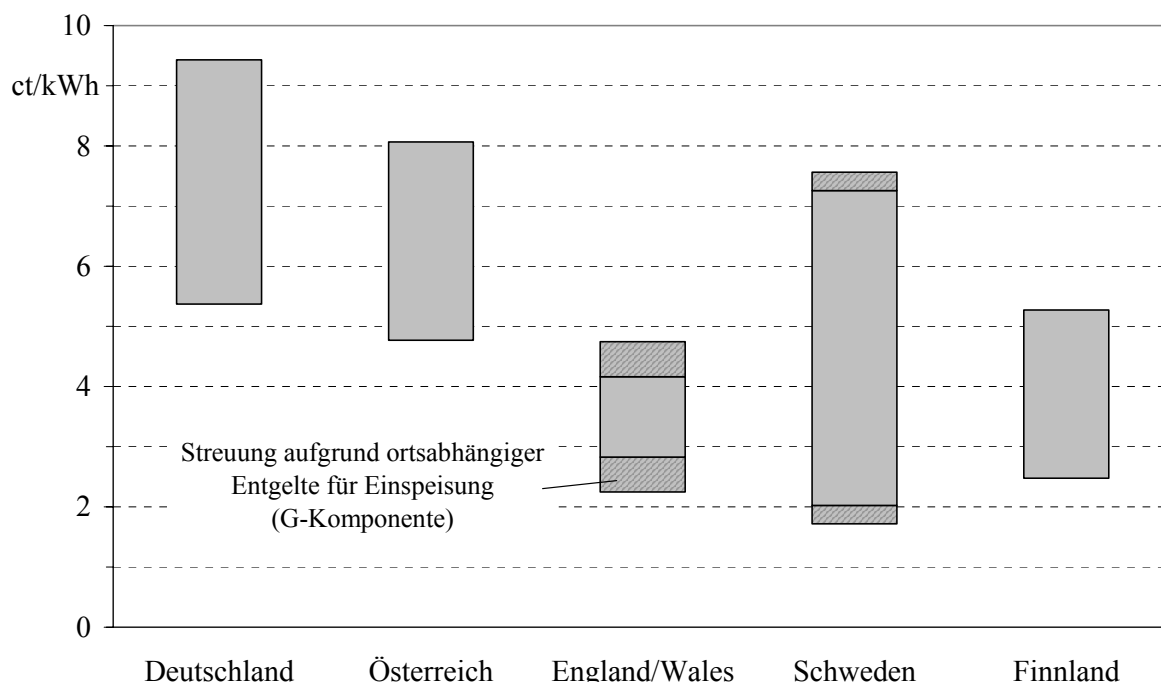


Bild 4.9: Bandbreite der Netznutzungsentgelte für Niederspannungskunden ohne Leistungsmessung mit 3500 kWh/a Energieverbrauch (NNF 1)

Die Ursache für diese große Bandbreite liegt in der Entgeltstruktur. Während der günstigste schwedische Netzbetreiber ausschließlich einen Arbeitspreis erhebt, ist das maximale Entgelt in Schweden von dem in diesem Fall zu zahlenden hohen Grundpreis dominiert (Bild 4.10). Auch in Finnland zeigt sich dieser strukturelle Unterschied, jedoch in geringerem Umfang. Dagegen sind in den übrigen Ländern die landesinternen Entgeltspannen im Wesentlichen durch Differenzen der Arbeitspreise bedingt.

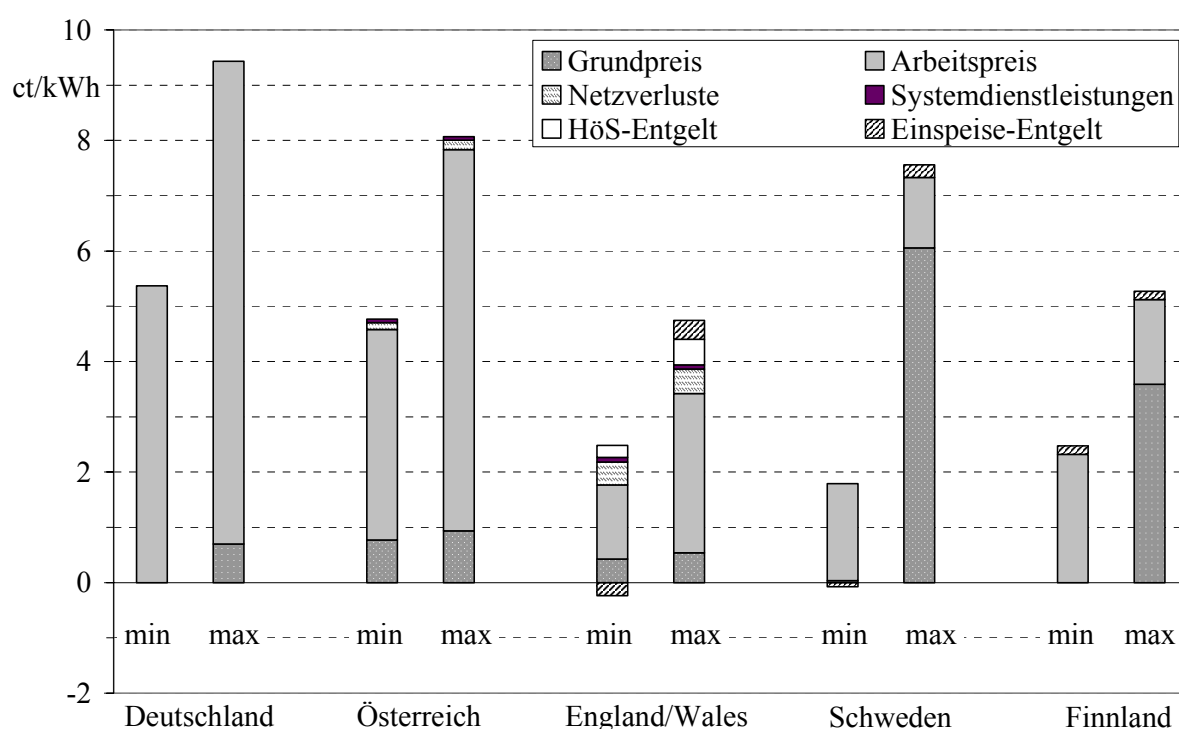


Bild 4.10: Zusammensetzung der minimalen und maximalen Netznutzungsentgelte für Niederspannungskunden ohne Leistungsmessung mit 3500 kWh/a Energieverbrauch (NNF 1)

Aufgrund dieser unterschiedlichen Entgeltstrukturen ergibt sich für den Netznutzungsfall 2 – durchschnittlicher Verbrauch eines schwedischen Haushalts von 9600 kWh/a – eine veränderte Aussage. Durch die bei höherer Energieabnahme geringere Bedeutung von Grundpreisen verringert sich die Streuung der schwedischen und auch finnischen Netzentgelte erheblich, während die österreichischen und vor allem die deutschen Werte aufgrund der Arbeitspreisdominanz praktisch identisch mit NNF 1 bleiben. Dies hat zur Folge, dass sich nun auch zwischen deutschen und schwedischen Entgelten praktisch keine Überlappung mehr ergibt (Bild 4.11). Bereits hier zeigt sich, dass die ausschließliche Betrachtung eines einzelnen, nicht in jedem Land gleichermaßen typischen Netznutzungsfalls irreführend sein kann. Dabei kann keiner der beiden Fälle NNF 1 und NNF 2 grundsätzlich als sinnvoller bezeichnet werden. Die Frage, ob beispielsweise die Netznutzungsentgelte in Schweden lediglich tendenziell oder durchgängig niedriger sind als in Deutschland, bleibt also noch unbeantwortet.

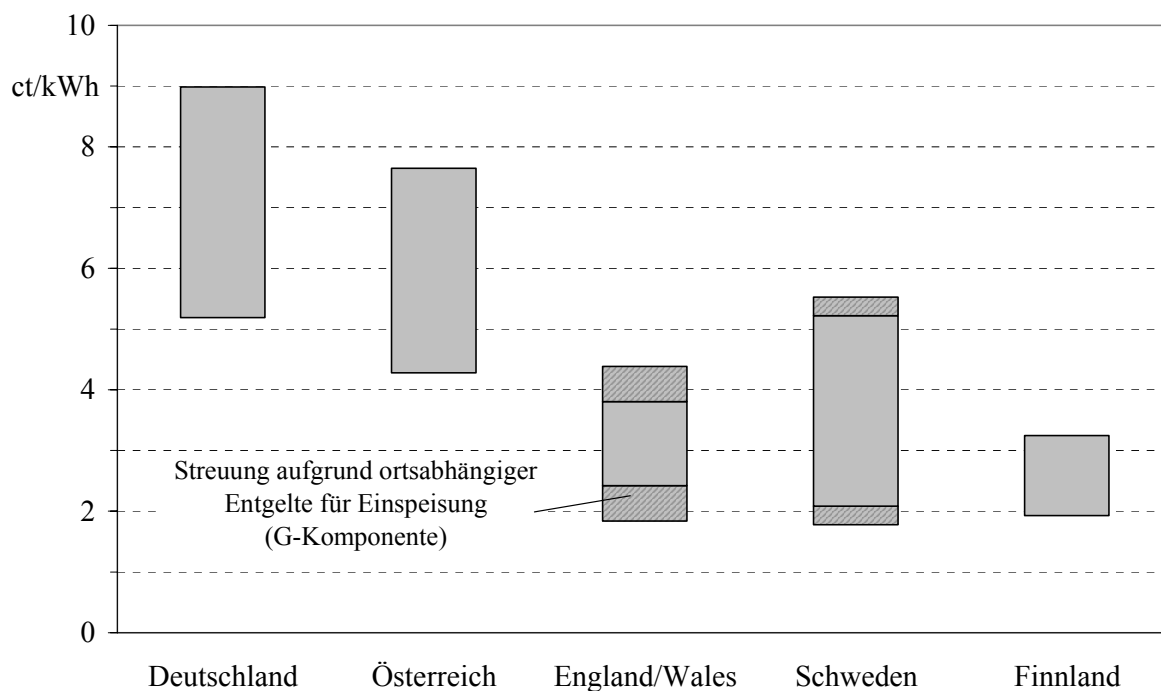


Bild 4.11: Bandbreite der Netznutzungsentgelte für Niederspannungskunden ohne Leistungsmessung mit 9600 kWh/a Energieverbrauch (NNF2)

Zur weiteren Analyse dieser Frage werden nun anstatt gleicher Jahresenergieverbräuche gleiche Nutzerarten angenommen. In Bild 4.12 sind die Entgelte für die je Land durchschnittlichen Haushaltsverbraucher (NNF 3) dargestellt. Der Abstand zwischen schwedischen, finnischen und englisch/walisischen Entgelten einerseits und deutschen sowie österreichischen andererseits nimmt hierdurch gegenüber NNF 2 nochmals leicht zu.

Auch aus diesem Ergebnis darf aber nicht gefolgert werden, dass der Netzzugang in Schweden, Finnland und England/Wales generell preisgünstiger ist als in Deutschland, denn bisher wurden nur die auf den jeweiligen Gesamtverbrauch bezogenen Netznutzungsentgelte in der Einheit ct/kWh verglichen. Ermittelt man für NNF 3 hingegen die absoluten Entgelte in € pro Haushalt und Jahr (Bild 4.13), so stellt sich heraus, dass Haushalte in Schweden aufgrund ihres hohen Stromverbrauchs tendenziell spürbar höhere Netznutzungsentgelte zahlen als in allen übrigen betrachteten Ländern. Auch in Finnland weist die Bandbreite der absoluten jährlichen Entgelte zumindest starke Überlappungen mit der deutschen und – weniger deutlich – der österreichischen auf.

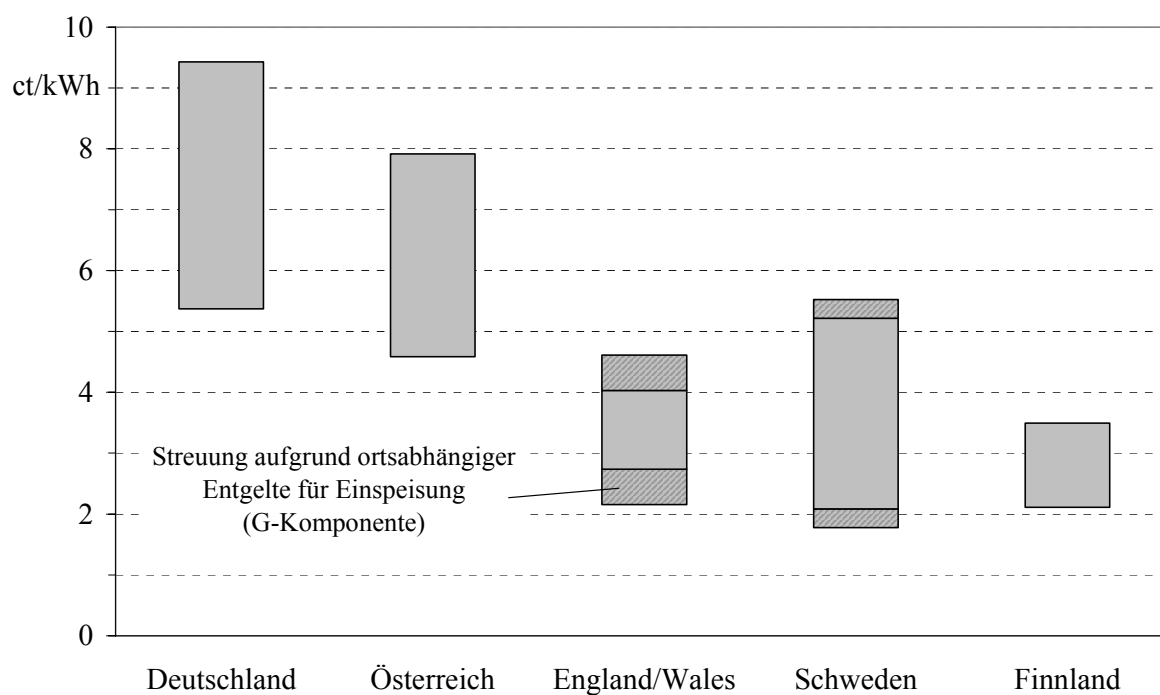


Bild 4.12: Bandbreite der Netznutzungsentgelte für Niederspannungskunden ohne Leistungsmessung mit jeweils landestypischem Haushaltsverbrauch (NNF3)

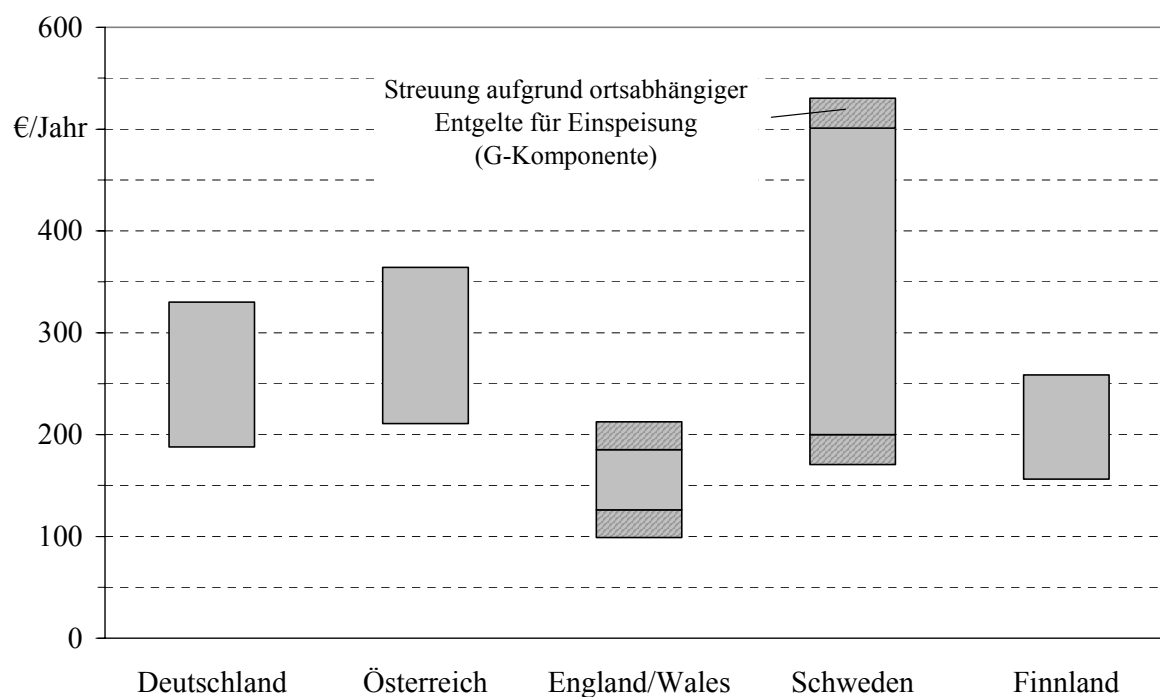


Bild 4.13: Bandbreite der absoluten jährlichen Netznutzungsentgelte für Niederspannungskunden ohne Leistungsmessung mit jeweils landestypischem Haushaltsverbrauch (NNF 3)

Diese je nach Bezugsgröße (Jahres- oder kWh-Entgelte) deutlich gegenläufigen Tendenzen können darauf zurückgeführt werden, dass die Netzkosten insbesondere in der Niederspannungsebene keineswegs – wie häufig angenommen – überwiegend proportional zur Gesamtlast in dieser Ebene sind, sondern auch sehr stark von der räumlichen Verteilung und Höhe der Einzellasten abhängen. Dies lässt sich durch Entwurf von Modellnetzen für unterschiedliche Laststrukturen demonstrieren. Eine hierzu geeignete Methodik sowie entsprechende Analysen werden in Abschnitt 5.1 vorgestellt.

Für den Nutzungsfall 4 des Gewerbekunden ohne Leistungsmessung stellt sich das Vergleichsergebnis ähnlich wie für NNF 2 dar (Bild 4.14). Auffälligster Unterschied ist die nun nochmals deutlich geringere Streuung der schwedischen Entgelte, da zum einen aufgrund der höheren Energieabnahme von 30 MWh/a der Einfluss der Grundpreise weiter zurücktritt und zum anderen bei diesem Kundentyp keine Differenzierung nach Ein- und Mehrfamilienhaus mehr durchgeführt wird. In der Folge sind für diesen Nutzungsfall die Entgelte in Finnland, Schweden und England/Wales durchgängig niedriger als in Deutschland und – von marginaler Überlappung mit den englisch/walisischen Entgelten abgesehen – auch in Österreich.

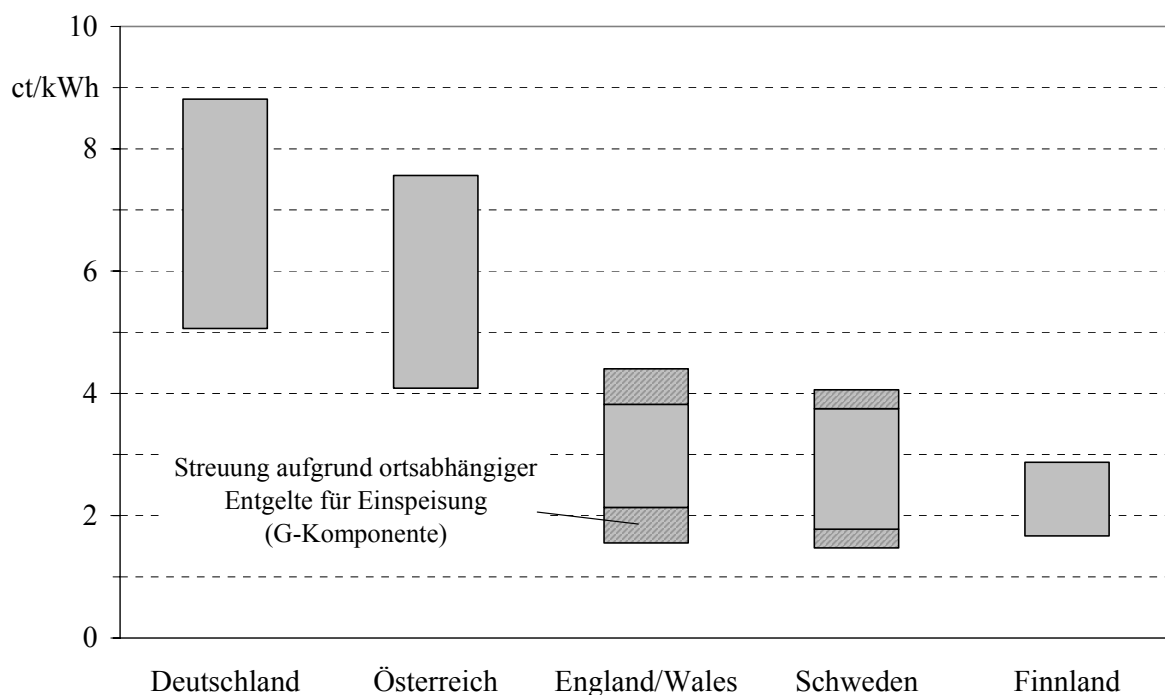


Bild 4.14: Bandbreite der Netznutzungsentgelte für Niederspannungskunden ohne Leistungsmessung mit 30 MWh/a Energieverbrauch (NNF 4)

Leistungsgemessene Kunden (NNF 5 bis 11)

Für leistungsgemessene Kunden der Niederspannungsebene (NNF 5) ergeben sich in England/Wales, Schweden und Finnland einander ähnliche Entgeltspannen auf fast identischem, niedrigem Niveau, zumindest für die relativ hohe Benutzungsdauer von 4000 h/a (Bild 4.15). Die Entgelte in Österreich liegen durchgängig über diesen Werten, während in Deutschland zumindest die niedrigsten Entgelte in die Bandbreite der drei Länder mit günstigen Entgelten fallen. Auffallend ist bei diesem Nutzungsfall ferner die in England/Wales bereits in dieser Netzebene starke Streuung aufgrund der ortsabhängigen G-Komponente.

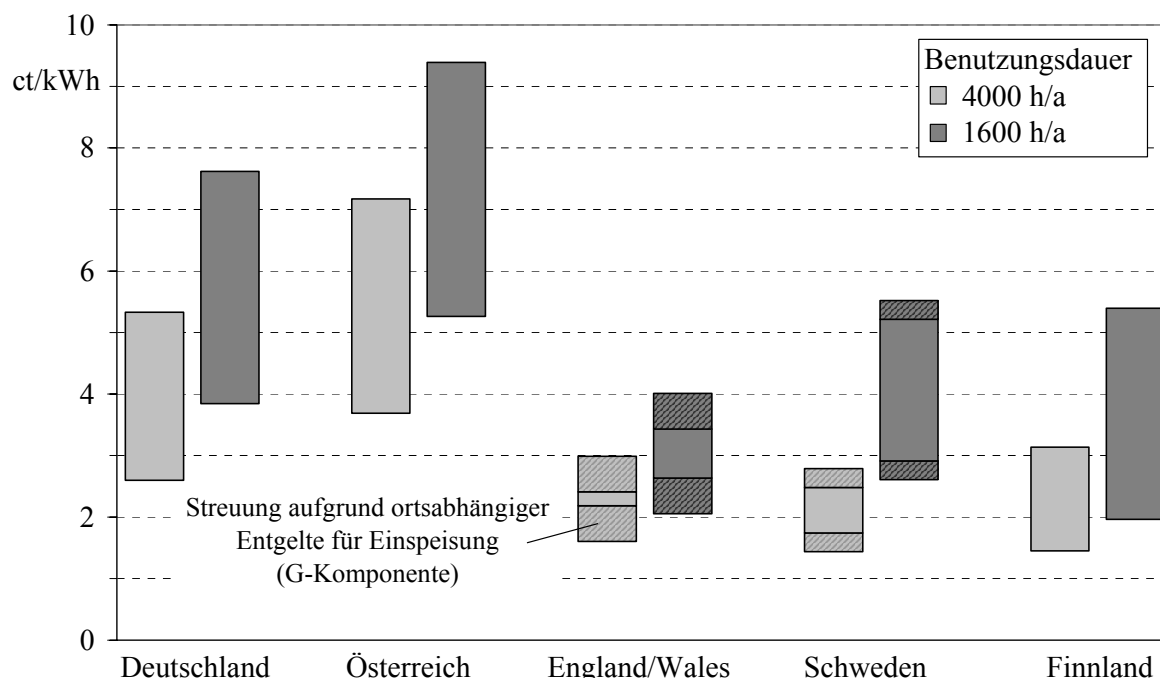


Bild 4.15: Bandbreite der Netznutzungsentgelte für Niederspannungskunden mit Leistungsmessung mit 120 MWh/a Energieverbrauch (NNF 5)

Setzt man bei gleichem Jahresverbrauch eine geringere Benutzungsdauer von 1600 h/a an, sind die relativen Entgeltanstiege in Schweden und Finnland am größten, wodurch sich eine stärkere Überlappung mit der Spanne der deutschen Entgelte ergibt. Die Entgelte in Österreich liegen jedoch auch in diesem Fall durchweg über den schwedischen, finnischen und englisch/walisischen. Der je Land unterschiedlich starke Einfluss der Benutzungsdauer auf Entgelthöhen und -bandbreiten ist abermals auf die Unterschiede der Entgeltstrukturen zurückzuführen, die in Bild 4.16 für 4000 h/a dargestellt sind.

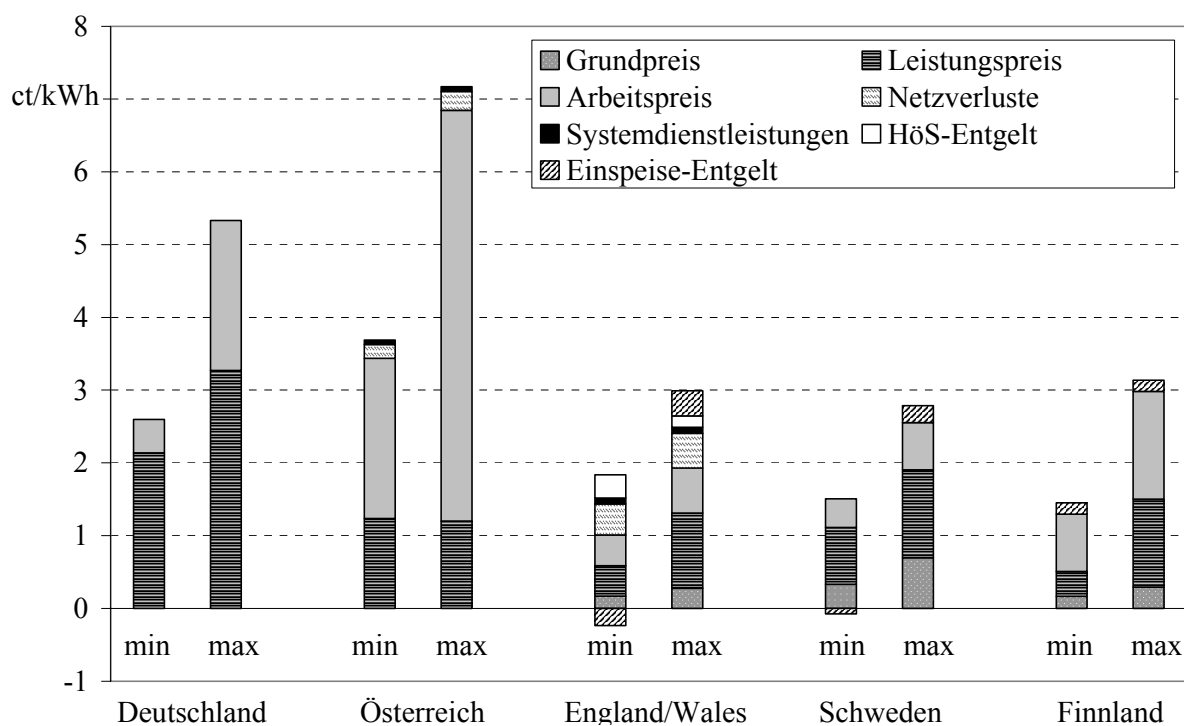


Bild 4.16: Zusammensetzung der minimalen und maximalen Netznutzungsentgelte für Niederspannungs-Gewerbekunden mit Leistungsmessung mit 120 MWh/a Energieverbrauch und 4000 Benutzungsstunden pro Jahr (NNF 5)

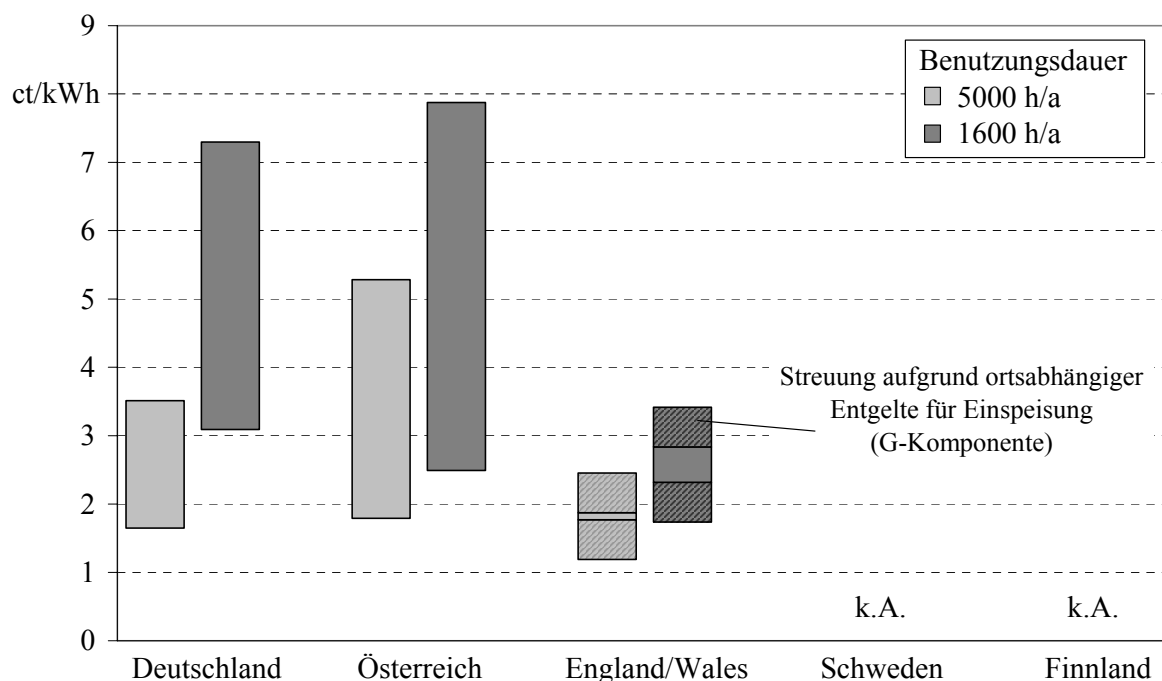


Bild 4.17: Bandbreite der Netznutzungsentgelte für Umspannungskunden Mittel-/ Niederspannung mit Leistungsmessung mit 1000 MWh/a Energieverbrauch (NNF 6)

Für Kunden mit Direktanschluss an Umspannstationen Mittel-/Niederspannung werden Tarife nur in Deutschland, Österreich und England/Wales veröffentlicht. Im Vergleich (Bild 4.17) ergibt sich für eine hohe Benutzungsdauer eine relativ starke Überlappung der Entgeltbandbreiten. Bei niedriger Benutzungsdauer weisen Deutschland und Österreich eine große Streuung der Entgelte auf, die allerdings in beiden Ländern fast durchweg über denen in England/Wales liegen.

Die Tendenz zu einer stärkeren Angleichung der Entgeltspannen setzt sich in der Mittelspannungsebene fort (Bild 4.18). Während sich hier bei hoher Benutzungsdauer in Deutschland und vor allem in Österreich zumindest tendenziell noch leicht höhere Entgelte als in den übrigen Ländern erkennen lassen, sind bei niedriger Benutzungsdauer zumindest zu Schweden und Finnland keine signifikanten Unterschiede mehr vorhanden. In Schweden ist dabei ein überdurchschnittlicher Anstieg der Entgeltstreuung zu verzeichnen, der sich bei einer Analyse der Entgeltstrukturen (Bild 4.19) auf den dort vergleichsweise großen Anteil des Leistungspreises zurückführen lässt.

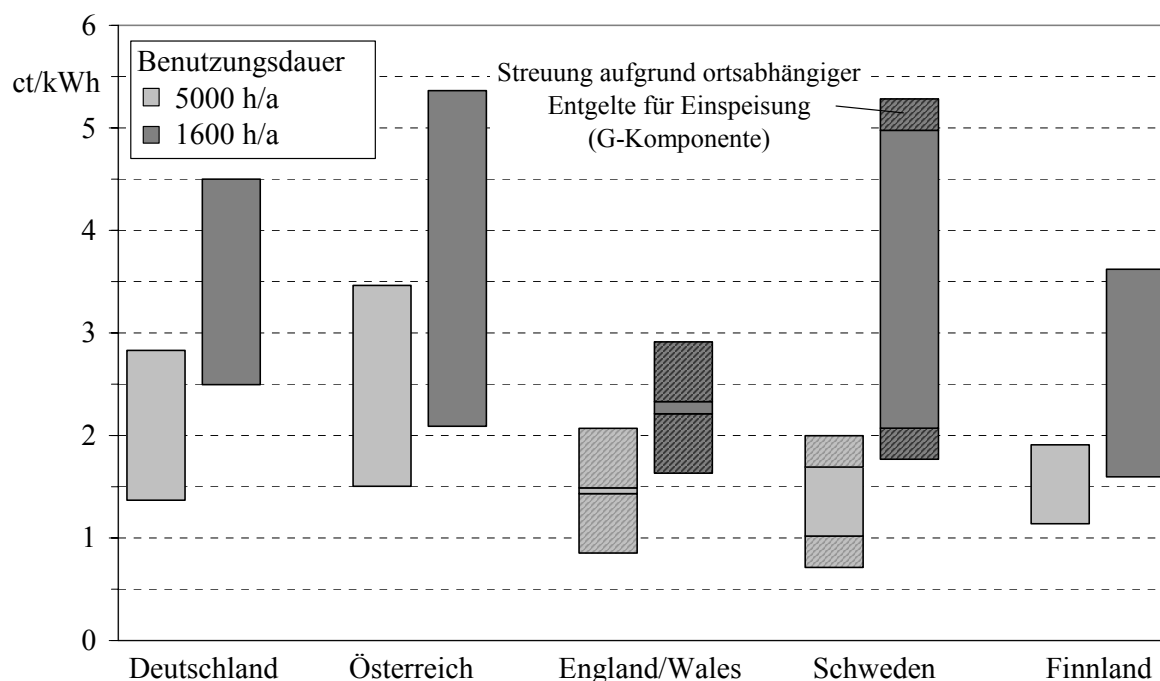


Bild 4.18: Bandbreite der Netznutzungsentgelte für Mittelspannungskunden mit 5000 MWh/a Energieverbrauch (NNF 7)

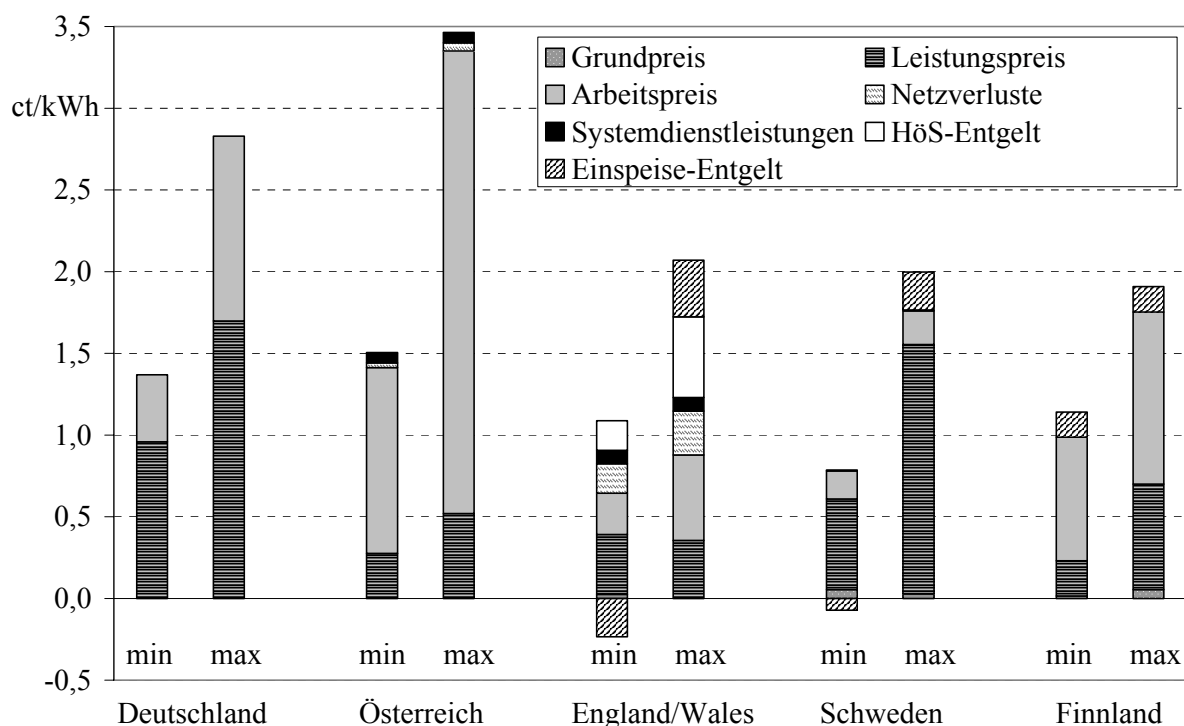


Bild 4.19: Zusammensetzung der minimalen und maximalen Netznutzungsentgelte für Mittelspannungskunden mit 5000 MWh/a Energieverbrauch und 5000 Benutzungsstunden pro Jahr (NNF 7)

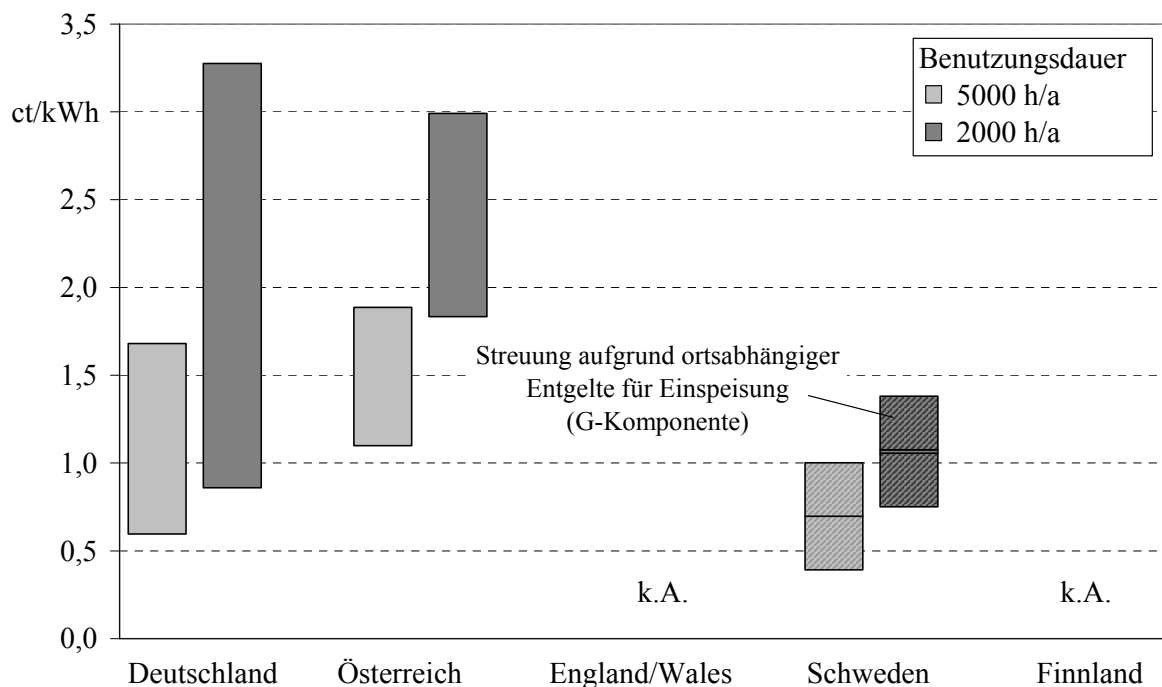


Bild 4.20: Bandbreite der Netznutzungsentgelte für Umspannungskunden Hoch-/ Mittelspannung mit 40 000 MWh/a Energieverbrauch (NNF 8)

Tarife für Kunden an Umspannstationen zwischen Hoch- und Mittelspannung (NNF 8) sind lediglich für Deutschland, Österreich und Schweden verfügbar, in Schweden jedoch nur für wenige Netzbetreiber, so dass die dortige Bandbreite nicht repräsentativ sein dürfte. Zwischen Deutschland und Österreich zeigen sich nur geringe Unterschiede, die insbesondere bei niedriger Benutzungsdauer von der recht großen Streuung überdeckt werden (Bild 4.20).

In der Hochspannungsebene (NNF 9) ergibt sich für eine Benutzungsdauer von 5000 h/a eine relativ klare Zweiteilung zwischen Deutschland und Österreich einerseits und Schweden und Finnland mit tendenziell niedrigeren Entgelten andererseits (Bild 4.21). In ähnlichem, jedoch nicht ganz so starkem Umfang wie in der Mittelspannungsebene (NNF 7) führt auch hier die Absenkung der Benutzungsdauer zu einer Annäherung der Entgeltbandbreiten. (In England/Wales werden keine Hochspannungsentgelte veröffentlicht.)

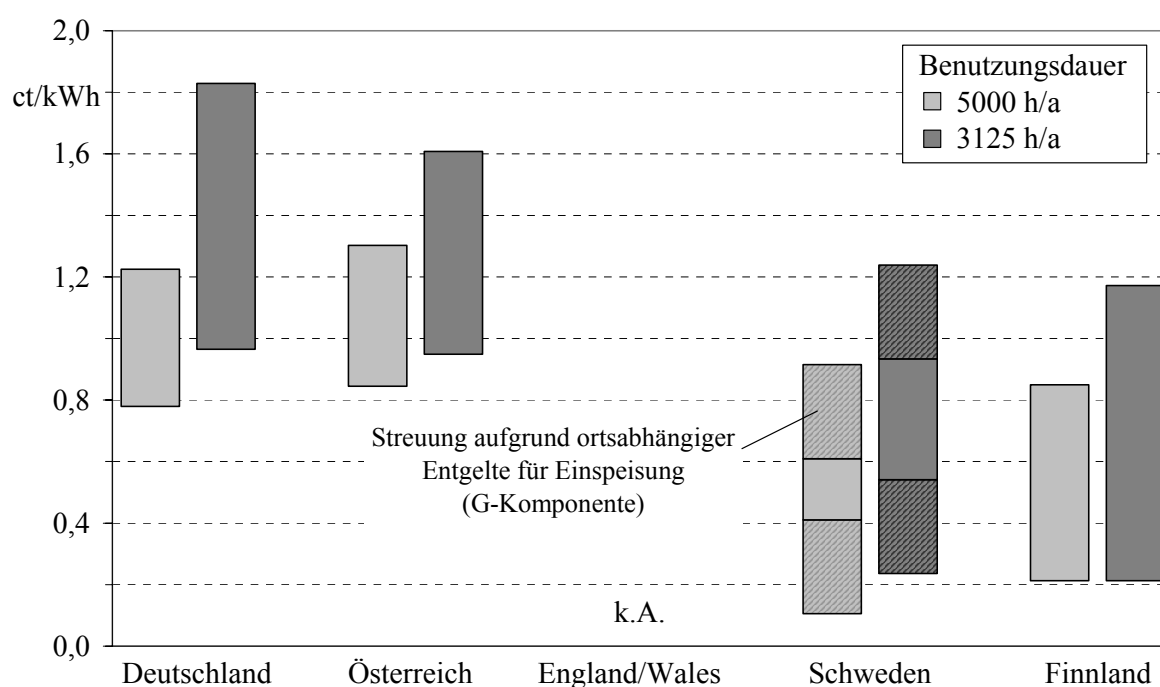


Bild 4.21: Bandbreite der Netznutzungsentgelte für Hochspannungskunden mit 100 000 MWh/a Energieverbrauch (NNF 9)

Für Kunden mit Anschluss an Umspannstationen zwischen Höchst- und Hochspannungsnetz werden nur in Deutschland und Österreich Tarife veröffentlicht. Es ergeben sich für eine Be-

nutzungsdauer von 6000 h/a in Deutschland überwiegend geringere Entgelte, während sich bei 4000 h/a die Bandbreiten praktisch voll überlappen (Bild 4.22).

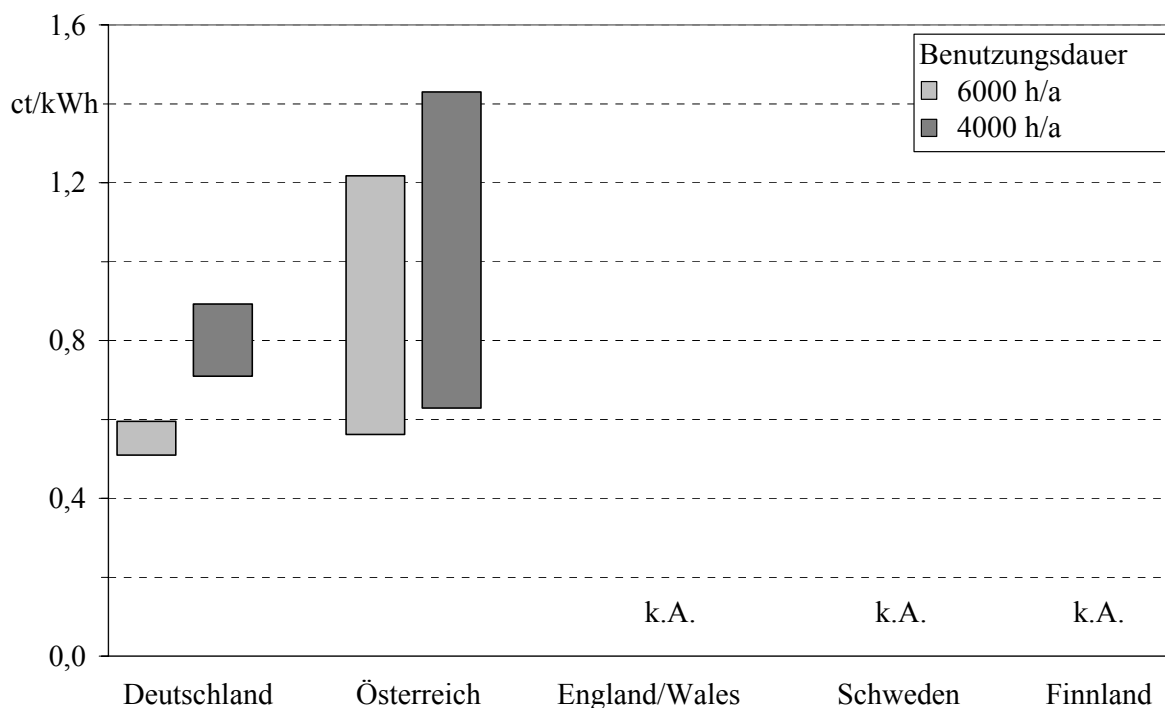


Bild 4.22: Bandbreite der Netznutzungsentgelte für Umspannungskunden Höchst-/ Hochspannung mit 300 000 MWh/a Energieverbrauch (NNF 10)

Die Entgeltspannen der Höchstspannungsebene (NNF 11) werden in England/Wales vollständig und in Schweden fast vollständig von der Streuung der ortsabhängigen G-Komponente bestimmt. Speziell für England/Wales lässt die große Streuung einen Vergleich mit den übrigen Ländern kaum noch zu. In Schweden ist jedoch auch die maximale Entgelthöhe zumindest für eine hohe Benutzungsdauer niedriger als sämtliche Entgelte der finnischen, deutschen und österreichischen Übertragungsnetzbetreiber. Während die deutschen Entgelte bei hoher Benutzungsdauer deutlich niedriger als die österreichischen und kaum höher als die finnischen sind, nähern sie sich bei geringer Benutzungsdauer den österreichischen an (Bild 4.23).

Vergleicht man die Höchstspannungsentgelte nicht nur zwischen den Ländern, sondern auch mit den im Mittelpunkt dieses Berichts stehenden Mittel- und Niederspannungsentgelten, so zeigt sich, dass sie aufgrund ihrer geringen absoluten Differenzen keine Erklärung für die im Verteilnetz beobachteten Entgelt-Relationen zwischen den Ländern liefern. Entgeltdifferen-

zen in den Verteilungsebenen können also nicht durch weitergewälzte Differenzen von Übertragungsnetzentgelten erklärt werden. Damit ist im übrigen auch gezeigt, dass die Unsicherheit hinsichtlich der Kosten und Erlöse im Zusammenhang mit Regelleistung (s. Abschnitt 3.1.2, S. 17), die sich ja ausschließlich auf die Übertragungsnetzbetreiber bezieht, für den Vergleich der Verteilnetzentgelte relativ unbedeutend ist.

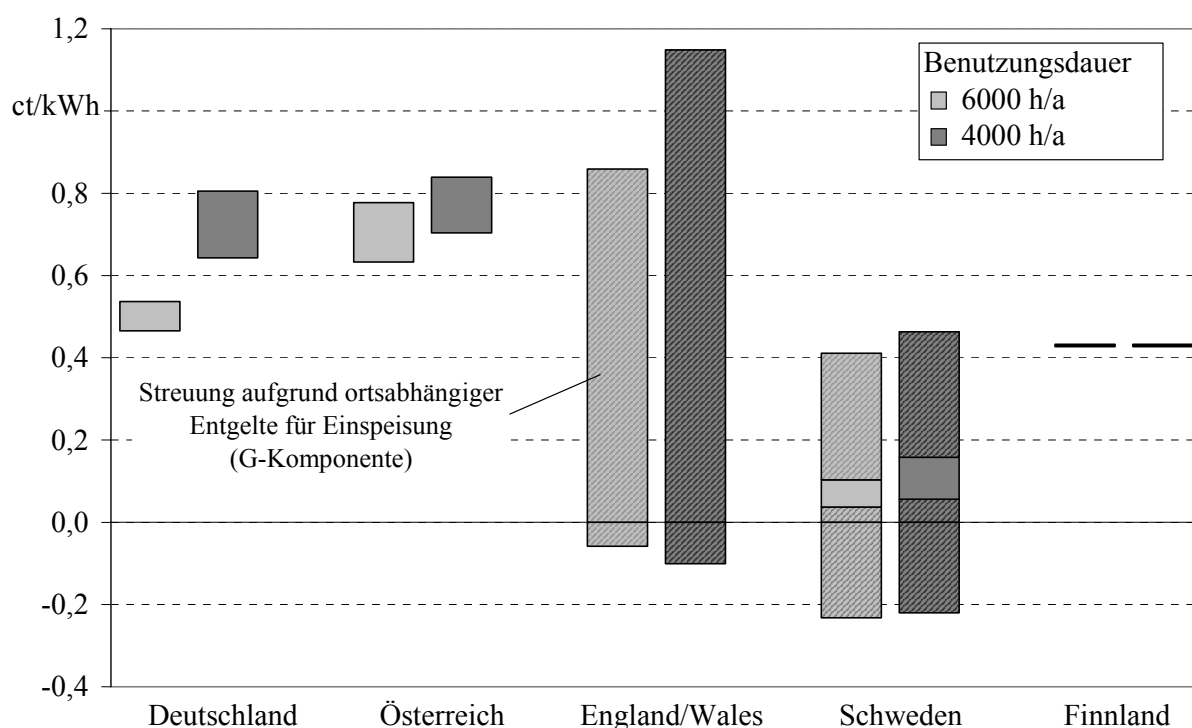


Bild 4.23: Bandbreite der Netznutzungsentgelte für Umspannungskunden Höchst-/ Hochspannung mit 600 000 MWh/a Energieverbrauch (NNF 11)

Zusammenfassende Auswertung des Entgeltvergleichs

Die vergleichende Analyse der Netznutzungsentgelte über alle Netzebenen führt zu folgenden Erkenntnissen:

- Für Niederspannungskunden ohne Leistungsmessung ergeben sich in Finnland und England/Wales ähnliche Bandbreiten der auf den Jahresverbrauch der jeweiligen Kunden bezogenen (d. h. in ct/kWh angegebenen) Netzentgelte, die durchweg unterhalb der deutschen und österreichischen – untereinander ebenfalls ähnlichen – Werte liegen. Sowohl die Maximal- als auch die Minimalentgelte weisen dabei zwischen England/Wales bzw. Finn-

land einerseits und Deutschland bzw. Österreich andererseits Differenzen von ca. 2,5-4,5 ct/kWh bzw. relative Unterschiede um den Faktor 2 bis 3 auf. Die schwedischen Entgelte haben, bedingt durch ihre Struktur (z. T. hohe Grundpreise, Unterscheidung nach Wohnungstyp und Anschlusssicherung), eine große Streuung, die jedoch bei höheren Jahresverbräuchen abnimmt, wodurch sich das Entgeltniveau dem in Finnland und England/Wales annähert.

Vergleicht man dagegen die absolute (in €/a angegebene) Netzentgeltbelastung landestypischer Haushaltskunden, rücken die Länder deutlich näher zusammen. In Schweden zahlt der Haushaltskunde bei dieser Betrachtung z. T. sogar deutlich mehr als in allen übrigen Ländern.

- Bei leistungsgemessenen Niederspannungskunden liegen die Entgeltbandbreiten der Länder näher zusammen als bei den Kunden ohne Leistungsmessung. Insbesondere weist die Bandbreite der deutschen Entgelte deutliche Überlappungen mit denen in England/Wales, Schweden und Finnland auf, liegt tendenziell aber dennoch höher, und zwar bei den Minimalwerten um ca. 1 ct/kWh und bei den Maximalwerten um 2-2,5 ct/kWh. Die österreichische Entgeltbandbreite liegt allerdings nochmals um etwa denselben Betrag höher als die deutsche.
- Die Ergebnisse für die Mittelspannungsebene ähneln hinsichtlich der Rangfolge der Länder denen für leistungsgemessene Niederspannungskunden. Allerdings sind die Unterschiede hier aufgrund noch deutlicherer Überlappung der Entgeltspannen weniger signifikant.
- Niedrigere Benutzungsdauern bewirken bei allen leistungsgemessenen Kundengruppen eine stärkere Angleichung der Entgeltspannen unter den Ländern. Dies führt insbesondere in der Nieder- und Mittelspannungsebene zu starken Überlappungen, so dass vor allem die schwedischen und finnischen Entgelte auch bei Bezug auf den Jahresverbrauch nicht mehr generell niedriger sind als die deutschen und in der Mittelspannungsebene auch nicht niedriger als die österreichischen.
- Die Zusammenstellung der Entgeltbandbreiten für die wesentlichen Netznutzungsfälle sowie für die je Nutzungsfall höchste untersuchte Benutzungsdauer (Bild 4.24) verdeutlicht die generelle Beobachtung relativ niedriger, einander ähnlicher Entgelte in England/Wales und Finnland gegenüber höheren, aber untereinander wiederum ähnlichen Entgelten in Deutschland und Österreich. Auch Schweden hat tendenziell niedrige Entgelte, weist je-

doch z. T. erhebliche Bandbreiten auf. Die – auch relativ – größten Entgeltunterschiede sind in der Niederspannungsebene zu beobachten.

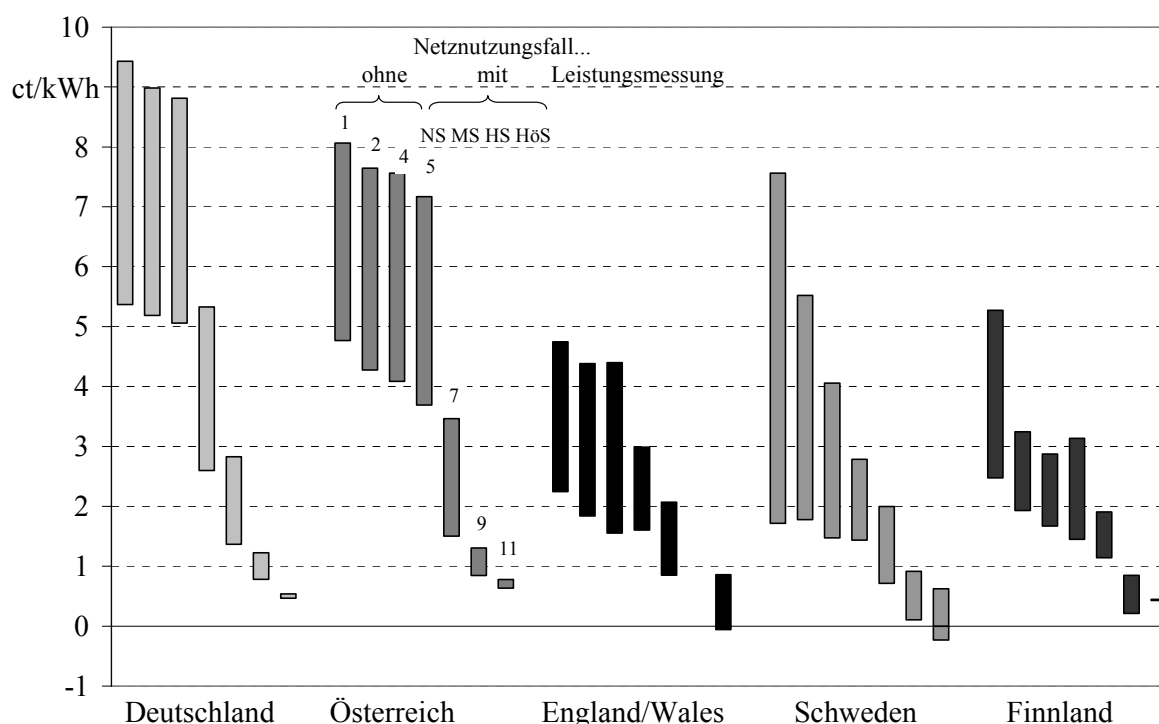


Bild 4.24: Überblick über die Netznutzungsentgelt-Bandbreite (jeweils höchste untersuchte Benutzungsdauer) für die wesentlichen Netznutzungsfälle

- Speziell die detaillierte Analyse der Niederspannungs-Entgelte über fünf Netznutzungsfälle zeigt aber auch die generelle Schwierigkeit eines Entgeltvergleichs auf Basis charakteristischer Nutzungsfälle auf. Zwar lässt sich ein allgemein niedrigeres Entgeltniveau in England/Wales und Finnland als in Deutschland und Österreich feststellen; die großen Bandbreiten innerhalb der einzelnen Länder sowie die Unkenntnis der jeweiligen Kundenstrukturen – sowohl hinsichtlich der Verbrauchsmengen als auch der Anteile von leistungsgemessenen und nicht leistungsgemessenen Kunden – erlauben es jedoch nicht, einen Prozentsatz zu bestimmen oder auch nur abzuschätzen, um den die Nutzung des Niederspannungsnetzes (bezogen auf die Energieabgabe oder die Kundenanzahlen) in einem Land teurer als in einem anderen ist. Das Beispiel Schwedens zeigt, dass die Heterogenität der Netzbetreiber sowie die Tarifvielfalt je nach betrachtetem Jahresverbrauch durchaus zu unterschiedlichen Reihenfolgen der Länder führen können.

4.4 Vergleich der nicht Netzkosten-bezogenen Zuschläge

In diesem Abschnitt werden die in Abschnitt 3.3 beschriebenen nicht Netzkosten-bezogenen Zuschläge für eine Auswahl von Netznutzungsfällen quantifiziert und untereinander wie auch mit den jeweiligen Netznutzungsentgelten verglichen. Entsprechend dem Schwerpunkt dieses Forschungsvorhabens konzentrieren wir uns dabei auf die Nieder- und Mittelspannungsebene (NNF 1 bzw. NNF 7).

Analog zur Vorgehensweise beim Entgeltvergleich werden die Zuschläge jeweils mit den niedrigsten und höchsten Entgelten je Land verglichen (Bild 4.25 und 4.26). Da die Zuschläge selbst jedoch z. T. ebenfalls regionale Unterschiede aufweisen, würde eine feste Kopplung der dargestellten Zuschläge an die jeweiligen Netzbetreiber zu Zufälligkeiten führen. Daher wird für regional differenzierte Zuschläge grundsätzlich der Mittelwert aller im Vergleich betrachteten Netzbetreiber angesetzt. (Die Differenz zwischen den Zuschlägen auf die maximalen und minimalen Netznutzungsentgelte resultiert somit ausschließlich aus der von der Entgelthöhe abhängigen Umsatzsteuer.) Bei der Interpretation der dargestellten Ergebnisse ist ferner zu beachten, dass Förderinstrumente, die nicht über die Netzentgelte, sondern über den Energiepreis oder durch direkte Subventionen finanziert werden, nicht berücksichtigt sind. Gleiches gilt für Zuschläge, deren Höhe nicht konkret ermittelt werden konnte (z. B. Konzessionsabgabe in Österreich und Schweden).

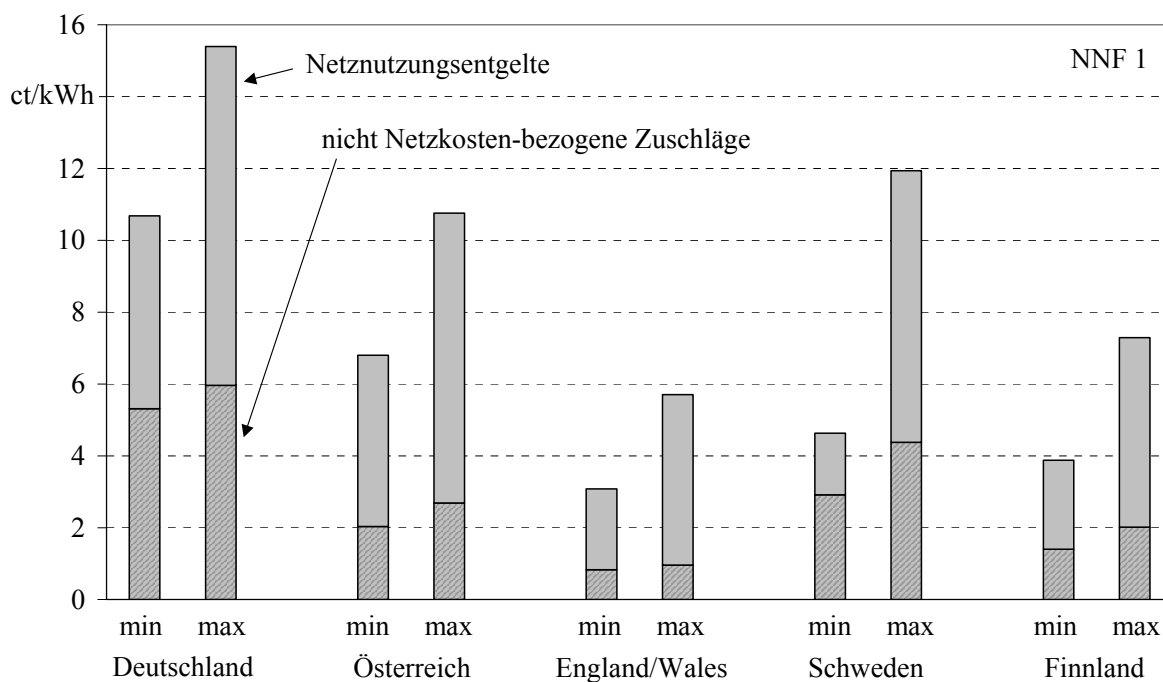


Bild 4.25: Vergleich der nicht Netzkosten-bezogenen Zuschläge für NS-Haushaltskunden ohne Leistungsmessung mit 3500 kWh/a Energieverbrauch (NNF 1)

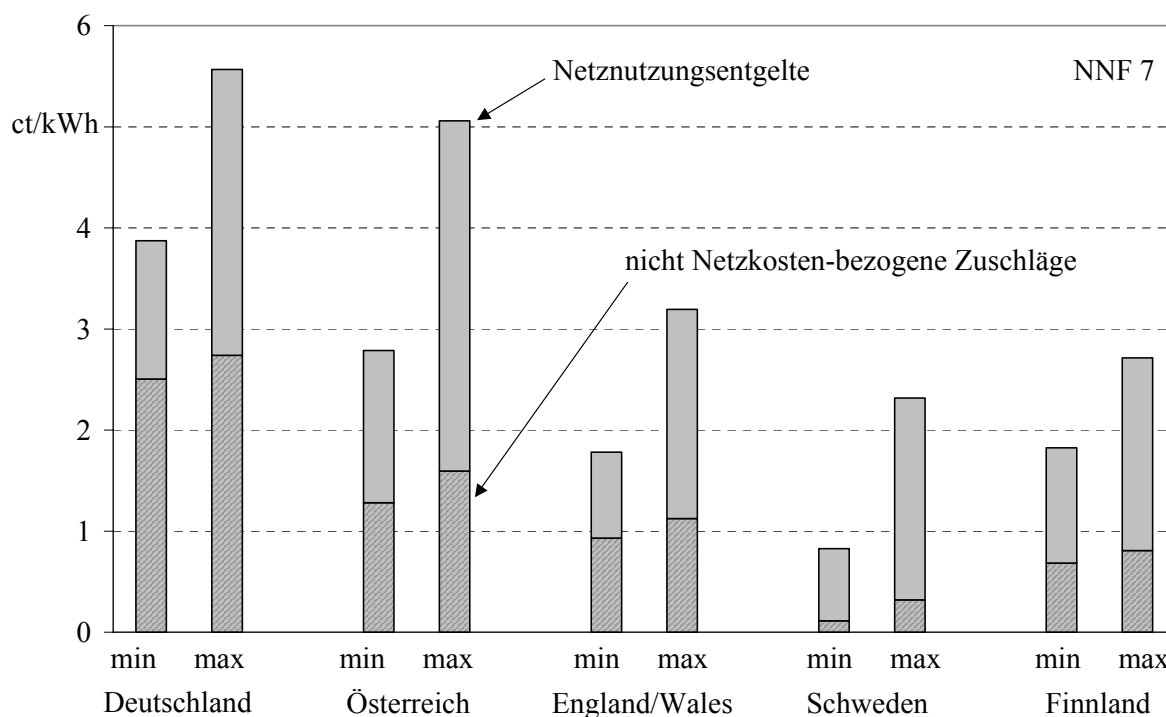


Bild 4.26: Vergleich der nicht Netzkosten-bezogenen Zuschläge für Mittelspannungskunden mit 5000 MWh/a Energieverbrauch und einer Benutzungsdauer von 5000 h/a (NNF 7)

5 Ansätze zur Erklärung von Entgeltunterschieden

Differenzen zwischen Netzentgelten können unterschiedliche Ursachen haben. Zum einen können die Entgelte unterschiedliche Komponenten und Dienstleistungen umfassen. Diesem Umstand wurde durch Vereinheitlichung der Entgelte auf Basis der Analyse in Kapitel 3 Rechnung getragen. Während dieser Schritt die *Auswahl* von Entgeltkomponenten betrifft und eine objektive Korrektur durch Hinzu- oder Abrechnen von Komponenten ermöglicht, ist es bisher noch nicht zufrieden stellend gelungen und auch in diesem Forschungsprojekt nicht möglich, Einflüsse auf die *Höhe* der einzelnen Komponenten in konkreten funktionalen Zusammenhängen zu erfassen.

In diesem Kapitel soll dennoch versucht werden, einzelne signifikante Einflussfaktoren aufzuzeigen und qualitativ, teilweise auch grob quantitativ – etwa anhand stark stilisierter Modelluntersuchungen –, ihre Auswirkung auf die Netzkosten und damit Netzentgelte zu beschreiben. Dabei beschränken wir uns entsprechend dem Betrachtungsschwerpunkt dieser Studie auf die Mittel- und Niederspannungsebene.

5.1 Kunden- und Laststruktur

Erheblichen Einfluss auf die Netzdimensionierung und damit auf Netzkosten und -entgelte haben erfahrungsgemäß Eigenschaften der Kunden- und Laststruktur wie die Lastdichte (nach Spannungsebenen) und die Höhe und räumliche Verteilung der Einzellasten. Bei ausreichender Detailkenntnis konkreter Netzstrukturen und Mengengerüste und der jeweils zugrunde liegenden Laststrukturen für jedes betrachtete Land könnte der Versuch unternommen werden, diesen Einfluss statistisch zu erfassen und auf diese Weise Erklärungsansätze für die festgestellten Entgeltunterschiede abzuleiten. Dieser Versuch würde aber dadurch erschwert, dass der Ausbauzustand der Netze auch von vielen anderen teilweise fallspezifischen Faktoren abhängt und somit nur eine sehr umfangreiche Analyse verallgemeinerbare Ergebnisse erwarten lässt.

Zielführender und im Rahmen dieser Studie einzig gangbar erscheint es daher, durch vereinfachte Nachbildung des Netzplanungsprozesses unter idealisierten Bedingungen und auf Grundlage objektiver Kriterien und Vorgaben Modellnetze für unterschiedliche, durch wenige Parameter beschriebene Laststruktur-Varianten zu entwerfen und kostenmäßig zu bewerten,

um daraus Rückschlüsse über prinzipielle Zusammenhänge zwischen Netzkosten und Eigenschaften der Laststruktur zu ziehen. Ein hierfür geeignetes Verfahren haben wir in der letzten Zeit für die Bearbeitung ähnlicher Aufgabenstellungen entwickelt und für die nachfolgend beschriebenen Untersuchungen eingesetzt.

Idee dieser Methodik¹⁸ ist es, homogene Laststrukturen für jede betrachtete Spannungsebene zu definieren und bei der Nachbildung der Netzplanung ebenfalls homogene, aber realitätsnahe Netzstrukturen vorzugeben. Bei der Netzauslegung werden praxisnahe Vorgaben hinsichtlich Betriebsmittelwahl und technischer Grenzen berücksichtigt. Die auf diese Weise entworfenen Modellnetze werden mit standardisierten Kostenansätzen für Anschaffung und Betrieb (einschließlich Verlustdeckung) bewertet. Abschließend kann – je nach Fragestellung – die Zuordnung der Netzkosten zu den Kundengruppen (v. a. Kostenwälzung) und ggf. die Entgeltkalkulation nachgebildet werden. Erkenntnisse über prinzipielle Zusammenhänge zwischen Eigenschaften der Laststruktur und Netzkosten und -entgelten lassen sich dann durch Variation der Last-Parameter gewinnen.

Zuerst soll die bei der Auswertung des Entgeltvergleichs für die Niederspannungsebene aufgeworfene Frage untersucht werden, in welcher Weise die Netzkosten – hier speziell die Kosten der Niederspannungsnetze – von der Größe der Einzellasten abhängen. Hierzu werden Modellnetze betrachtet, die homogene Kollektive von Niederspannungslasten versorgen (Annahme: Häuser mit je 2 Wohneinheiten; 1000 Häuser pro km²), die sich nur hinsichtlich des jährlichen Stromverbrauchs je Wohneinheit unterscheiden. Entsprechend den festgestellten Durchschnittsverbräuchen von Haushaltskunden in Deutschland und Schweden wird je ein Fall mit Jahresverbrauch 3500 kWh und 9600 kWh sowie ein mittlerer Fall mit 6550 kWh betrachtet.

¹⁸ Eine ausführlichere Beschreibung dieser Methodik findet sich in: W. Fritz, K. Lüdorf, H.-J. Haubrich: *Einfluss von Strukturgrößen auf Mittel- und Niederspannungsnetzkosten*. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 52 (2002), Heft 6, S. 385-387. Untersuchungen für 110-kV-Hochspannungsnetze auf Grundlage einer ähnlichen Methodik werden beschrieben in: P. Wolfram, H.-J. Haubrich: *Zur Objektivierung kostenrelevanter Strukturgrößen für Hochspannungsnetze*. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 52 (2002), Heft 6, S. 388-391.

Als Vergleichskenngrößen werden für jedes Modellnetz die Kosten der Niederspannungs- und der Ortsnetzstations-Ebene ermittelt, da die Auslegung dieser Ebenen ausschließlich von der Niederspannungs-Laststruktur bestimmt wird. In Bild 5.1 sind diese Kosten pro Netzan-schluss dargestellt, und zwar normiert auf die zu 100 angesetzten Kosten für den Fall „3500 kWh/a“.

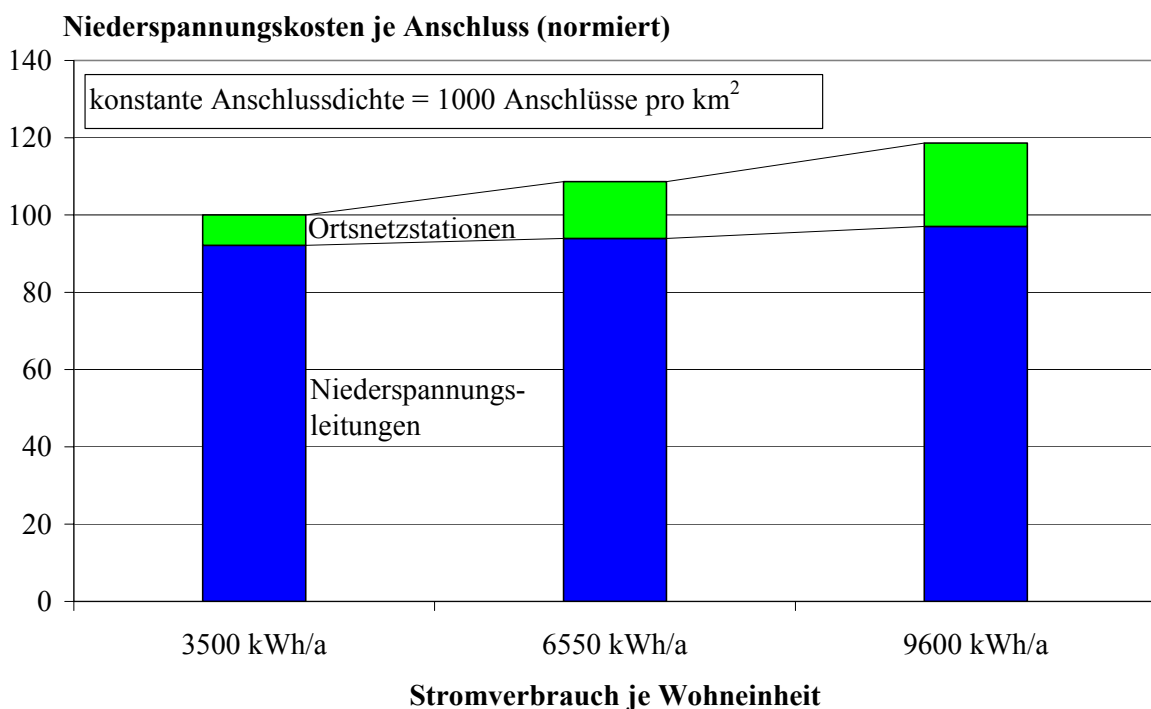


Bild 5.1: Kosten von Niederspannungs-Modellnetzen bei gleichbleibender Anschlussdichte, aber unterschiedlichem Stromverbrauch je Wohneinheit

Es zeigt sich, dass die Kosten der Niederspannungs-Leitungsebene bei gleichbleibender räumlicher Verteilung der Einzellasten nur geringfügig mit der Höhe der Einzellasten zunehmen. Die häufig vertretene Auffassung, die Netzkosten seien proportional zur Höchstlast – die hier vereinfachend als proportional zum Stromverbrauch angenommen wird –, trifft also keineswegs zu. Die benötigte Leitungslänge und damit die Leitungskosten werden in viel stärkerem Maß von der räumlichen Verteilung der Einzellasten beeinflusst, d. h. der von Netzan-schluss zu Netzan-schluss zu überwindenden Distanz.

Für die Ortsnetzstations-Ebene hingegen trifft offensichtlich die Annahme eines Proportional-Zusammenhangs zwischen Lasthöhe und Netzkosten relativ genau zu. Die Auslegung dieser Umspannebene kann somit als weitgehend leistungsdeterminiert angesehen werden.

Der Einfluss der Anschlussdichte auf die Kosten der Niederspannungs-Leitungsebene soll nachfolgend eingehender analysiert werden. Hierzu wird für zwei Fälle – Haushalte mit 3500 kWh bzw. 9600 kWh Jahresverbrauch – bei jeweils konstanter GröÙe der Einzellasten die Anschlussdichte und damit die Lastdichte in einem weiten Bereich von 0,1 bis 100 MW/km² kontinuierlich variiert. Bild 5.2 zeigt die sich ergebenden Netzkosten bezogen auf die Höchstlast (in Analogie zu leistungsbezogenen Netzentgelten) und normiert auf den willkürlich gewählten Fall „2 MW/km² Lastdichte bei 3500 kWh/a Stromverbrauch je Wohneinheit“. (Zur Illustration ist parallel zur Lastdichte die Abnahmedichte in MWh/km²a aufgetragen, die sich bei Annahme einer kollektiven Benutzungsdauer der Niederspannungskunden von 4000 h/a ergibt.)

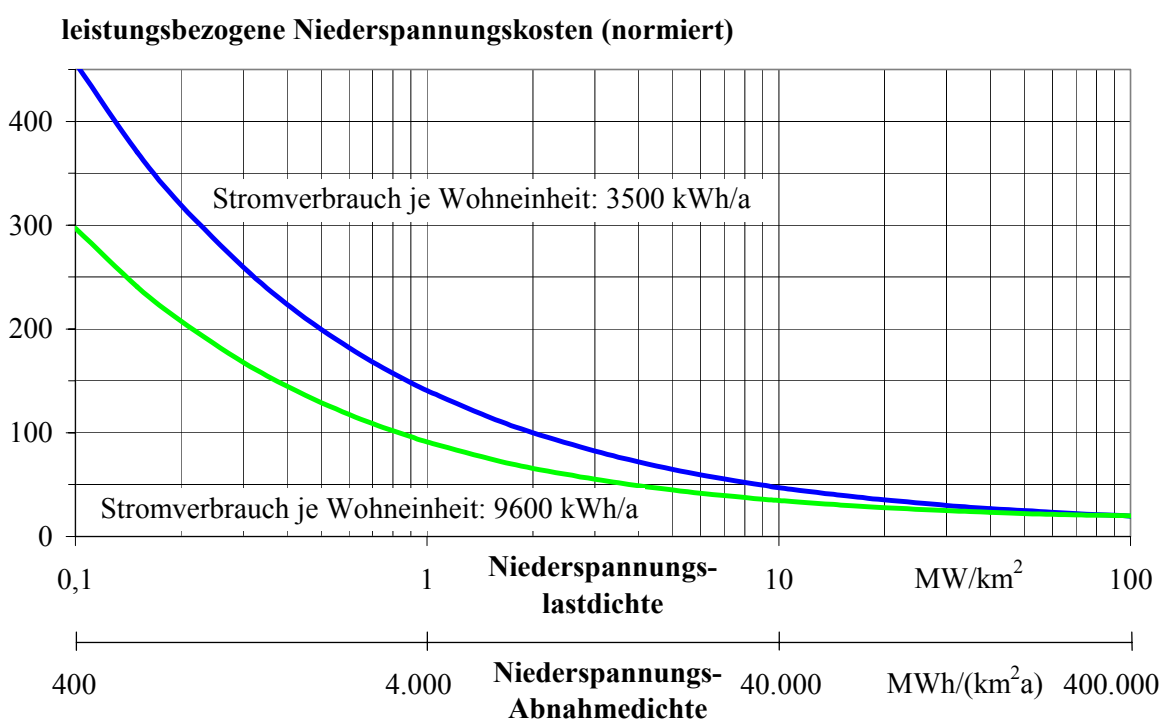


Bild 5.2: Kosten von Niederspannungs-Modellnetzen bei Variation der Lastdichte, aber jeweils gleichbleibender Last je Anschluss, bezogen auf die Höchstlast

Aus den Kurvenverläufen geht unmittelbar die der praktischen Erfahrung entsprechende Erkenntnis hervor, dass ein Leitungsnetz bei hoher Lastdichte spezifisch – d. h. bezogen auf die Höchstlast – kostengünstiger ausgelegt werden kann als bei niedriger Lastdichte. (Dieser Effekt wird in der Realität allerdings teilweise dadurch relativiert, dass entgegen der hier zugrunde gelegten Annahme Lastdichte-unabhängiger Kostenansätze die Errichtungs- und Betriebskosten der Betriebsmittel mit steigender Lastdichte in der Regel zunehmen, etwa wegen zunehmender Oberflächen-Versiegelung, wachsender Grundstückspreise, etc.)

Ein Vergleich der beiden Kurven zeigt zudem, dass sich bei höherem Stromverbrauch der Einzellasten – und, wie hier angenommen, proportional dazu steigender Höchstlast – auf die Höchstlast bezogen kostengünstigere Netzstrukturen realisieren lassen.

Auffällig ist aber auch, dass der Zusammenhang zwischen Lastdichte und leistungsbezogenen Netzkosten hochgradig nichtlinear ist. Dies führt zu der Erkenntnis, dass die Netzkosten eines realen Netzgebietes, das ja keine vollkommen homogene Laststruktur aufweist, stark von Art und Ausmaß der Inhomogenität der Lastverteilung abhängen. Dies lässt sich an einem Beispiel verdeutlichen: Ein Netzgebiet mit homogener Lastverteilung, 3500 kWh Jahresverbrauch je Einzellast und einer Lastdichte von 2 MW/km² weist nach Bild 5.2 leistungsbezogene Netzkosten der Höhe 100 auf. Für ein Gebiet, das zu 20 % die Lastdichte 10 MW/km² und zu 80 % die Lastdichte 0,1 MW/km² aufweist, ergeben sich hingegen durch leistungsgewichtete Summation leistungsbezogene Netzkosten von nur etwa 65, obwohl die durchschnittliche Lastdichte auch in diesem Gebiet etwa 2 MW/km² beträgt.

Somit lassen sich aus den Unterschieden der mittleren Lastdichte in den betrachteten Ländern (Tabelle 5.1) keine unmittelbaren Rückschlüsse auf die Netzkosten ziehen. Eine sinnvolle Auswertung würde detailliertere Informationen über die Lastverteilung innerhalb der Länder (und auf die einzelnen Spannungsebenen) voraussetzen. So ist beispielsweise zu vermuten, dass die relativ niedrige mittlere Lastdichte in Schweden und Finnland wesentlich durch die jeweils großen Anteile nicht oder nur sehr dünn besiedelter Gebiete – v. a. in den jeweiligen nördlichen Landesteilen – bedingt ist. Dagegen könnte innerhalb von Ballungsgebieten eine ähnlich hohe lokale Lastdichte wie in vergleichbaren deutschen Regionen auftreten; angesichts der höheren Durchschnittsverbräuche skandinavischer Haushaltskunden sind dort sogar höhere Lastdichten denkbar.

Der bei ausschließlicher Betrachtung der mittleren Lastdichte auf den ersten Blick zu erwartende Kostenvorteil für deutsche Netze kann somit durch die in Schweden und Finnland stärker ausgeprägte Inhomogenität der Lastverteilung teilweise kompensiert oder gar überkompensiert werden.

Deutschland	Österreich	Großbritannien	Schweden	Finnland
0,208 MW/km ²	0,092 MW/km ²	0,238 MW/km ²	0,058 MW/km ²	0,038 MW/km ²

Tabelle 5.1: Durchschnittliche Lastdichte in den betrachteten Ländern (Stand: 2000)

Abschließend soll durch Betrachtung von Modellnetzen für die Nieder- und Mittelspannungsebene (jeweils einschließlich der überlagerten Umspannebene) demonstriert werden, dass die Laststrukturen unterschiedlicher Netzebenen infolge der Koppelfunktion aller Netzebenen außer der Niederspannungsebene und infolge der zur Kostenallokation üblicherweise verwendeten Kostenwälzung die den Anschlusskunden der unterschiedlichen Ebenen zugeordneten Netzkosten wechselseitig beeinflussen.

Hierzu sind in den Bildern 5.3 und 5.4 die den Mittel- und Niederspannungskunden „zugewälzten“ Netzkosten bei Variation der Niederspannungs-Lastdichte (Bild 5.3) bzw. der Mittelspannungs-Lastdichte (Bild 5.4) dargestellt, wobei die Lastdichte der jeweils anderen Netzebene mit 2 MW/km² sowie die Größen der Einzellasten beider Ebenen konstant gehalten sind. Die Netzkosten sind hier wiederum auf die Höchstlast der jeweiligen Kundengruppe bezogen und auf die Kosten für Niederspannungskunden bei einer Lastdichte je Ebene von 2 MW/km² normiert. (Zur Illustration ist erneut parallel zur Lastdichte jeweils die Abnahmedichte in MWh/km²a aufgetragen, die sich bei Annahme einer kollektiven Benutzungsdauer der Niederspannungskunden von 4000 h/a (Bild 5.3) bzw. der Mittelspannungskunden von 5000 h/a (Bild 5.4) ergibt.)

Hiernach führt eine wachsende Lastdichte – gleichgültig in welcher Netzebene – für die Kunden beider Ebenen zu einer Abnahme der zugewälzten Netzkosten. Dieser Effekt tritt am deutlichsten in der Niederspannungsebene auf, weil diese ausschließlich der Versorgung der Niederspannungskunden dient und keine Doppelfunktion hat wie die Mittelspannungsebene.

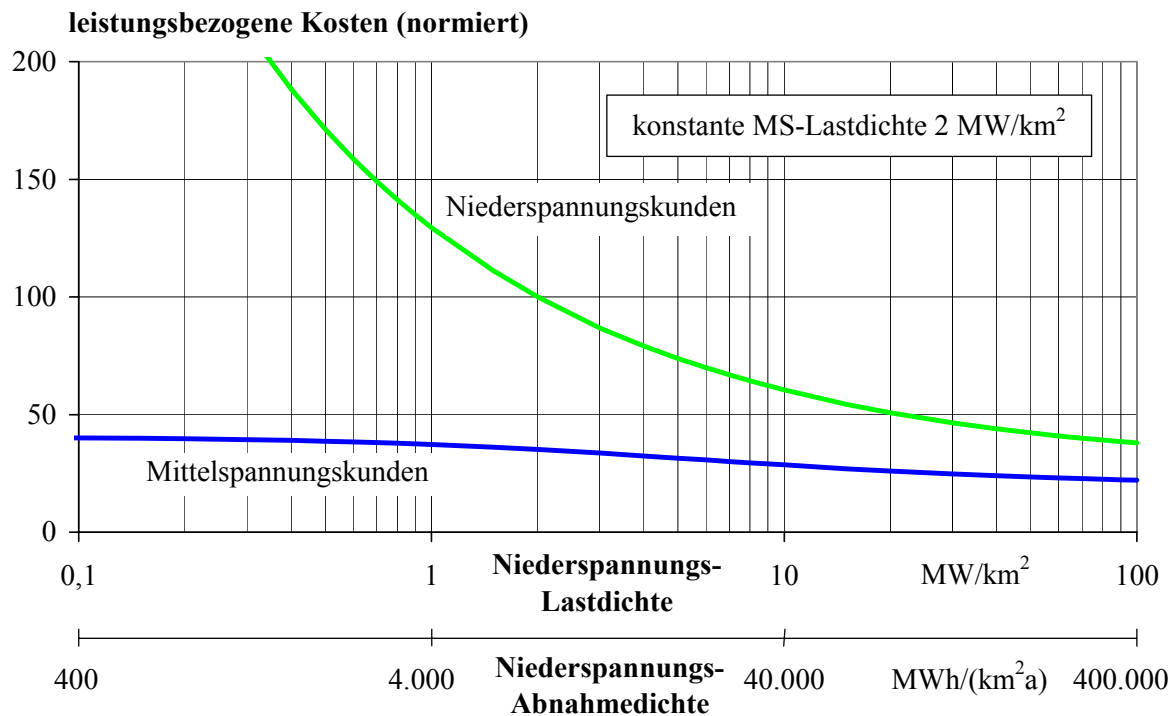


Bild 5.3: Kosten von Mittel- und Niederspannungs-Modellnetzen bei Variation der Niederspannungslastdichte und sonst gleichbleibender Laststruktur nach Kostenwälzung, bezogen auf die Höchstlast je Kundengruppe

Besonders interessant ist daran, dass sich die Variation der Lastdichte in einer Ebene nicht nur auf die Kunden dieser Ebene, sondern auch auf die der anderen Ebene auswirkt. In beiden Fällen (Bilder 5.3 und 5.4) profitieren auch die Kunden, deren Lastdichte konstant bleibt, nennenswert von einem Lastanstieg der anderen Kundengruppe. Diese Wechselwirkung führt zu der Schlussfolgerung, dass bei der Untersuchung von Erklärungsansätzen für Unterschiede in Netzkosten und -entgelten nicht nur die Lasteigenschaften jeweils einer Spannungsebene, sondern auch deren Relationen über unterschiedliche Spannungsebenen hinweg berücksichtigt werden müssen.

Zusammenfassend lässt sich aus diesen Modelluntersuchungen folgern, dass Eigenschaften der Kunden- und Laststruktur wie die Größe und räumliche Verteilung von Einzellasten je Spannungsebene bei einheitlich angenommenen Netzplanungsprinzipien und -vorgaben erheblichen Einfluss auf die Netzkosten haben, dass die festgestellten Zusammenhänge aber auch stark nichtlinear sind. Infolge dessen können aus leicht erhältlichen landesweiten Durchschnittswerten keine quantitativen Erklärungsansätze für Kostenunterschiede abgeleitet wer-

den. Eine eingehendere Analyse setzt detaillierte Kenntnisse insbesondere über Art und Ausmaß der Inhomogenität der Laststrukturen voraus.

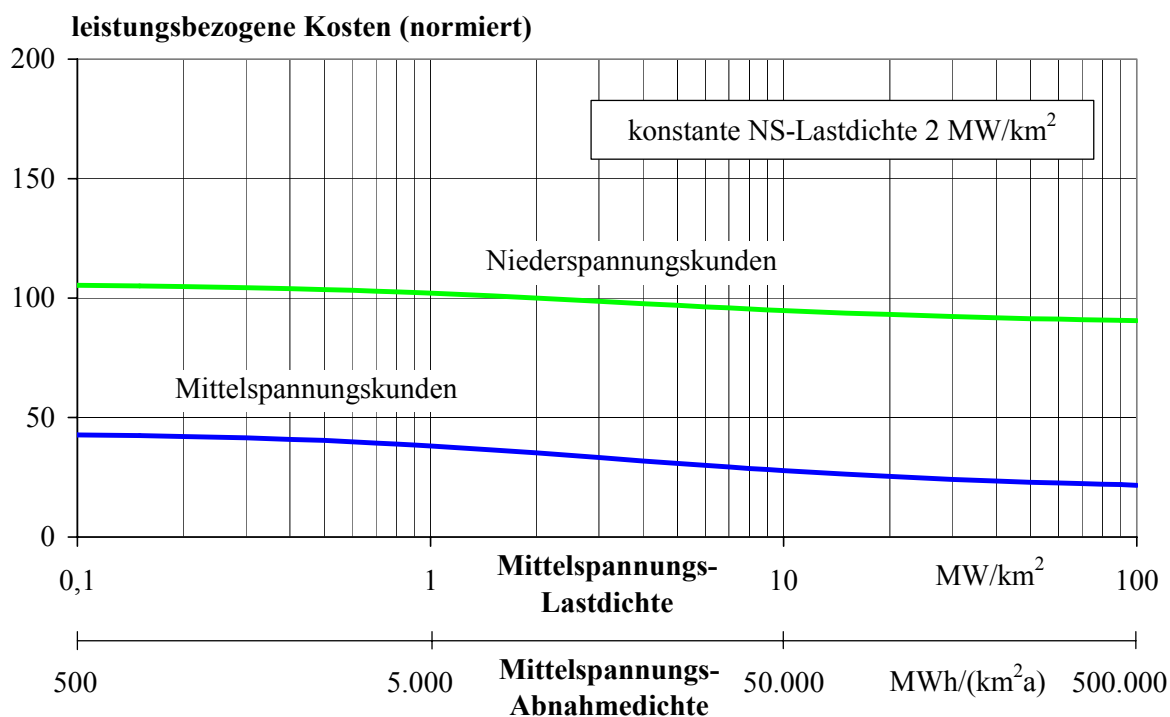


Bild 5.4: Kosten von Mittel- und Niederspannungs-Modellnetzen bei Variation der Mittelspannungslastdichte und sonst gleichbleibender Laststruktur nach Kostenwälzung, bezogen auf die Höchstlast je Kundengruppe

5.2 Versorgungsqualität

Aus internationalen statistischen Untersuchungen ist schon mehrfach hervorgegangen, dass sich das Qualitätsniveau der Stromversorgung, gemessen an verschiedenen Kenngrößen hinsichtlich Frequenzqualität, Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit, von Land zu Land teilweise stark unterscheidet. Beispielhaft zeigt Bild 5.5 als Ergebnis einer statistischen Untersuchung für das Jahr 1999 die durchschnittliche Nichtversorgungswahrscheinlichkeit an Niederspannungs-Kundenanschlüssen für verschiedene Länder Europas. Diese Größe gibt an, wie lange (hier: wie viele Minuten) ein einzelner Kundenanschluss innerhalb eines Betrachtungszeitraums (hier: 1 Jahr) durchschnittlich nicht versorgt wird. Sie wird wie auch die Spannungsqualität praktisch ausschließlich von den Eigenschaften des Netzes, vor allem

des Verteilungsnetzes, und nicht etwa von der Zuverlässigkeit der Erzeugungsanlagen bestimmt.

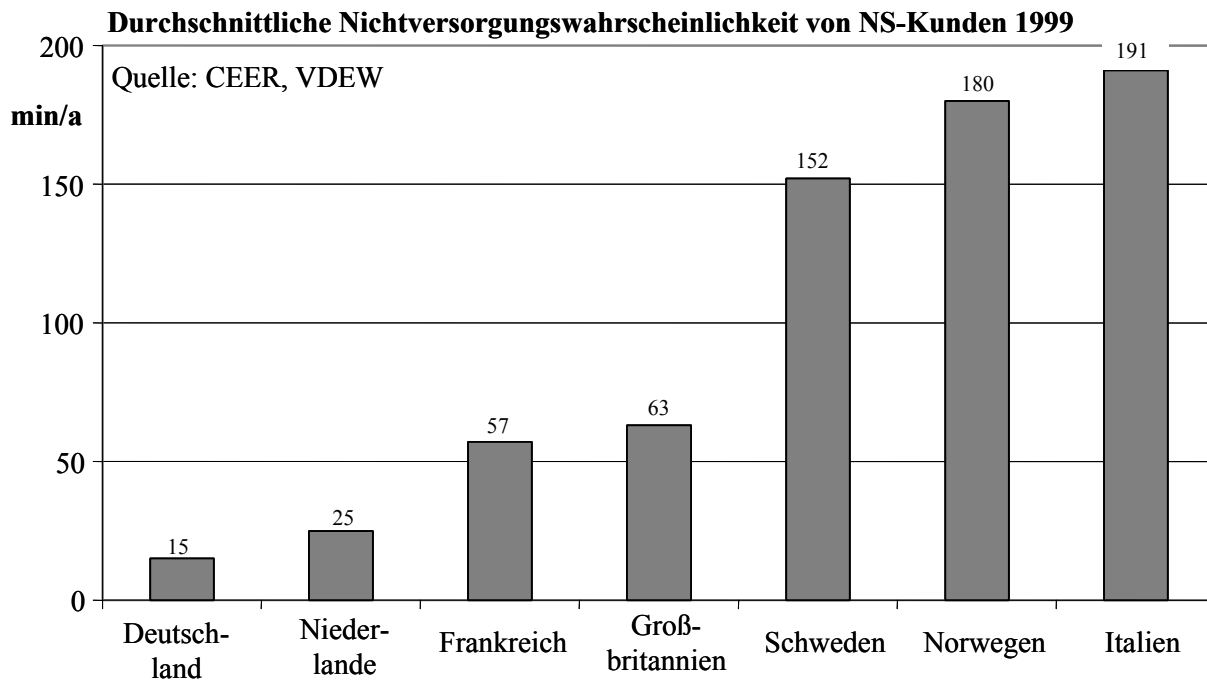


Bild 5.5: Durchschnittliche Nichtversorgungswahrscheinlichkeit an Niederspannungskundenanschlüssen 1999 in verschiedenen europäischen Ländern

Wir zeigen nachfolgend am Beispiel dieser Zuverlässigkeitskenngröße anhand einer vereinfachten Modelluntersuchung auf, wie sich Struktur und technische Ausstattung von Netzen einerseits auf die Netzzuverlässigkeit und andererseits auf die Netzkosten auswirken können. Dabei beschränken wir uns auf Mittelspannungsnetze, da deren Störungsgeschehen die Nichtversorgungswahrscheinlichkeit der Niederspannungs-Kunden dominiert. Aus vorausgegangenen Studien ist beispielsweise für deutsche Netzbetreiber bekannt, dass Störungen in der Niederspannungsebene nur rund ein Viertel der Nichtversorgungswahrscheinlichkeit der Kundenanschlüsse in dieser Ebene bewirken, und Störungen in der Hoch- und Höchstspannungsebene einen noch weitaus geringeren Anteil.

Wir betrachten sechs mögliche, grundsätzlich realistische Netzstrukturen zur Versorgung einer Reihe von Ortsnetzstationen (Umspannung Mittel-/Niederspannung) aus einer Umspannungstation Hoch-/Mittelspannung (Bild 5.6). Die Anschaffungswerte dieser Modellnetze nehmen in der Darstellung von links oben nach rechts unten zu. (Der Einfachheit halber beschränken

wir uns bei der Kostenbetrachtung auf die dominanten Anschaffungswerte, berücksichtigen also nicht die Betriebskosten.) Der Betrachtungsbereich für die Kostenbewertung wie auch die Simulation des Störungsgeschehens umfasst alle Anlagen von der Mittelspannungs-Sammelschiene der Einspeisestation (ohne Transformatoren Hoch-/Mittelspannung und deren Schaltfelder) bis zur Unterspannungsseite der Ortsnetztransformatoren.

Mit wachsendem technischem Aufwand der Varianten nehmen die Möglichkeiten der selektiven Abschaltung von Leitungsabschnitten im Störfall wie auch der schnellen Wiederversorgung der Ortsnetzstationen zu, so dass mit steigenden Anschaffungswerten eine Zunahme des Zuverlässigkeitsniveaus zu erwarten ist. Als zusätzliche Variantendifferenzierung werden die Modellnetze „Ring mit Einschleifung jeder Station“, „Ring mit Schaltstation“ und „Ring mit Schwerpunktstation“ jeweils ohne und mit Ausstattung der grau hinterlegten Stationen mit Fernmelde- und Fernsteuerungstechnik untersucht. (Als Schaltstation bezeichnen wir hier eine Station mit Leistungsschaltern innerhalb der Leitungsabgänge, und als Schwerpunktstation eine Schaltstation, die zusätzlich über Transportleitungen direkt aus der Umspannstation gespeist wird.)

Durch Simulation mit einem Verfahren zur probabilistischen Zuverlässigkeitsanalyse werden nun Erwartungswerte für die Nichtversorgungswahrscheinlichkeit an den Niederspannungsanschlüssen der Ortsnetztransformatoren berechnet und für jede Netzvariante über alle Stationen gemittelt. Die dabei zugrunde gelegten statistischen Kenngrößen des Betriebsmittel-Störungsgeschehens wie auch die Vorgaben für die Simulation des Störungsmanagements beziehen sich primär auf (west-) deutsche Netze; für die Netze der anderen Länder liegen uns derartige Daten und Erfahrungen nicht oder nur unvollständig vor.

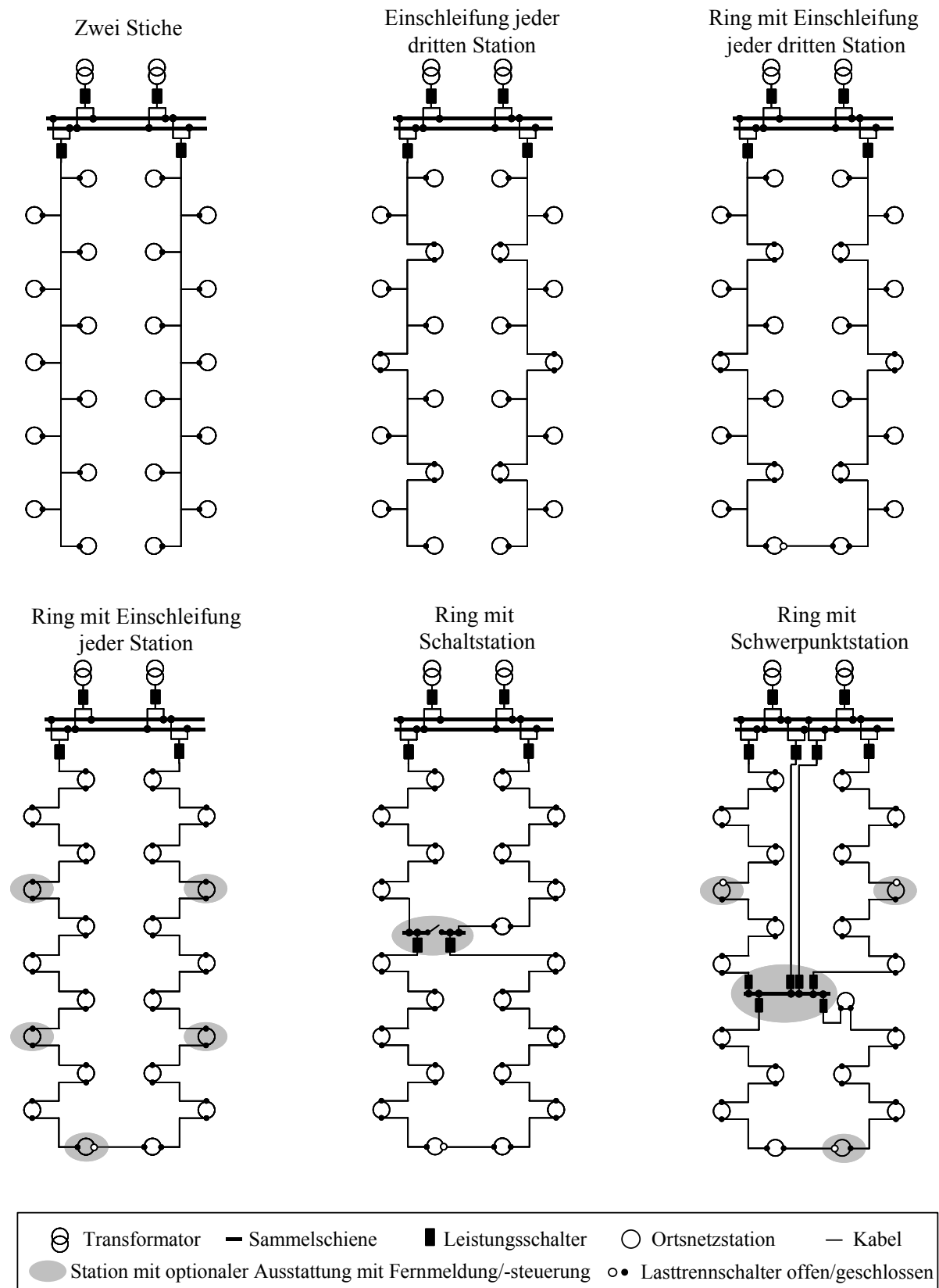


Bild 5.6: Modellnetzvarianten für die Untersuchung des Zusammenhangs zwischen Netzkosten und Netzzuverlässigkeit

Es ergeben sich durchschnittliche Nichtversorgungswahrscheinlichkeiten von ca. 150 min/a bei der einfachsten und ca. 12 min/a bei der aufwendigsten Netzvariante. Da diese Werte wegen der Abgrenzung des Betrachtungsbereichs (Mittelspannungsebene) und der primär für deutsche Netze parametrisierten Simulation aber nicht unmittelbar mit den Angaben in Bild 5.5 verglichen werden dürfen, sind die Untersuchungsergebnisse in Bild 5.7 in normierter Form dargestellt. (Dass die zugrunde gelegten statistischen Kenngrößen des Störungsgeschehens großen Einfluss auf die Ergebnisse haben, zeigt folgende beispielhaft für die Variante „Ring mit Einschleifung jeder Station“ durchgeführte Sensitivitätsanalyse: Verdoppelt man den Ansatz für die Ausfallhäufigkeit je km Mittelspannungsleitung, was gemäß VDEW-Schadens- und Störungsstatistik 1998 etwa dem damaligen Niveau in den ostdeutschen Netzen entspricht, so verdoppelt sich auch nahezu die Nichtversorgungswahrscheinlichkeit.)

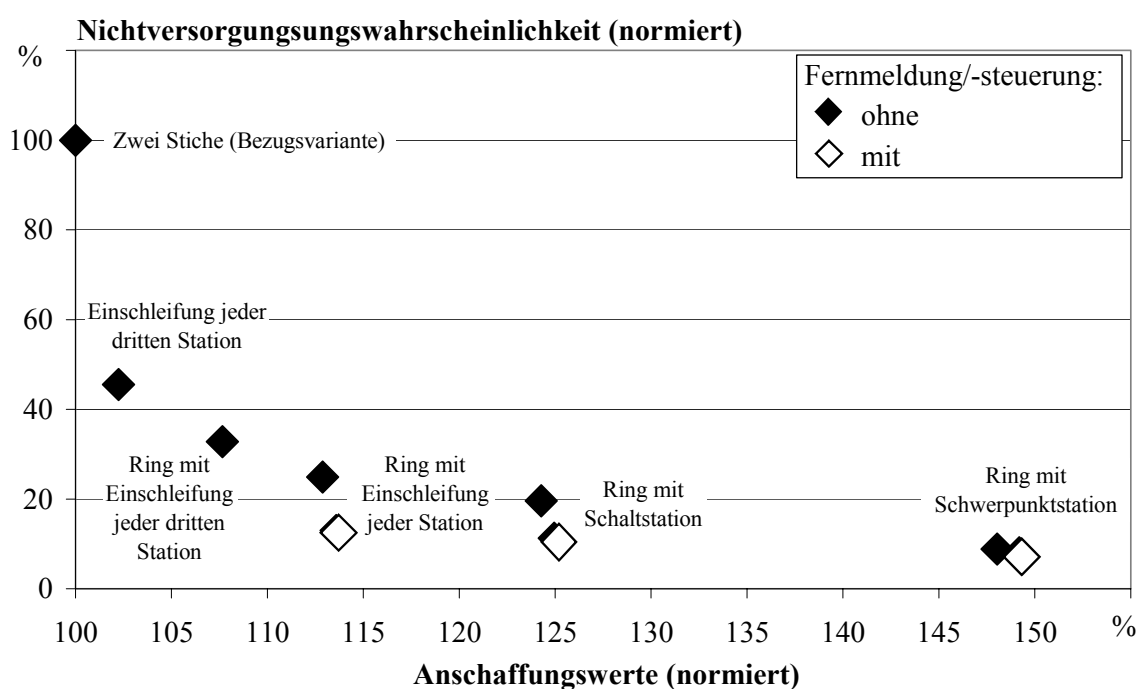


Bild 5.7: Anschaffungswerte und Erwartungswerte der Nichtversorgungswahrscheinlichkeit für die untersuchten Modellnetzvarianten

Auch die Anschaffungswerte der Netzvarianten, die wir auf Basis von Kostenangaben deutscher Netzbetreiber und Anlagenhersteller ermittelt haben, werden hier in normierter Form dargestellt, da sie wegen der getroffenen Abgrenzungen und der nicht für alle Länder repräsentativen Kostenansätze keinesfalls mit Netzentgelten verglichen werden dürfen. Als Be-

zugsvariante für die Normierung wurde die Variante „Zwei Stiche“ ausgewählt, die die geringsten Kosten und die höchste Nichtversorgungswahrscheinlichkeit aufweist. Diese Variante soll damit aber nicht als typisch ausgezeichnet werden. Im Gegenteil: zumindest in den uns bekannten deutschen Netzen ist diese hier als Extremfall aufgenommene Struktur kaum anzutreffen.

Die Untersuchungsergebnisse lassen deutlich erkennen, dass die Netzzuverlässigkeit mit wachsendem Anschaffungswert der Netzvarianten zunimmt: Die aufwendigste Variante „Ring mit Schwerpunktstation und Fernmeldung/-steuerung“ ist hinsichtlich der betrachteten Kenngröße um mehr als den Faktor 10 zuverlässiger als die Bezugsvariante „Zwei Stiche“, weist aber auch etwa um 50 % höhere Anschaffungskosten auf.

Es zeigt sich auch, dass die Wechselwirkung zwischen dem hier betrachteten Teil der Netzkosten und der Netzzuverlässigkeit keinem auf einfache Weise formalisierbaren Zusammenhang folgt. Die zusätzliche Ausstattung der Netzvarianten „Ring mit Einschleifung jeder Station“ und „Ring mit Schaltstation“ mit Fernmelde- und Fernsteuerungstechnik beispielsweise verbessert bei geringen Mehrkosten die Zuverlässigkeit wesentlich stärker als der Verlauf der Ergebnisse für alle Varianten ohne Fernmeldung und -steuerung dies vermuten lässt.

Aus diesen Ergebnissen können wegen unserer im wesentlichen auf Deutschland beschränkten Kenntnis der typischen Netzstrukturen und der für die Untersuchung getroffenen Annahmen und Abgrenzungen keine direkten quantitativen Erklärungsansätze für die festgestellten Entgeltunterschiede etwa zwischen den deutschen und den skandinavischen Netzbetreibern abgeleitet werden. Es lässt sich aber festhalten, dass Unterschiede hinsichtlich Netzstruktur und -ausstattung die Netzzuverlässigkeit bei sonst gleichbleibenden Annahmen in einem Ausmaß beeinflussen können, das etwa den statistisch festgestellten Unterschieden der Nichtversorgungswahrscheinlichkeit zwischen den Ländern entspricht (Bild 5.5), und dass diese Struktur- und Ausstattungsmerkmale erheblichen Kosteneinfluss haben. Somit sind die hier betrachtete Versorgungszuverlässigkeit und alle weiteren Aspekte der Versorgungsqualität zumindest als *potentielle* Erklärungsfaktoren für Entgeltunterschiede anzusehen.

5.3 Personalkosten

Ein weiterer Erklärungsansatz für Entgeltunterschiede betrifft mögliche Unterschiede in den landesspezifischen Personalkosten mit entsprechender Wirkung auf die Netzkosten. Zur Verfolgung dieses Ansatzes haben wir über Eurostat die Verteilungen der Gehaltshöhen der Branche „Energiewirtschaft“ für die betrachteten Länder ermittelt. Diese sind in Bild 5.8 in Form von Verteilungsdichten¹⁹ dargestellt. Es zeigt sich, dass in Deutschland (alte Bundesländer), Großbritannien und Österreich die Gehälter im Durchschnitt merklich höher als in Schweden und Finnland sind.

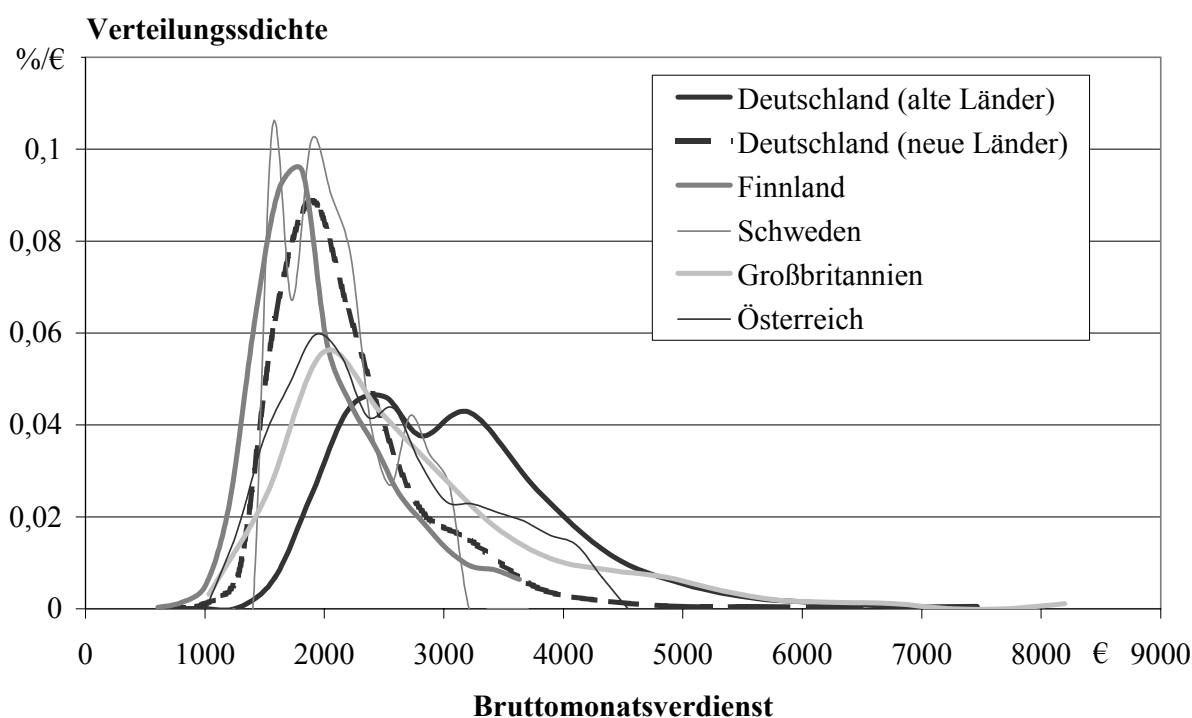


Bild 5.8: Verteilung der Bruttomonatsverdienste der Branche „Energiewirtschaft“ (Stand 1995)

¹⁹ Die Verteilungsdichte ist ein Maß für die relative Verteilung der Beschäftigten auf Gehaltsniveaus. Die Fläche unter der Verteilungsdichtekurve zwischen zwei Monatsverdiensten x und y gibt dabei an, welcher Prozentsatz der Beschäftigten einen Verdienst zwischen x und y hat. In Österreich kann beispielsweise die Verteilungsdichte zwischen 3000 und 4000 €/Monat näherungsweise als konstant bei 0,02 %/€ angesehen werden. Folglich verdienen $(4000-3000) \cdot 0,02 \% = 20 \%$ der Angestellten in der österreichischen Energiewirtschaft zwischen 3000 und 4000 € pro Monat.

Eine Interpretation dieser Ergebnisse ist jedoch äußerst schwierig. Dies liegt zum einen daran, dass sich die ausgewerteten Daten auf die gesamte Energiewirtschaft beziehen; schärfer aufgelöste Daten etwa über die Elektrizitätswirtschaft oder gar die Betreiber elektrischer Netze sind uns nicht bekannt. Vor allem liegen aber keine Auswertungen vor, die länderspezifische Rückschlüsse auf den Personalaufwand der Netzbetreiber im Zusammenhang mit der Bewältigung der durch Netzentgelte vergüteten Leistungen erlauben. Derartige Angaben wären aber erforderlich, um in Verbindung mit den Gehaltsdaten die Gesamtkosten des Faktors Arbeit abzuschätzen.

Dass die vorliegenden Daten über Gehaltsstrukturen per se keinen Beitrag zur Erklärung von Entgeltunterschieden leisten können, sei anhand einiger Beispiele verdeutlicht. So könnte die Relation zwischen der Gehaltsverteilung in Deutschland (alte Bundesländer) einerseits und Schweden bzw. Finnland andererseits zunächst als (Mit-)Ursache für die in Deutschland tendenziell höheren Netzentgelte vermutet werden. Die deutschen Gehälter in den neuen Bundesländern liegen jedoch auf demselben niedrigen Niveau wie in Schweden und Finnland, obwohl die Netzentgelte in Ostdeutschland bekanntermaßen relativ hoch sind. Die günstigen Personalkosten können die regionalen Strukturunterschiede offensichtlich nicht kompensieren. In ähnlicher Weise steht auch das relativ hohe Gehaltsniveau in Großbritannien im Kontrast zu den dort in der Mittel- und Niederspannungsebene vergleichsweise geringen Netzentgelten.

5.4 Errichtungskosten von Netzbetriebsmitteln

Eine häufig vermutete Ursache für unterschiedlich hohe Netzkosten und damit -entgelte sind die Errichtungskosten der Netzinfrastruktur. Wir haben daher für vier der in diesem Forschungsvorhaben betrachteten Länder eine grobe Schätzung der Kosten für Betriebsmittel der Nieder- und Mittelspannungsebene vorgenommen. Die in Tabelle 5.2 zusammengefassten Werte bzw. Wertespannen beruhen auf Angaben unterschiedlicher Quellen: Für Finnland wurden uns Daten von der dortigen Regulierungsbehörde zur Verfügung gestellt, in Schweden gibt es einen Katalog mit standardisierten Betriebsmittelpreisen, während uns für Deutschland und Österreich von Netzbetreibern kalkulierte Richtwerte vorlagen. Für alle Länder ist jedoch davon auszugehen, dass die Errichtungskosten bei konkreten Unternehmen mehr oder weniger deutlich von diesen Schätzungen abweichen können. Beispielhaft vermit-

teln die für Deutschland herangezogenen unternehmensspezifischen Daten einen Eindruck von den erheblichen Bandbreiten, die Kosten für vergleichbare Betriebsmitteltypen aufweisen können, etwa aufgrund unterschiedlicher Bodenbeschaffenheit oder topographischer Gegebenheiten. Vor allem im Mittelspannungsbereich überdeckt diese Bandbreite fast vollständig die jeweiligen Vergleichswerte der übrigen Länder. Allerdings liegen zumindest die schwedischen Werte stets am unteren Ende der Bandbreite.

Betriebsmitteltyp	Deutschland	Österreich	Schweden	Finnland
MS-Freileitung [€/m]	26-51	40	27	48*
MS-Kabel (ländlich) [€/m]	28-92	40	22	
MS-Kabel (städtisch) [€/m]	39-175	83	43-53	60
NS-Freileitung [€/m]			16	12*
NS-Kabel (ländlich) [€/m]	36-58	77-110	10	
NS-Kabel (städtisch) [€/m]	56-130	116-137	31-37	35
Ortsnetzstation [€]	2.600-45.000	2.800-8.950	7.850-21.400	7.000-24.000

Tabelle 5.2: Grobschätzung typischer Errichtungskosten für Netzbetriebsmittel der Nieder- und Mittelspannungsebene

*: Kabel auf Masten

Auch bei den Ortsnetzstationen lassen die großen Bandbreiten – die u. a. von der Vielfalt möglicher Bauweisen (von Maststationen bis zu Stationen in eigenen Gebäuden) und Typengrößen herrühren – im Vergleich zu den Unterschieden zwischen den Ländern keine klare Aussage über kostenmäßige Rangfolgen zu. Für Niederspannungsleitungen lassen sich dagegen deutlichere Unterschiede erkennen. Hier sind die Anschaffungskosten sowohl in Schweden als auch in Finnland niedriger als in Deutschland und dort wiederum zumindest tendenziell niedriger als in Österreich.

Zur Beurteilung eines eventuellen Einflusses dieser Betriebsmittelkostendifferenzen auf die summarischen Netzkosten ist es erforderlich, die Anteile der in den Ländern jeweils eingesetzten Betriebsmitteltypen zu berücksichtigen. Wir haben hierzu exemplarisch die Anteile

erdverlegter Kabel²⁰ an der Gesamtstromkreislänge in Finnland und Deutschland verglichen (Bild 5.9).

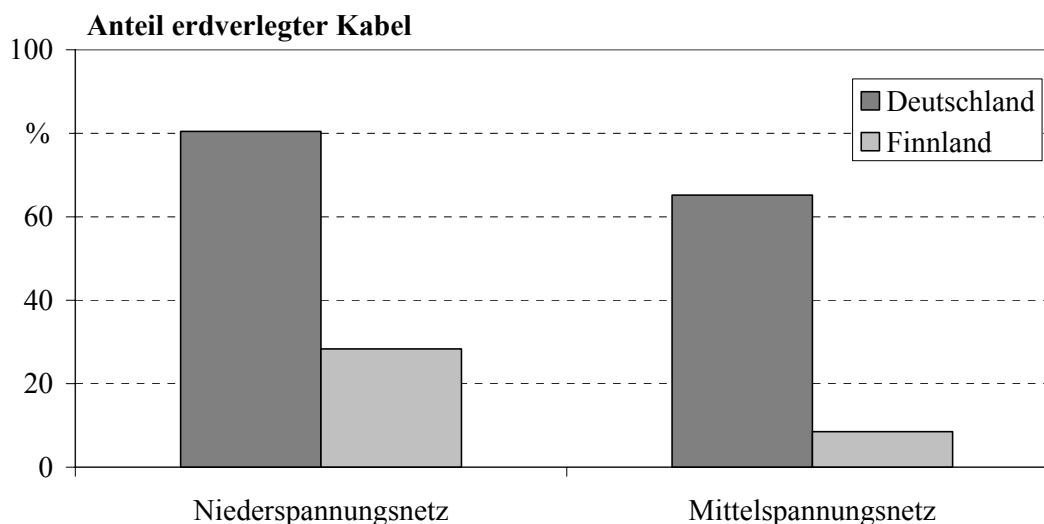


Bild 5.9: Vergleich der durchschnittlichen Verkabelungsgrade in Deutschland und Finnland

Zwar liegen diese Werte nur als landesweite Durchschnitte vor und können somit nicht nach Regionentypen wie Stadt/Land differenziert werden. Aufgrund des in Finnland erheblich niedrigeren Anteils erdverlegter Kabel ist es jedoch wahrscheinlich, dass Freileitungen bzw. Kabel auf Masten zumindest teilweise auch in städtischen Bereichen zum Einsatz kommen, wo erdverlegte Kabel erheblich höhere spezifische Kosten aufweisen. Hierdurch ergibt sich gegenüber deutschen Netzen ein Kostenvorteil. Eine Quantifizierung dieses Unterschieds setzt allerdings repräsentativere spezifische Kostendaten sowie differenziertere Angaben über die Verkabelungsgrade sowie ggf. die Altersstruktur²¹ der Netze voraus als im Rahmen dieses Forschungsprojekts beschafft werden konnten.

²⁰ Wir verwenden hier bewusst die Präzisierung „erdverlegte Kabel“, weil in Finnland insbesondere in der Niederspannungsebene ein hoher Anteil von „overhead cables“, d. h. Kabel auf Masten, vorliegt, die kostenmäßig eher mit Freileitungen zu vergleichen sind.

²¹ Zur Beurteilung der Entgeltwirkung könnte die Altersstruktur der Betriebsmittel relevant sein, da sich in älteren Netzen mit bereits abgeschriebenen Kabeln deren im Vergleich zu Freileitungen geringere Betriebskosten entgeltdämpfend auswirken können.

6 Verfahren des Netzzugangs für Kleinkunden

Neben entgeltlichen Konditionen sollten in diesem Forschungsprojekt auch die in den betrachteten Ländern eingeführten Verfahren für den Netzzugang analysiert und miteinander verglichen werden. Dieser Punkt bezieht sich speziell auf den Netzzugang für Kleinkunden (in allen Ländern beträgt der Marktöffnungsgrad 100 %) und umfasst v. a. die vertraglichen Beziehungen und Zahlungsflüsse zwischen Netzbetreibern, Lieferanten und Kunden, die zeitlichen Anforderungen der Prozeduren für den Lieferantenwechsel sowie wesentliche Charakteristika der jeweiligen Verfahren zur Anwendung standardisierter Lastprofile für derartige Stromkunden. Tabelle 6.1 fasst die wesentlichen Informationen zu diesen Aspekten zusammen.

In allen betrachteten Ländern außer England/Wales können bzw. müssen Netznutzung und Stromlieferung getrennt verrechnet werden. In Deutschland und Finnland ist es wahlweise auch möglich, einen „All-inclusive“-Vertrag abzuschließen, bei dem die Netznutzung vom Stromlieferanten bezahlt wird. In England/Wales ist dieses Vorgehen obligatorisch.

Hinsichtlich des zeitlichen Ablaufs eines Lieferantenwechsels bestehen in den betrachteten Ländern ähnliche Fristen. In Deutschland, Österreich (ab 1.1.2003), England/Wales und Schweden beträgt die Mindestfrist²² einen Monat. In Finnland beträgt die Kündigungsfrist für Verbraucher sogar nur zwei Wochen, für Lieferanten dagegen drei Monate. In England/Wales ist beim Lieferantenwechsel der neue Versorger für die Durchführung einer Zählerstandsableseung verantwortlich, während dies in den übrigen Ländern durch den Netzbetreiber erfolgt.

²² Die angegebenen Fristen beziehen sich auf die Abwicklung des Lieferantenwechsels mit dem Netzbetreiber. Aus dem Stromliefervertrag können sich ggf. längere Fristen ergeben.

	Deutschland	Österreich	England/Wales	Schweden	Finnland
getrennte Verträge für Netznutzung und Stromlieferung	wahlweise	ja	nein	ja	wahlweise
"All-inclusive"-Verträge (Lieferant zahlt Netzentgelte)		nein	ja	nein	
Zeitliche Anforderungen beim Lieferantenwechsel	Wechsel mit 1 Monat Frist zum Monatsende; Teilfristen für Alt- /Neulieferant und Netzbetreiber	8 Wochen (ab 2003 4 Wochen) Kündigungsfrist	Wechsel innerhalb von 28 Tagen	Wechsel mit 1 Monat Frist zum Monatsende	Kündigungsfrist 2 Wochen für Verbraucher, 3 Monate für Lieferanten
Messung bei Lieferantenwechsel	durch Netzbetreiber	durch Netzbetreiber	durch Neulieferant	durch Netzbetreiber	durch Netzbetreiber
Lastprofile: Anwendungsschwelle	typisch: 30 kW, 30000..100000 kWh/a	50 kW oder 100000 kWh/a	100 kW	135 kW	45 kW
Lastprofile: Methode	synthetisch oder analytisch	synthetisch	synthetisch	analytisch	synthetisch
Lastprofile: Anzahl	Netzbetreiber- spezifisch; Anhaltswerte: 11 von VDEW ermittelte repräsentative Profile	11 von VDEW ermittelte Profile, weitere für Nachtspeicher- heizung und Warmwasser- speicher	8 mit linearer Korrektur von Temperatur und Sonnenuntergangs- zeit	-	4, davon 1 (Haushalt mit E- Heizung) mit linearer Temperatur- korrektur

Tabelle 6.1: Überblick über Aspekte der Netzzugangsverfahren für Kleinkunden

In allen Ländern wird der Lieferantenwechsel für Kleinkunden dadurch erleichtert, dass die Anwendung standardisierter Lastprofile den Einbau von Lastgangzählern erübrigt. Die für dieses Verfahren zugelassenen Kundengruppen werden über maximale Jahreshöchstleistungen, in Österreich und Deutschland (teilweise) auch über den maximalen Jahresstromverbrauch definiert. Die Schwellenwerte sind in Deutschland Netzbetreiber-spezifisch (die in der Tabelle angegebene Werte entstammen einer Stichprobenerhebung), in den übrigen Ländern dagegen landesweit einheitlich.

Auch die Methode der Anwendung von Lastprofilen ist in allen Ländern außer Deutschland jeweils einheitlich festgelegt. In Österreich, England/Wales und Finnland kommt das synthetische Verfahren mit jeweils landesweit einheitlichen Lastprofilen zum Einsatz. In Deutschland steht es den Netzbetreibern frei, entweder das synthetische oder das analytische Verfahren anzuwenden; auch die Lastprofile bzw. beim analytischen Verfahren die Faktoren zur Aufteilung des Gesamtbezugs nicht leistungsgemessener Kunden nach Verbrauchertypen können die Netzbetreiber individuell festlegen. In Schweden findet generell das analytische Verfahren Anwendung, jedoch wird der Gesamtbezug nicht leistungsgemessener Kunden hier nicht nach Verbrauchertypen aufgeteilt.

7 Schlussfolgerungen

Hauptaufgabe dieses Forschungsvorhabens war ein Vergleich der Struktur und vor allem der Höhe Stromnetz-bezogener Preiskomponenten in Deutschland, Österreich, England/Wales, Schweden und Finnland. Wie allgemein üblich wurde dieser Vergleich auf Basis sog. Netznutzungsfälle durchgeführt, die durch Festlegung bestimmter Charakteristika der Netzinanspruchnahme für eine Reihe typischer Nutzerarten definiert wurden. In einer Voranalyse konnte gezeigt werden, dass dieses Vorgehen für eine Auswertung öffentlich zugänglicher Daten (v. a. Tarifblätter) einen praktikablen Ansatz darstellt, jedoch mit großer Sorgfalt durchgeführt werden muss, um Fehlinterpretationen der Ergebnisse zu vermeiden. Diese können dann entstehen, wenn von der Relation der Netzentgelte für einzelne Netznutzungsfälle in unzulässiger Weise – etwa durch einfache Mittelwertbildung – auf eine Relation der Gesamterlöse der Netzbetreiber geschlossen wird. Ein wesentliches Ziel der weiteren Analyse bestand folglich darin, den sachgerechten quantitativen Entgeltvergleich vorzubereiten. Dies umfasste drei Stufen:

- Es dürfen nur Entgelte miteinander verglichen werden, die für die Erbringung gleichartiger Dienstleistungen zu entrichten sind. Anhand einer Analyse der über Netzentgelte in den einzelnen Ländern verrechneten Leistungen der Netzbetreiber wurde daher zunächst ein einheitliches „Dienstleistungsspektrum“ abgeleitet, das die Bereitstellung der Netzinfrastuktur, Systemdienstleistungen, Ausgleich von Netzverlusten sowie Frequenzhaltung umfasst. Um diese Komponenten in einheitlicher Weise vergleichen zu können, mussten einige Tarife in einzelnen Aspekten angepasst werden, z. B. durch Subtraktion standardisierter Messentgelte. Eine auftragsgemäß ebenfalls durchgeführte Analyse von nicht Netzkosten-bezogenen Zuschlägen (z. B. Steuern) ergab, dass diese stets von den Netznutzungsentgelten separiert angegeben werden und daher den Vergleich der netzbezogenen Entgelte nicht erschweren.

Die Möglichkeiten zur Vereinheitlichung der nationalen Entgelte finden in einzelnen Aspekten ihre Grenzen, die durch Einschränkungen der Datenverfügbarkeit in einigen oder sogar allen betrachteten Ländern bestimmt sind. Dies umfasst die teilweise Abgeltung von Kosten für das vorgelagerte Netz durch Einmalzahlungen, die Verrechnung von Ausgleichsenergie, die Zahlungen an Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen in Deutschland sowie die Messentgelte oberhalb der Niederspannungsebene in Schweden. Die notwendige

Vernachlässigung dieser Kostenkomponenten bzw. ihrer Unterschiede von Land zu Land im Rahmen des Entgeltvergleichs halten wir für vertretbar. Sie bedingt jedoch eine gewisse Ungenauigkeit beim Entgeltvergleich, die bei der Interpretation von Vergleichsergebnissen berücksichtigt werden muss.

- Es wurde eine repräsentative Auswahl von Netznutzungsfällen getroffen. Hierzu wurden sämtliche Parameter der Netzinanspruchnahme, die in mindestens einem betrachteten Land die Höhe der Netzentgelte beeinflussen, analysiert und daraufhin diejenigen ausgewählt, die für eine ausreichend repräsentative Erfassung der realen Bandbreite von Netznutzern notwendig erschienen. Neben den üblicherweise verwendeten Parametern wie Spannungsebene, Jahresverbrauch und Benutzungsdauer waren dies letztlich der zeitliche Verlauf der Energieabnahme sowie Wohnungstyp und Anschlussgröße. Darüber hinaus wurden für England/Wales, Schweden und Finnland die dortigen erzeugungsseitigen Netzentgelte („G-Komponente“) berücksichtigt.
- In Analogie zur Ermittlung repräsentativer Netznutzungsfälle stand die Auswahl repräsentativer Netzbetreiber in Deutschland, Schweden und Finnland, wo aus Aufwandsgründen nicht alle Unternehmen betrachtet werden konnten. Anhand von Größe, Lage und Struktur der Netzgebiete sowie dem Ranglistenplatz der Unternehmen bei bereits veröffentlichten nationalen Entgeltvergleichen wurde jeweils ein angemessenes Spektrum von ca. 30-40 Netzbetreibern ausgewählt.

Wie oben erwähnt, kann eine aggregierte Betrachtung von Netznutzungsfällen zu einer verzerrten Pauschalbewertung führen. Gleiches gilt auch für die Entgelte unterschiedlicher Netzbetreiber innerhalb eines Landes. Daher wurden beim eigentlichen Entgeltvergleich Zusammenfassungen und Mittelwertbildungen weitgehend vermieden. Statt dessen haben wir je Land die Bandbreite der vorkommenden Entgelthöhen als Vergleichsmaßstab herangezogen. Der Vergleich führt zu folgenden Erkenntnissen:

- Für Niederspannungskunden ohne Leistungsmessung ergeben sich in Finnland und England/Wales ähnliche Bandbreiten der auf den Jahresverbrauch der jeweiligen Kunden bezogenen (d. h. in ct/kWh angegebenen) Netzentgelte, die durchweg unterhalb der deutschen und österreichischen – untereinander ebenfalls ähnlichen – Werte liegen. Sowohl die Maximal- als auch die Minimalentgelte weisen dabei zwischen England/Wales bzw. Finnland einerseits und Deutschland bzw. Österreich andererseits Differenzen von ca. 2,5-

4,5 ct/kWh bzw. relative Unterschiede um den Faktor 2 bis 3 auf. Die schwedischen Entgelte haben, bedingt durch ihre Struktur, eine große Streuung, die jedoch bei höheren Jahresverbräuchen abnimmt, wodurch sich das Entgeltniveau dem in Finnland und England/Wales annähert.

Vergleicht man dagegen die absolute (in €/a angegebene) Netzentgeltbelastung landestypischer Haushaltskunden, rücken die Länder deutlich näher zusammen. In Schweden zahlt der Haushaltskunde bei dieser Betrachtung z. T. sogar deutlich mehr als in allen übrigen Ländern.

- Bei leistungsgemessenen Niederspannungskunden liegen die Entgeltbandbreiten der Länder näher zusammen als bei den Kunden ohne Leistungsmessung. Insbesondere weist die Bandbreite der deutschen Entgelte deutliche Überlappungen mit denen in England/Wales, Schweden und Finnland auf, liegt tendenziell aber dennoch höher als diese, und zwar bei den Minimalwerten um ca. 1 ct/kWh und bei den Maximalwerten um 2-2,5 ct/kWh. Die österreichische Entgeltbandbreite liegt allerdings nochmals um etwa denselben Betrag höher als die deutsche.
- Die Ergebnisse für die Mittelspannungsebene ähneln hinsichtlich der Rangfolge der Länder denen für leistungsgemessene Niederspannungskunden. Allerdings sind die Unterschiede hier aufgrund noch deutlicherer Überlappung der Entgeltspannen weniger signifikant.
- Niedrigere Benutzungsdauern bewirken bei allen leistungsgemessenen Kundengruppen eine stärkere Angleichung der Entgeltspannen unter den Ländern. Dies führt insbesondere in der Nieder- und Mittelspannungsebene dazu, dass vor allem die schwedischen und finnischen Entgelte auch bei Bezug auf den Jahresverbrauch nicht mehr generell niedriger sind als die deutschen und in der Mittelspannungsebene auch nicht niedriger als die österreichischen.
- Als Spannungsebenen-übergreifende Aussage über die qualitativen Entgeltrelationen zwischen den Ländern lässt sich festhalten, dass England/Wales und Finnland allgemein relativ niedrige, einander ähnliche Entgelte aufweisen gegenüber höheren, aber untereinander wiederum ähnlichen Entgelten in Deutschland und Österreich. Auch Schweden hat tendenziell niedrige Entgelte, weist jedoch z. T. erhebliche Bandbreiten auf. Die – auch relativ – größten Entgeltunterschiede sind in der Niederspannungsebene zu beobachten.

- Speziell die detaillierte Analyse der Niederspannungs-Entgelte über fünf Netznutzungsfälle zeigt aber auch die generelle Schwierigkeit eines Entgeltvergleichs auf Basis charakteristischer Nutzungsfälle auf. Zwar lässt sich ein allgemein niedrigeres Entgeltniveau in England/Wales und Finnland als in Deutschland feststellen, das wiederum leicht unter dem österreichischen liegt. Die großen Bandbreiten innerhalb der einzelnen Länder sowie die Unkenntnis der jeweiligen Kundenstrukturen – sowohl hinsichtlich der Verbrauchsmengen als auch der Anteile von leistungsgemessenen und nicht leistungsgemessenen Kunden – erlauben es jedoch nicht, einen Prozentsatz zu bestimmen oder auch nur abzuschätzen, um den die Nutzung des Niederspannungsnetzes (bezogen auf die Energieabgabe oder die Kundenanzahlen) in einem Land teurer als in einem anderen ist. Das Beispiel Schwedens zeigt, dass die Heterogenität der Netzbetreiber sowie die Tarifvielfalt je nach betrachtetem Jahresverbrauch durchaus zu unterschiedlichen Reihenfolgen der Länder führen können.

Im Anschluss an den Entgeltvergleich wurde eine Reihe von Ansätzen diskutiert, die einen Beitrag zur Erklärung der beobachteten Entgeltdifferenzen leisten könnten. Zielsetzung war dabei, signifikante Einflussfaktoren aufzuzeigen und qualitativ sowie grob quantitativ ihre Auswirkungen auf die Netzkosten und damit Netzentgelte zu beschreiben. Im einzelnen wurden folgende Aspekte analysiert:

- *Kunden- und Laststruktur*

Erheblichen Einfluss auf die Netzdimensionierung und damit auf Netzkosten und -entgelte haben erfahrungsgemäß Eigenschaften der Kunden- und Laststruktur wie die Lastdichte (nach Spannungsebenen) und die Höhe und räumliche Verteilung der Einzellasten. Eine theoretisch naheliegende statistische Erfassung dieses Einflusses scheitert allerdings in der Praxis an den Datenanforderungen. Zielführender und im Rahmen dieser Studie einzig gangbar war es daher, durch vereinfachte Nachbildung des Netzplanungsprozesses unter idealisierten Bedingungen und auf Grundlage objektiver Kriterien und Vorgaben Modellnetze für unterschiedliche, durch wenige Parameter beschriebene Laststruktur-Varianten zu entwerfen und kostenmäßig zu bewerten, um daraus Rückschlüsse über prinzipielle Zusammenhänge zwischen Netzkosten und Eigenschaften der Laststruktur zu ziehen.

Diese Modelluntersuchungen liefern die Erkenntnis, dass Eigenschaften der Kunden- und Laststruktur bei einheitlich angenommenen Netzplanungsprinzipien und -vorgaben erheblichen Einfluss auf die Netzkosten haben, dass die festgestellten Zusammenhänge aber

auch stark nichtlinear sind. Infolge dessen können aus leicht erhältlichen landesweiten Durchschnittswerten keine quantitativen Erklärungsansätze für Kostenunterschiede abgeleitet werden. Eine eingehendere Analyse setzt detaillierte Kenntnisse insbesondere über Art und Ausmaß der Inhomogenität der Laststrukturen voraus.

Als konkretes Ergebnis der Modelluntersuchungen für die Niederspannungsebene zeigt sich, dass die Kosten des Niederspannungs-Leitungsnetzes – im Gegensatz zu den Kosten der Ortsnetzstationen – keineswegs in einem auch nur annähernd proportionalen Verhältnis zur Höchstlast stehen, sondern wesentlich stärker von der räumlichen Verteilung der Einzellasten bestimmt werden. Die Frage ist somit berechtigt, ob nicht ein Vergleich absoluter Entgelte (in €/a) zumindest für diese Netzebene sachgerechter ist als ein Vergleich leistungs- oder arbeitsbezogener Durchschnittsentgelte (s. oben).

- *Versorgungsqualität*

Das Qualitätsniveau der Stromversorgung ist international sehr unterschiedlich. Beispielsweise ist die durchschnittliche Wahrscheinlichkeit einer Versorgungsunterbrechung von Niederspannungs-Kunden in Deutschland deutlich geringer als in Skandinavien und Großbritannien. Anhand einer modellhaften Untersuchung unterschiedlich konzipierter Mittelspannungsnetzstrukturen haben wir aufgezeigt, wie sich Struktur und technische Ausstattung von Netzen einerseits auf die Versorgungszuverlässigkeit und andererseits auf die Netzkosten auswirken können. Die Untersuchungsergebnisse können zwar aufgrund einiger einschränkender Annahmen keine direkten quantitativen Erklärungen für konkrete Entgeltdifferenzen liefern, lassen aber erkennen, dass Unterschiede hinsichtlich Netzstruktur und -ausstattung die Netzzuverlässigkeit in einem Ausmaß beeinflussen können, das etwa den statistisch festgestellten Unterschieden der Nichtversorgungswahrscheinlichkeit zwischen den Ländern entspricht, und dass diese Struktur- und Ausstattungsmerkmale erheblichen Kosteneinfluss haben. Somit sind die von uns betrachtete Versorgungszuverlässigkeit und alle weiteren Aspekte der Versorgungsqualität zumindest als potentielle Erklärungsfaktoren für Entgeltunterschiede anzusehen.

- *Personalkosten*

International unterschiedliche Personalkosten werden häufig als mögliche Erklärung für Kostenunterschiede zwischen Unternehmen genannt. Wir haben daher die Gehaltsstrukturen der Branche „Energiewirtschaft“ in den betrachteten Ländern verglichen. Dabei zeigten

sich zwar deutliche Unterschiede, die aber z. T. im Widerspruch zu den beobachteten Entgeltdifferenzen stehen. Es lagen jedoch keinerlei Auswertungen vor, die länderspezifische Rückschlüsse auf den Arbeitsaufwand der Netzbetreiber im Zusammenhang mit der Bewältigung der durch Netzentgelte vergüteten Leistungen erlauben. Derartige Angaben wären aber erforderlich, um in Verbindung mit den Gehaltsdaten die Gesamtkosten des Faktors Arbeit abzuschätzen.

- *Errichtungskosten von Netzbetriebsmitteln*

Auch die Errichtungskosten der Netzinfrastruktur sind eine häufig vermutete Ursache für Unterschiede hinsichtlich Netzkosten und -entgelten. Wir haben daher für vier der betrachteten Länder eine grobe Schätzung der Kosten für Betriebsmittel der Nieder- und Mittelspannungsebene vorgenommen. Während sich im Mittelspannungsnetz sowie bei Ortsnetzstationen internationale Kostenunterschiede aufgrund der großen nationalen Bandbreiten kaum ableiten lassen, sind die Errichtungskosten für Niederspannungsleitungen in Schweden und Finnland deutlich niedriger als in Deutschland und Österreich. In Verbindung mit dem relativ geringen durchschnittlichen Anteil erdverlegter Kabel beispielsweise in Finnland ergibt sich hieraus ein Kostenvorteil gegenüber deutschen Netzen. Eine Quantifizierung dieses Unterschieds setzt allerdings repräsentativere spezifische Kostendaten sowie differenziertere Angaben über die Verkabelungsgrade voraus als im Rahmen dieses Forschungsprojekts beschafft werden konnten.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Aspekte Kunden- und Laststruktur, Versorgungsqualität und Errichtungskosten von Netzbetriebsmitteln potentielle Erklärungsansätze für Entgeltdifferenzen darstellen, die jeweils einzeln große Anteile der beobachteten Differenzen erklären können und bei additivem Zusammentreffen diese sogar „übererklären“ könnten. Jede Quantifizierung konkreter „Erklärungsanteile“ muss allerdings auf detailliertere Daten und ggf. Modelle abgestützt werden als sie im Rahmen dieses Forschungsprojekts erhoben bzw. angewendet werden konnten.

8 Anhang

8.1 Informationsquellen

Im folgenden geben wir einen Überblick über die im Rahmen dieses Forschungsvorhabens verwendeten Informationsquellen. Angesichts der großen Zahl von Einzelquellen beschränkt sich die Darstellung auf die wichtigsten Dokumente bzw. Websites. Insbesondere verzichten wir bei Weblinks auf die Angabe der – häufig sehr schnell veralteten – kompletten URL.

8.1.1 Angaben von Netzbetreibern

Die Netznutzungstarife der in dieser Studie berücksichtigten Netzbetreiber (s. Anhang 8.5) haben wir den jeweiligen Websites der Unternehmen entnommen. (Eine Ausnahme bildet Österreich, wo die Tarife von der Regulierungsbehörde E-Control veröffentlicht werden.) Berücksichtigt wurden die Tarife, die zum jeweiligen Recherchezeitpunkt (die Recherche erfolgte in den Monaten Juni bis Oktober 2002) gültig waren. Neben den reinen Preisdaten sind auf den Webseiten der Netzbetreiber häufig auch Informationen über die Strukturen der Netzentgelte zu finden.

8.1.2 Länderspezifische Informationen – Deutschland

- Bundesverband der Energieabnehmer (VEA)
Netznutzungsentgeltvergleich II/2001
- Verband der Netzbetreiber – VDN – e. V. beim VDEW
Vergleich von Netznutzungsentgelten deutscher Netzbetreiber, statistische Informationen
www.vdn-berlin.de
- BDI, VIK, VDEW, VDN, ARE, VKU
Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung (VV II+) i. d. F. v. 23.4.2002

- Arbeitsgruppe Netznutzung Strom der Kartellbehörden des Bundes und der Länder
Bericht über die Reichweite der kartellrechtliche Eingriffsnormen für die Überprüfung der Höhe der Entgelte für die Nutzung der Stromnetze und über die kartellrechtliche Relevanz von den Netzzugang behindernden Verhaltensweisen der Stromnetzbetreiber, Bonn, 19.4.2001

8.1.3 Länderspezifische Informationen – Österreich

- Energie-Control GmbH (Regulierungsbehörde)
Diverse Informationen, z. B. Netznutzungstarife, Gesetze und Marktregeln, Vergleich von Netznutzungsentgelten zwischen Deutschland und Österreich, Prozedur des Versorgerwechsels
www.e-control.at
- Haubrich, H.-J.; Fritz, W.; Engels, K.; Swoboda, P.; Bogner, S.; Sommersguter, M.
Grundlagen für Systemnutzungs-/tarif/-regelungen im Bereich der öffentlichen Elektrizitätsnetze
Wissenschaftliches Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für wirtschaftliche Angelegenheiten der Republik Österreich, 1998

8.1.4 Länderspezifische Informationen – England/Wales

- Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM, Regulierungsbehörde)
Diverse Dokumente, z. B. zu Tarifstrukturen und Regulierungsprinzipien
www.ofgem.gov.uk
- Informationen zur Energiesteuer „Climate Change Levy“
www.climate-change-levy.com
- Bauknecht, D.
Ein neuer Strommarkt in England/Wales
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 50. Jg. (2000), Heft 8, S. 597-599
- Bauknecht, D.; Colella, W.
NETA und die Folgen für erneuerbare Energien und KWK-Anlagen
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 52. Jg. (2002), Heft 6, S. 415-417

- Energywatch

How to choose and change your energy supplier

www.energywatch.org.uk

8.1.5 Länderspezifische Informationen – Schweden

- Swedish Energy Agency (Regulierungsbehörde)

Swedish Electricity Act, Vergleich von Netznutzungsentgelten schwedischer Netzbetreiber, Unternehmensdaten schwedischer Netzbetreiber, Berichte zur Marktentwicklung etc.

www.stem.se

- Filippini, M.; Wild, J.; Luchsinger, C.

Regulierung der Verteilnetzpreise zu Beginn der Marktöffnung

Studie im Auftrag des Schweizer Bundesamtes für Energie, Abschlussbericht, August 2001

8.1.6 Länderspezifische Informationen – Finnland

- The Energy Market Authority (Regulierungsbehörde)

Electricity Market Act, Vergleich von Netznutzungsentgelten schwedischer Netzbetreiber, Jahresberichte u. a. mit Angaben zu Prinzipien der Entgeltkalkulation

www.energiamarkkinavirasto.fi

- Finnish Electricity Association SENER

Sener Review (diverse Ausgaben)

www.energia.fi

- Pineau, P.-O.; Hämäläinen, R. P.

A Perspective on the Restructuring of the Finnish Electricity Market

Energy Policy, vol. 28 (3), pp. 181-192, 2000

8.1.7 Länderübergreifende Veröffentlichungen

- Eurelectric, System Tariffs Issues Working Group

Metering, Load Profiles and Settlement in Deregulated Markets

March 2000, Ref. 2000-220-0004

- Eurelectric, System Tariffs Issues Working Group
Regulation of Distribution
August 1999, Ref. 1999-220-0029
- European Commission
Energy in Europe – European Union energy outlook to 2020
Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg 1999
- Haubrich, H.-J.; Fritz, W.; Zimmer, C.; v. Sengbusch, K.; Kopp, S.; Li, F.
Analysis of Electricity Network Capacities and Identification of Congestion
Studie im Auftrag der EU-Kommission (DG TREN), Final Report, December 2001
- Pérez-Arriaga, I. J. ; Montero, F.; Odériz, F. J.
Benchmark of Electricity Transmission Tariffs
Studie im Auftrag der EU-Kommission (DG TREN), Final Report, February 2002
- Pfaffenberger, W.; Haupt, U.; Kinnunen, K.
Anwendung der Vergleichsmarktanalyse auf die Netzentgelte in der Stromwirtschaft
Gutachten im Auftrag der EnBW AG, März 2002
- Ahlemeyer, W.; Nissen, J.; Birnbaum, L.; Clemens, G.; Röthel, T.
Preisvergleiche im Netz
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 51. Jg. (2001), Heft 7, S. 456-459
- Hake, J.-F.; Vögele, S.; Rath-Nagel, S.
Wettbewerbs- und Unternehmensstrukturen in europäischen Elektrizitätsmärkten
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 52. Jg. (2002), Heft 9, S. 608-613

8.2 Daten zum Zahlenbeispiel in Kapitel 2

Die folgenden Tabellen geben die Annahmen zu Netznutzungsfällen und -entgelten wieder, die dem fiktiven Zahlenbeispiel in Kapitel 2 zugrunde liegen:

Netznutzungsfall	Jahresverbrauch [kWh/a]
Niederspannungskunde ohne Leistungsmessung	3 500
Niederspannungskunde mit Leistungsmessung	100 000

Tabelle 8.1: Abnahmecharakteristik der zwei Kundengruppen

Netznutzungstarif	Netzbetreiber A		Netzbetreiber B	
	Fall 1 [ct/kWh]	Fall 2 [ct/kWh]	Fall 1 [ct/kWh]	Fall 2 [ct/kWh]
Niederspannung ohne Leistungsmessung	6	6	6,5	5,5
Niederspannung mit Leistungsmessung	4	4	3	3

Tabelle 8.2: Netznutzungstarife der Netzbetreiber A und B

8.3 Abschätzung einer einheitlichen Benutzungsdauer für Erzeugungseinheiten

Die Berücksichtigung erzeugungsseitiger Netzentgelte (s. Abschnitt 4.1.2) in England/Wales, Schweden und Finnland erfordert die Abschätzung einer einheitlichen Benutzungsdauer für Erzeugungsanlagen. Ausgangspunkt hierfür sind die je Land installierte Kraftwerksleistung sowie die Gesamtjahreserzeugung, aus deren Verhältnis sich die durchschnittliche Benutzungsdauer der nationalen Kraftwerksparks ableiten lässt (Tabelle 8.3). Da für den Entgeltvergleich nur Einspeisungen in die Höchstspannungsebene betrachtet werden, sind diese Werte sicherlich untere Abschätzungen. Andererseits widerspräche ein allzu hoher Wert der Idee, plausible *Extremwerte* der erzeugungsseitigen Entgelte zu ermitteln. Aufgrund dieser Überlegungen halten wir es für angemessen, die durchschnittlichen Benutzungsdauern jeweils auf 5000 h/a aufzurunden.

Land	Inst. Leistung [MW]	Gesamterzeugung [GWh]	Durchschnittl. Benutzungsstunden [h/a]
Großbritannien	73305	345600	4715
Schweden	30900	141900	4592
Finnland	16600	67200	4048

Tabelle 8.3: Kenngrößen der Stromerzeugung in Großbritannien, Schweden und Finnland

8.4 Untersuchte Varianten von Parametern der Netznutzung

In diesem Abschnitt wird dargestellt, welche Parameter der Netzinanspruchnahme wir für die einzelnen Netznutzungsfälle variiert haben, um ihren Einfluss auf die Höhe der Netzentgelte zu bestimmen. Die Ergebnisse dieser Untersuchung sind in Anhang 8.6 aufgeführt, die daraus gewonnen Erkenntnisse in Kapitel 4.3.2 dargestellt.

Für NNF 1 (Tabelle 8.4) kann in Schweden und Finnland die jeweils kleinste Sicherungsgröße gewählt werden. Da es sich um Haushaltskunden handelt, besteht hinsichtlich des Kundentyps in England/Wales ebenfalls kein Freiheitsgrad mehr. Hingegen können die Entgeltunterschiede für Ein- und Mehrfamilienhäuser in Schweden und Finnland (bzw. ein-/dreiphasiger Anschluss in England/Wales) für diesen NNF aufgezeigt werden. Darüber hinaus lässt sich der Einfluss unterschiedlicher Verbrauchsprofile auf die Entgelthöhe in Österreich, England/Wales, Schweden und Finnland demonstrieren. (Die Verbrauchsprofile werden in Kapitel 4.3.2 näher beschrieben.)

Parameter für NNF 1	Deutschland	Österreich	England/Wales	Schweden	Finnland
Jahresarbeit: [MWh/a]	3,5				
Jahresarbeit: zeitlicher Verlauf	-	Zeitproportionale Abnahme (Profil 1)			
		Typischer Haushalt (Profil 2)			
Anschlussgröße	-	-	-	16A	25A
Ein-/Mehrfamilienhaus	-	-	Einfamilienhaus		
			Mehrfamilienhaus		
Haushalt/sonstiger Kunde	-	-	Haushalt	-	-

Tabelle 8.4: Niederspannungs-Netznutzungsfall ohne Leistungsmessung NNF 1

Für die beiden weiteren Haushaltskundenfälle, NNF 2 und 3 (Tabellen 8.5 und 8.6), ergeben sich ähnliche Einschränkungen und Optionen wie für NNF 1. Darüber hinaus wird der Einfluss der Anschlussleistung in Schweden aufgezeigt. Vor allem für NNF 2 mit seinem relativ hohen Jahresverbrauch ist es sinnvoll, die in England/Wales getrennte Tarifierung von Haushalts- und sonstigen Kunden zu untersuchen.

Parameter für NNF 2	Deutschland	Österreich	England/Wales	Schweden	Finnland
Jahresarbeit: [MWh/a]	9,6				
Jahresarbeit: zeitlicher Verlauf	-	Zeitproportionale Abnahme (Profil 1)			
		Typischer Haushalt (Profil 2)			
Anschlussgröße	-	-	-	16A	25A
				20A	
Ein-/Mehrfamilienhaus	-	-	Einfamilienhaus		
Haushalt/sonstiger Kunde	-	-	Haushalt	-	-
			sonstiger K.		

Tabelle 8.5: Niederspannungs-Netznutzungsfall ohne Leistungsmessung NNF 2

Parameter für NNF 3	Deutschland	Österreich	England/Wales	Schweden	Finnland
Jahresarbeit: [MWh/a]	3,5	4,6	4,7	9,6	7,4
Jahresarbeit: zeitlicher Verlauf	-	Zeitproportionale Abnahme (Profil 1)			
		Typischer Haushalt (Profil 2)			
Anschlussgröße	-	-	-	16A	25A
				20A	
Ein-/Mehrfamilienhaus	-	-	Einfamilienhaus		
Haushalt/sonstiger Kunde	-	-	Haushalt	-	-

Tabelle 8.6: Niederspannungs-Netznutzungsfall ohne Leistungsmessung NNF 3

Für Niederspannungs-Gewerbekunden ohne Leistungsmessung (NNF 4, Tabelle 8.7) muss eine größere Anschlusssicherung angenommen werden, für die auch in Schweden und Finnland keine Tarif-Differenzierung nach Ein- oder Mehrfamilienhaus mehr erfolgt. Ebenso ist der Parameter „Haushalt oder sonstiger Kunde“ für England/Wales bei diesem Nutzungsfall eindeutig vorgegeben. Eine Variantenbetrachtung ist hier also nur hinsichtlich des zeitlichen

Verlaufs des Verbrauchs vorzusehen, wobei im Gegensatz zu den NNF 1 bis 3 die gewerblichen Verbrauchsprofile 3 und 4 angesetzt werden.

Parameter für NNF 4	Deutschland	Österreich	England/Wales	Schweden	Finnland
Jahresarbeit: [MWh/a]	30				
Jahresarbeit: zeitlicher Verlauf	-	Zeitproportionale Abnahme (Profil 1)			
		1-Schicht-Betrieb (Profil 3)			
		2-Schicht-Betrieb (Profil 4)			
Anschlussgröße	-	-	-	35 A	
Ein-/Mehrfamilienhaus	-	-	-	-	-
Haushalt/sonstiger Kunde	-	-	sonst. Kunde	-	-

Tabelle 8.7: Niederspannungs-Netznutzungsfall ohne Leistungsmessung NNF 4

Bei den leistungsgemessenen Kunden (NNF 5-11, Tabellen 8.8 bis 8.14) sollte zunächst der Einfluss der in allen betrachteten Ländern tariflich relevanten Benutzungsdauer analysiert werden. Zusätzlich können die Verbrauchsprofile und das Verhältnis von Monats- zu Jahreshöchstleistung (Österreich) bzw. der Zeitpunkt der Jahreshöchstlast (Schweden) variiert werden.

Parameter für NNF 5	Deutschland	Österreich	England/Wales	Schweden	Finnland
Jahresarbeit: [MWh/a]	120				
Jahresarbeit: zeitlicher Verlauf	-	Zeitproportionale Abnahme (Profil 1)			
		1-Schicht-Betrieb (Profil 3)			
		2-Schicht-Betrieb (Profil 4)			
Benutzungsdauer (Jahreshöchstleistung)	4000 h/a (30 kW)				
	1600 h/a (75 kW)				
Verhältnis Monats-/ Jahreshöchstleistung	-	Konstant	-	-	-
		Jahresgang			
Zeitpunkt der Jahreshöchstlast	-	-	-	Winter	-
				übrige Zeit	

Tabelle 8.8: Niederspannungs-Netznutzungsfall mit Leistungsmessung NNF 5

Parameter für NNF 6	Deutschland	Österreich	England/Wales	Schweden	Finnland
Jahresarbeit: [MWh/a]	1 000				
Jahresarbeit: zeitlicher Verlauf	-	Zeitproportionale Abnahme (Profil 1)			
		1-Schicht-Betrieb (Profil 3)			
		2-Schicht-Betrieb (Profil 4)			
Benutzungsdauer (Jahreshöchstleistung)	5000 h/a (200 kW)				
	1600 h/a (625 kW)				
Verhältnis Monats-/ Jahreshöchstleistung	-	Konstant	-	-	-
		Jahresgang			
Zeitpunkt der Jahreshöchstlast	-	-	-	Winter	-
				übrige Zeit	

Tabelle 8.9: Umspannungs(MS/NS)-Netznutzungsfall mit Leistungsmessung NNF 6

Parameter für NNF 7	Deutschland	Österreich	England/Wales	Schweden	Finnland
Jahresarbeit: [MWh/a]	5 000				
Jahresarbeit: zeitlicher Verlauf	-	Zeitproportionale Abnahme (Profil 1)			
		1-Schicht-Betrieb (Profil 3)			
		2-Schicht-Betrieb (Profil 4)			
Benutzungsdauer (Jahreshöchstleistung)	5000 h/a (1000 kW)				
	1600 h/a (3125 kW)				
Verhältnis Monats-/ Jahreshöchstleistung	-	Konstant	-	-	-
		Jahresgang			
Zeitpunkt der Jahreshöchstlast	-	-	-	Winter	-
				übrige Zeit	

Tabelle 8.10: Mittelspannungs-Netznutzungsfall mit Leistungsmessung NNF 7

Parameter für NNF 8	Deutschland	Österreich	England/Wales	Schweden	Finnland
Jahresarbeit: [MWh/a]	40 000				
Jahresarbeit: zeitlicher Verlauf	-	Zeitproportionale Abnahme (Profil 1)			
		1-Schicht-Betrieb (Profil 3)			
		2-Schicht-Betrieb (Profil 4)			
Benutzungsdauer (Jahreshöchstleistung)	5000 h/a (8 000 kW)				
	2000 h/a (20 000 kW)				
Verhältnis Monats-/ Jahreshöchstleistung	-	Konstant	-	-	-
		Jahresgang			
Zeitpunkt der Jahreshöchstlast	-	-	-	Winter	-
				übrige Zeit	

Tabelle 8.11: Umspannungs-Netznutzungsfall(HS/MS) mit Leistungsmessung NNF 8

Parameter für NNF 9	Deutschland	Österreich	England/Wales	Schweden	Finnland
Jahresarbeit: [MWh/a]	100 000				
Jahresarbeit: zeitlicher Verlauf	-	Zeitproportionale Abnahme (Profil 1)			
		1-Schicht-Betrieb (Profil 2)			
		2-Schicht-Betrieb (Profil 3)			
Benutzungsdauer (Jahreshöchstleistung)	5000 h/a (20 000 kW)				
	3125 h/a (32 000 kW)				
Verhältnis Monats-/ Jahreshöchstleistung	-	Konstant	-	-	-
		Jahresgang			
Zeitpunkt der Jahreshöchstlast	-	-	-	Winter	-
				übrige Zeit	

Tabelle 8.12: Hochspannungs-Netznutzungsfall mit Leistungsmessung NNF 9

Parameter für NNF 10	Deutschland	Österreich	England/Wales	Schweden	Finnland
Jahresarbeit: [MWh/a]	300 000				
Jahresarbeit: zeitlicher Verlauf	-	Zeitproportionale Abnahme (Profil 1)			
		1-Schicht-Betrieb (Profil 3)			
		2-Schicht-Betrieb (Profil 4)			
Benutzungsdauer (Jahreshöchstleistung)	6000 h/a (50 000 kW)				
	4000 h/a (75 000 kW)				
Verhältnis Monats-/ Jahreshöchstleistung	-	Konstant	-	-	-
		Jahresgang			
Zeitpunkt der Jahreshöchstlast	-	-	-	Winter	-
				übrige Zeit	

Tabelle 8.13: Umspannungs-Netznutzungsfall (HöS/HS) mit Leistungsmessung NNF 10

Parameter für NNF 11	Deutschland	Österreich	England/Wales	Schweden	Finnland
Jahresarbeit: [MWh/a]	600 000				
Jahresarbeit: zeitlicher Verlauf	-	Zeitproportionale Abnahme (Profil 1)			
Benutzungsdauer (Jahreshöchstleistung)	6000 h/a (100 000 kW)				
	4000 h/a (150 000 kW)				
Verhältnis Monats-/ Jahreshöchstleistung	-	Konstant	-	-	-
		Jahresgang			
Zeitpunkt der Jahreshöchstlast	-	-	-	Winter	-
				übrige Zeit	

Tabelle 8.14: Höchstspannungs-Netznutzungsfall mit Leistungsmessung NNF 11

8.5 Berücksichtigte Netzbetreiber

8.5.1 Liste aller im Entgeltvergleich berücksichtigten Netzbetreiber

Berücksichtigte Netzbetreiber Deutschland:	
Allgäuer Überlandwerke GmbH	OVAG Oberhessische Versorgungsbetriebe AG
Avacon AG Sachsen-Anhalt	PESAG AG
DREWAG – Stadtwerke Dresden GmbH	RWE Net AG
Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH	Stadtwerke Heidelberg AG
E.dis Energie Nord AG	Stadtwerke Konstanz GmbH
Elektrizitätswerke Wesertal GmbH	Stadtwerke Lindau
Emscher Lippe Energie GmbH	Stadtwerke Oranienburg
EnBW Regional AG	Stadtwerke Roth
eneREGIO GmbH	Stadtwerke Staßfurt GmbH
Energieversorgung Greiz GmbH	Stadtwerke Tübingen GmbH
Envia Energie Sachsen Brandenburg AG	Stadtwerke Weilburg GmbH
E.ON Bayern AG	STAWAG Stadtwerke Aachen AG
EWR Elektrizitätswerk Rheinhessen AG	SWU Energie GmbH
GEW RheinEnergie AG	TEAG Thüringer Energie AG
Hamburgische Electricitäts-Werke AG	Zwickauer Energieversorgung GmbH
HEAG Versorgungs-AG	E.ON Netz GmbH Süd
Hersbrucker Energie und Wasserversorgung GmbH	E.ON Netz GmbH Nord
Kraftwerk Altwürttemberg AG	EnBW Transportnetze AG
Lech-Elektrizitätswerk AG	RWE Net AG
Mainova AG	VEAG Vereinigte Energiewerke AG
N-ERGIE AG	

Tabelle 8.15: Im Entgeltvergleich berücksichtigte deutsche Netzbetreiber

Berücksichtige Netzbetreiber England/Wales:	
East Midlands Electricity Distribution plc	United Utilities Electricity plc
EPN Distribution Limited	Western Power Distribution plc South Wales
LPN London Power Networks plc	Western Power Distribution plc South West
NEDL Northern Electric Distribution Limited	Yorkshire Electricity Distribution plc
Seeboard plc	National Grid Company plc
Southern Electric Power Distribution plc	

Tabelle 8.16: Im Entgeltvergleich berücksichtigte englische/walisische Netzbetreiber

Berücksichtige Netzbetreiber Schweden:	
Fortum Bohuslän	Skellefteå Kraft Elnät AB
Fortum Dalarna, Bervik region	Svenska Kraftnät
Fortum Halland, Smaland	Sydskraft Elnät Hässleholm AB
Fortum Hälsingland	Sydskraft Elnät Lessebo AB
Fortum Värmland	Sydskraft Elnät Malmö AB
Fortum, Munkedal	Sydskraft Elnät Syd AB
Fortum, Stockholm	Västerbergslagens Elnät AB
Fortum, Strömstad	Vattenfall Norrbottens AB
Göteborg Energi AB	Vattenfall Norrlands Mellersta
Graninge Enköping Elnät AB	Vattenfall Norrnät AB, Kalix
Graninge Kalmar Energi AB	Vattenfall Södra AB
Graninge Regionnät AB	Vattenfall Västrnät AB, Mälarnät
Graninge Roslags Energi AB	Vattenfall Västrnät AB, Skillingaryd
Lerum Energi AB	Vattenfall Västrnät AB, Värmdö
Märlarenergi AB	

Tabelle 8.17: Im Entgeltvergleich berücksichtigte schwedische Netzbetreiber

Berücksichtigte Netzbetreiber Finnland:	
Enontekiön Sähkö Oy	Outokumpu Alueverkko Oy Kerminmaan
Enso Alueverkko Oy	Outokumpu Alueverkko Oy Kokkolan
Etelä-Pohjanmaan Alueverkko Oy	Outokumpu Alueverkko Oy Porin
Fortum Aluesiirto Oy	Outokumpu Alueverkko Oy Tornion
Fortum Power and Heat Oy	Pellon Sähkö Oy
Fortum Sähkönjakelu Oy	Pohjolan Voima Oy
Helsingin Energia	Rovaniemen Energia
Imatran Seudun Sähkö Oy	Sähkö-Virkeät Oy
Joensuun Energia Oy	Satavakka Oy
Korpelan Voima Kuntayhtymä	Tampereen Sähkölaitos
Kouvola Seudun Sähkö Oy	Turku Energia Oy
Lapin Sähköverkko Oy	Utsjoen Sähköosuuskunta
Oulun Energia	Vattenfall Verkko Oy
Outokumpu Alueverkko Oy Harjavallan	Fingrid Oy

Tabelle 8.18: Im Entgeltvergleich berücksichtigte finnische Netzbetreiber

8.5.2 Analyse der Ranglistenplätze bei bisherigen Entgeltvergleichen

Ein Kriterium bei der Auswahl eines angemessenen Spektrums von Netzbetreibern in Deutschland, Schweden und Finnland war der Ranglistenplatz, den die Unternehmen in bereits abgeschlossenen nationalen Entgeltvergleichen eingenommen haben.

Deutschland

Für Deutschland haben wir die Ergebnisse des vom Bundesverband der Energieabnehmer (VEA) erstellten „Netznutzungsentgeltvergleich II/2001“ herangezogen und sichergestellt, dass die von uns berücksichtigten Netzbetreiber die dort angegebenen Ranglisten mit einer ausreichenden Bandbreite abdecken. Die Analyse für die Mittelspannungsebene ist Bild 8.1 zu entnehmen; für die Niederspannungsebene sei auf den Hauptteil dieses Berichts (Bild 4.2, S. 43) verwiesen.

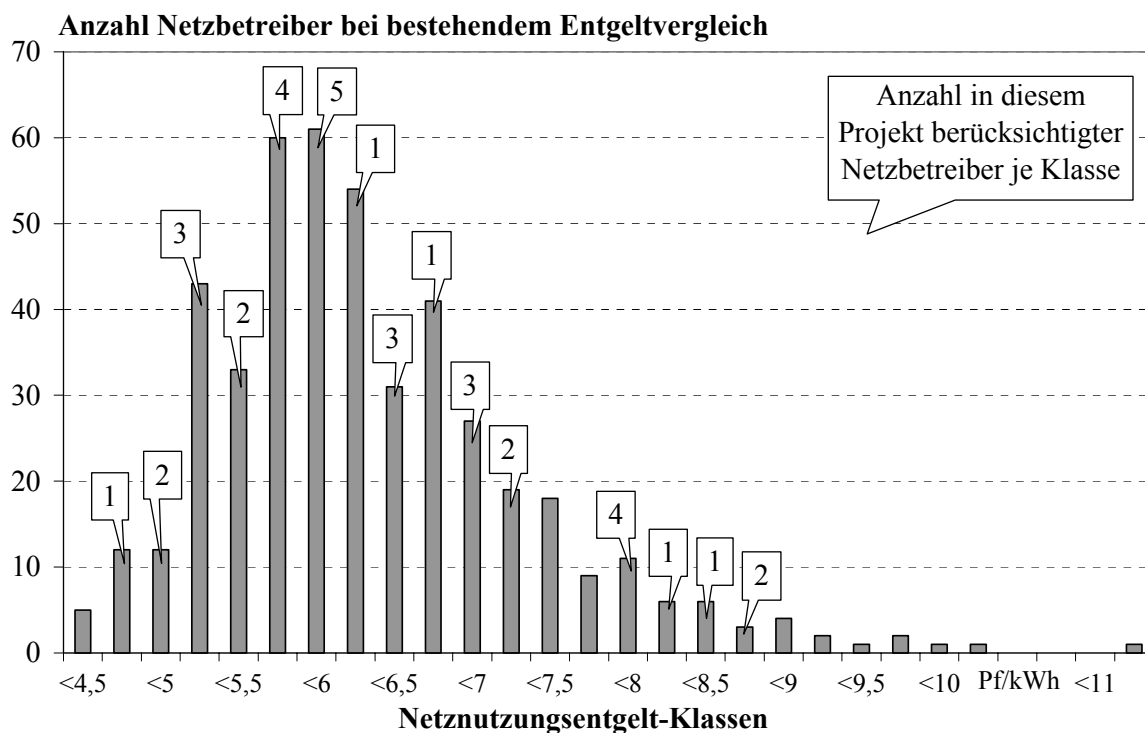


Bild 8.1: Aufteilung der berücksichtigten deutschen Netzbetreiber auf Entgeltklassen für Mittelspannungskunden mit Leistungsmessung (Mittelwert über 15 Netznutzungsfälle, Quelle: VEA II/2001)

Schweden

Die schwedische Regulierungsbehörde Stem veröffentlicht Entgeltvergleiche für verschiedene Niederspannungs-Netznutzungsfälle, die wir in analoger Weise zum deutschen VEA-Vergleich ausgewertet haben. Die Verteilung der berücksichtigten schwedischen Netzbetreiber auf die Ergebnisbandbreite für Apartments und Einfamilienhäuser mit 20-A-Anschlussicherung ist in Bild 8.2 und 8.3 dargestellt. Für Einfamilienhäuser mit 16-A-Anschlussicherung sei auf den Hauptteil dieses Berichts (Bild 4.3, S. 44) verwiesen.

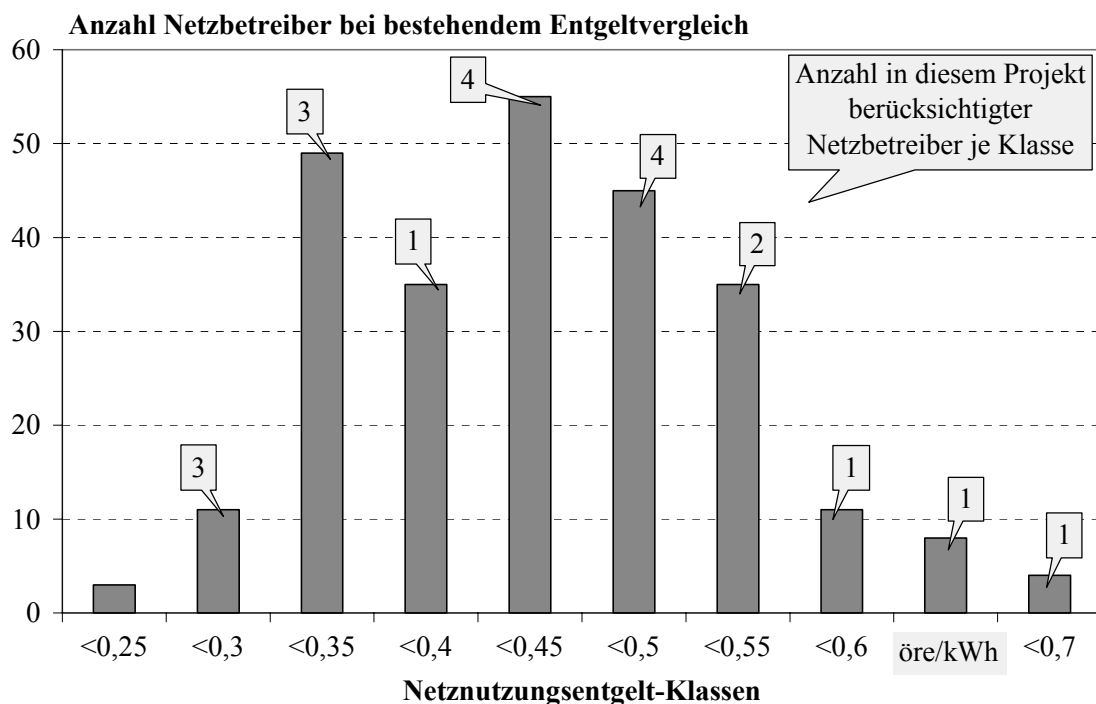


Bild 8.2: Aufteilung der berücksichtigten schwedischen Netzbetreiber auf Entgeltklassen für Haushaltskunden, Appartement, 2000 kWh/a (Quelle: Energimyndigheten, Januar 2002)

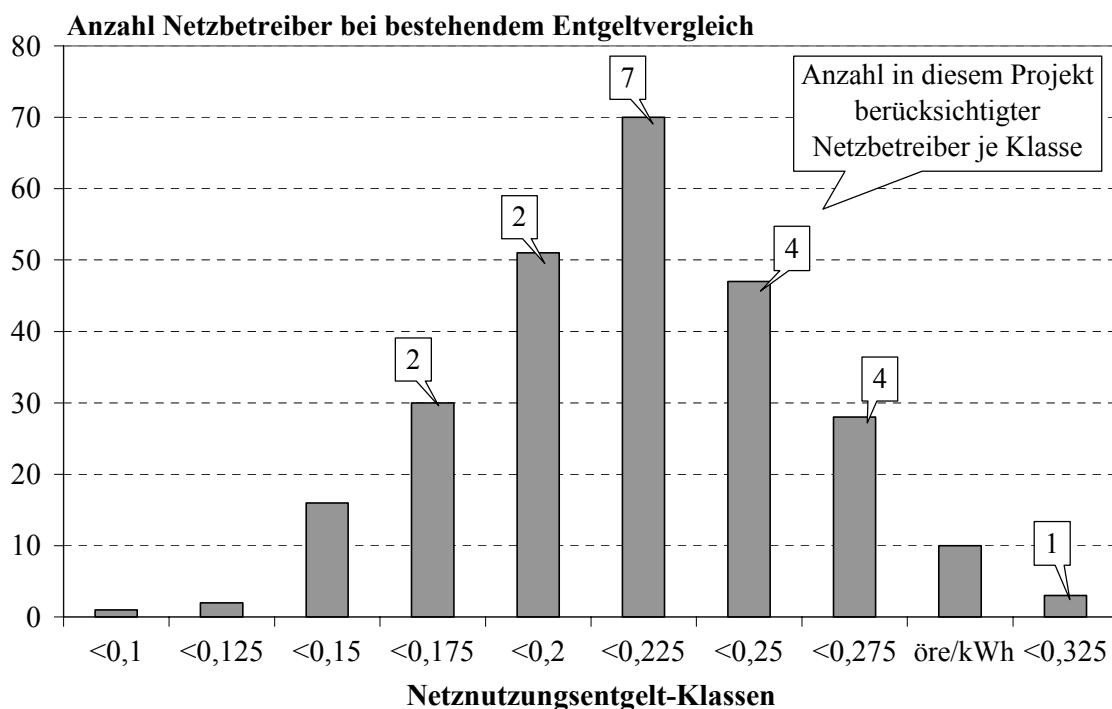


Bild 8.3: Aufteilung der berücksichtigten schwedischen Netzbetreiber auf Entgeltklassen für Haushaltskunden, Einfamilienhaus, 20 A, 20.000 kWh/a (Quelle: s. o.)

Finnland

Auch die finnische Regulierungsbehörde veröffentlicht Entgeltvergleiche für Haushaltskunden. Die Verteilung der berücksichtigten Netzbetreiber auf die dort ermittelten Ergebnisbandbreiten ist in Bild 8.4 und 8.5 für Apartments und Einfamilienhäuser mit hohem Energieverbrauch dargestellt. Für den Fall des Einfamilienhauses mit geringerem Energieverbrauch sei auf den Hauptteil dieses Berichts (Bild 4.4, S. 46) verwiesen.

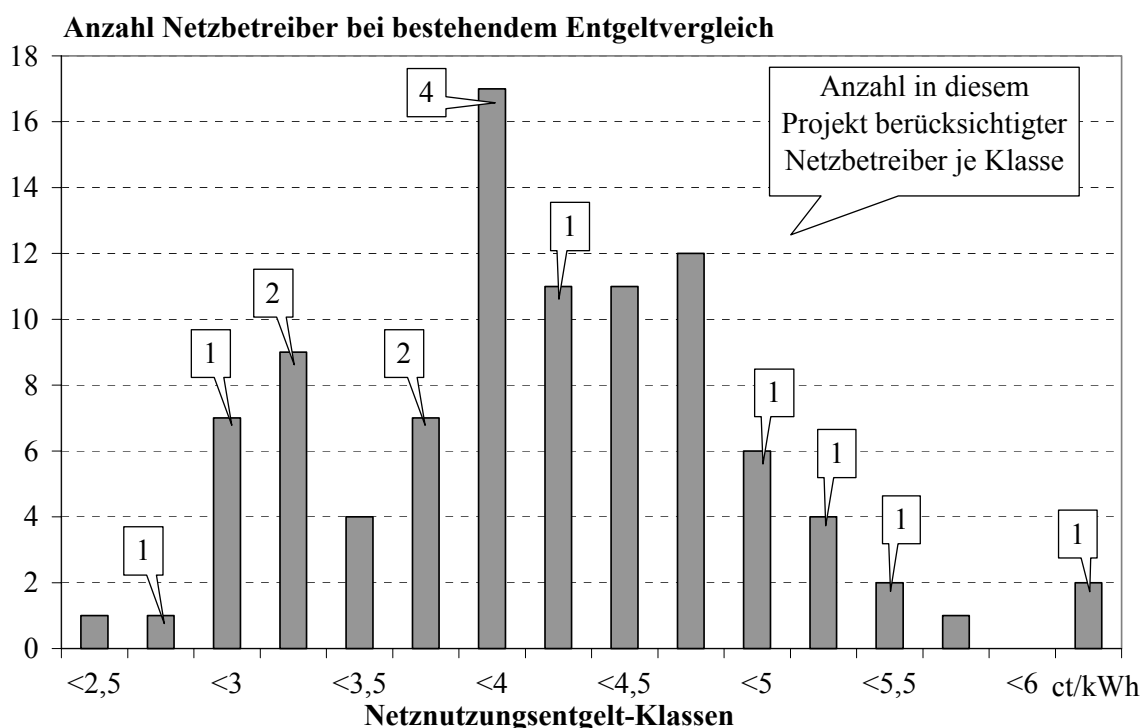


Bild 8.4: Aufteilung der berücksichtigten finnischen Netzbetreiber auf Entgeltklassen für Haushaltskunden, Appartement, 2000 kWh/a (Quelle: Energiamarkkinavirasto September 2002)

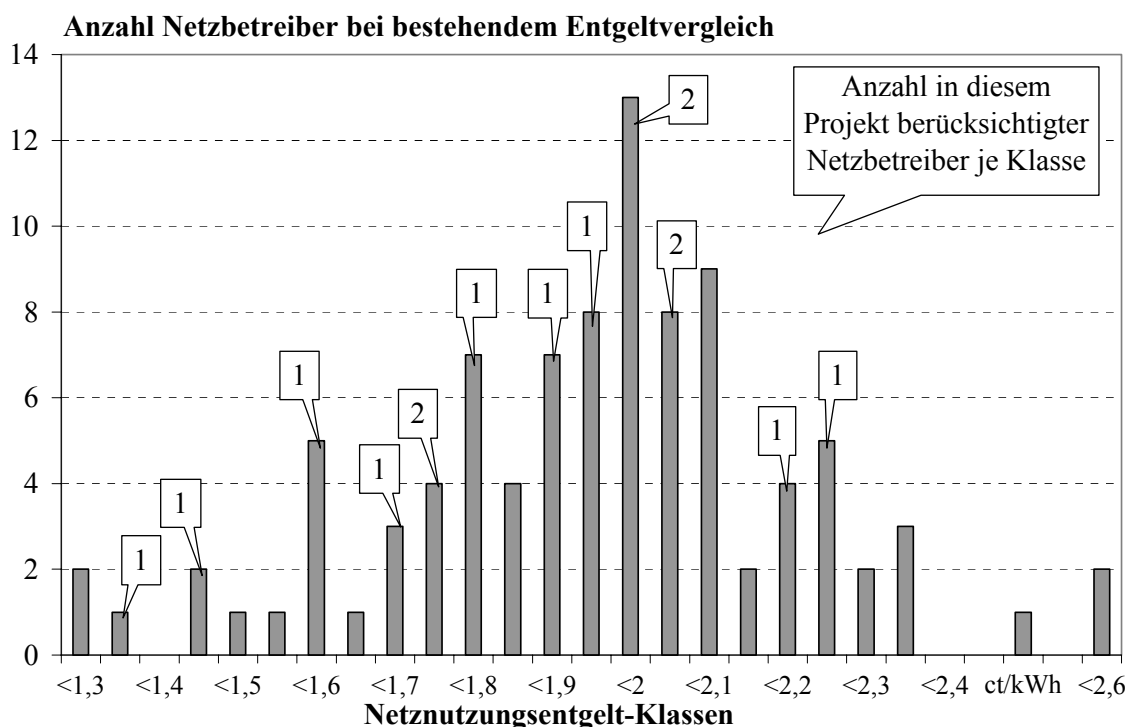


Bild 8.5: Aufteilung der berücksichtigten finnischen Netzbetreiber auf Entgeltklassen für Haushaltskunden, Einfamilienhaus, 20.000 kWh/a (Quelle: Energiamarkkina-
virasto September 2002)

8.6 Detailergebnisse des Entgeltvergleichs

Die folgenden Tabellen enthalten für jeden Netznutzungsfall und alle dabei jeweils variierten Parameter der Netznutzung (vgl. Anhang 8.4) die jeweils resultierenden Entgeltbandbreiten. Alle Diagramme des Entgeltvergleichs in Abschnitt 4.3 basieren auf diesen Ergebnissen.

Bei den Netznutzungsfällen sind zunächst ausschließlich die verbrauchsseitigen Entgelte angegeben; die zu diesen jeweils noch zu addierende fixe Bandbreite der G-Komponenten ist in der letzten Tabelle getrennt angegeben. (Die G-Komponenten-Bandbreite für eine Nutzungsdauer von 6000 h/a ist dabei nur für die NNF 10 und 11 relevant.)

Innerhalb eines Nutzungsfalles zeigen fettgedruckte Werte eine Änderung gegenüber der vorigen Zeile an, während die nicht fettgedruckten Werte von der jeweils betrachteten Parametervariation nicht betroffen sind.

Bei der Beschreibung der jeweils variierten Parameter werden folgende Abkürzungen verwendet:

- „Profil 1“ steht für das Belastungsprofil mit zeitproportionaler Abnahme (vgl. Abschnitt 4.3.2, S. 49). Mit „Profil 2“ ist bei den Haushaltskundenfällen NNF 1 bis NNF 3 das Belastungsprofil „Typischer Haushalt“ gemeint, während bei den übrigen Nutzungsfällen „Profil 2“ den 1-Schicht- und „Profil 3“ den 2-Schicht-Betrieb repräsentiert.
- Für England/Wales, Schweden und Finnland wird zwischen Appartement („Ap“) und Einfamilienhaus („EH“) unterschieden. In Schweden wird darüber hinaus teilweise die Anschlussgröße („16 A“ bzw. „20 A“) variiert.
- In England/Wales werden getrennte Tarife für Haushalte („HH“) und Industriekunden („I“) berücksichtigt.
- In Österreich wird mit „P_D“ das Verhältnis von Jahreshöchstlast zur durchschnittlichen Monatshöchstlast bezeichnet.
- In Schweden bezeichnet „P_W“ das Verhältnis von Winter- zu Jahreshöchstlast.

Netznutzungsfall	Parameter 1	Parameter 2	Parameter 3	NNE [ct/kWh]	Deutschland	Österreich	England/Wales	Schweden	Finnland
NNF 1	A,EW,S,FIN: Profil 1	EW,S, FIN: Ap	-	min	5,37	4,77	2,48	1,79	2,32
				max	9,43	8,07	3,85	4,19	4,54
		EW,S, FIN: EH	-	min	5,37	4,77	2,53	2,58	2,32
				max	9,43	8,07	3,85	7,33	5,12
	A,EW,S,FIN: Profil 2	EW,S, FIN: Ap	-	min	5,37	4,77	2,77	1,79	2,32
				max	9,43	8,07	4,40	4,19	4,54
NNF 2	A,EW,S,FIN: Profil 1	EW,S, FIN: EH	-	min	5,37	4,77	2,82	2,58	2,32
				max	9,43	8,07	4,40	7,33	5,12
		EW,S, FIN: Ap	-	min	5,19	4,28	2,07	1,33	2,03
				max	8,99	7,65	3,45	2,65	3,09
		S: 16A; E/W:HH		min	5,19	4,28	2,07	1,85	1,77
				max	8,99	7,65	3,45	4,17	3,02
	A,EW,S,FIN: Profil 2	EW,S, FIN: EH	-	min	5,19	4,28	2,07	2,10	1,77
				max	8,99	7,65	3,45	5,04	3,02
		EW,S, FIN: Ap	-	min	5,19	4,28	2,30	1,33	2,03
				max	8,99	7,65	4,04	2,65	3,09
		S: 16A; E/W:HH		min	5,19	4,28	2,30	1,85	2,01
				max	8,99	7,65	4,04	4,21	3,09
NNF3	A,EW,FIN: Profil1	EW,FIN: EH	-	min	5,37	4,58	2,38	1,33	2,08
				max	9,43	7,92	3,68	2,65	3,34
	A,EW,FIN: Profil2	EW,FIN: Ap	-	min	5,37	4,58	2,39	1,85	1,96
				max	9,43	7,92	3,68	4,17	3,32
		EW,FIN: EH	-	min	5,37	4,58	2,67	1,33	2,08
				max	9,43	7,92	4,27	2,65	3,34

Tabelle 8.19: Detailergebnisse des Entgeltvergleichs für NNF 1 bis NNF 3 (nur verbrauchs-
seitige Entgeltspannen)

Netznutzungsfall	Parameter 1	Parameter 2	Parameter 3	NNE [ct/kWh]	Deutschland	Österreich	England/Wales	Schweden	Finnland
NNF4	A,EW,S,FIN:	-	-	min	5,06	4,09	1,79	1,55	1,51
	Profil 1	-	-	max	8,81	7,56	3,45	3,59	2,48
	A,EW,S,FIN:	-	-	min	5,06	4,09	2,11	1,62	1,72
	Profil 2	-	-	max	8,81	7,56	4,02	3,83	2,72
	A,EW,S,FIN:	-	-	min	5,06	4,09	2,07	1,60	1,68
	Profil 3	-	-	max	8,81	7,56	4,05	3,83	2,72
NNF5	Ben.-St.: 4000h; 30kW	A,EW,S,FIN: Profil 1	A: PD=100%	min	2,60	3,69	1,84	1,51	1,30
			S: P _w =100%	max	5,33	7,17	2,64	2,55	2,98
			FIN: cosphi=0,9	min	2,60	3,50	1,84	1,41	1,28
			A: PD=85%	max	5,33	6,99	2,64	2,39	2,98
			S: P _w =80%	min	3,85	5,26	2,29	2,68	1,81
			FIN: cosphi=1	max	7,62	9,39	3,44	5,20	4,80
	Ben.-St.: 1600h; 75kW	A,EW,S,FIN: Profil 1	A: PD=100%	min	3,85	4,90	2,29	2,44	1,76
			S: P _w =100%	max	7,62	8,66	3,44	4,48	4,80
			FIN: cosphi=0,9	min	3,85	5,43	2,41	2,74	1,88
			A: PD=85%	max	7,62	9,39	3,63	5,29	5,24
			S: P _w =80%	min	3,85	5,07	2,41	2,74	1,88
			FIN: cosphi=1	max	7,62	8,79	3,63	5,29	5,24
		A,EW,S,FIN: Profil 2	A: P _D =100%	min	3,85	5,38	2,45	2,73	1,87
			A: P _D =85%	max	7,62	9,39	3,66	5,27	5,16
			A: P _D =85%	min	3,85	5,02	2,45	2,73	1,87
				max	7,62	8,71	3,66	5,27	5,16

Tabelle 8.20: Detaillierergebnisse des Entgeltvergleichs für NNF 4 und NNF 5 (nur verbrauchs-
seitige Entgeltspannen)

Netznutzungsfall	Parameter 1	Parameter 2	Parameter 3	NNE [ct/kWh]	Deutschland	Österreich	England/Wales	Schweden	Finnland
NNF6	Ben.-St.: 5000h; 200kW	A,EW,S,FIN: Profil 1	A: PD=100%	min	1,65	1,79	1,42	0,00	0,00
			S: Pw=100%	max	3,51	5,28	2,11	0,00	0,00
			A: PD=85%	min	1,65	1,74	1,42	0,00	0,00
			S: Pw=80%	max	3,51	5,10	2,11	0,00	0,00
	Ben.-St.: 1600h; 625kW	A,EW,S,FIN: Profil 1	A: PD=100%	min	3,09	2,49	1,97	0,00	0,00
			S: Pw=100%	max	7,30	7,88	2,93	0,00	0,00
			A: PD=85%	min	3,09	2,34	1,97	0,00	0,00
			S: Pw=80%	max	7,30	7,30	2,93	0,00	0,00
	Ben.-St.: 1600h; 625kW	A,EW,S,FIN: Profil 2	A: PD=100%	min	3,09	2,67	2,09	0,00	0,00
			S: Pw=100%	max	7,30	7,88	3,05	0,00	0,00
			A: PD=85%	min	3,09	2,52	2,09	0,00	0,00
			S: Pw=80%	max	7,30	7,30	3,05	0,00	0,00
NNF7	Ben.-St.: 5000h; 1MW	A,EW,S,FIN: Profil 1	A: PD=100%	min	1,37	1,50	1,09	0,79	0,99
			S: Pw=100%	max	2,83	3,46	1,72	1,77	1,75
			A: PD=85%	min	1,37	1,46	1,09	0,69	0,97
			S: Pw=80%	max	2,83	3,39	1,72	1,61	1,75
	Ben.-St.: 1600h; 3,125MW	A,EW,S,FIN: Profil 1	A: PD=100%	min	2,50	2,09	1,87	1,84	1,44
			S: Pw=100%	max	4,50	5,36	2,48	5,01	3,35
			A: PD=85%	min	2,50	1,96	1,87	1,64	1,40
			S: Pw=80%	max	4,50	4,82	2,48	4,53	3,35
	Ben.-St.: 1600h; 3,125MW	A,EW,S,FIN: Profil 2	A: PD=100%	min	2,50	2,24	1,90	1,92	1,49
			S: Pw=100%	max	4,50	5,36	2,55	5,05	3,47
			A: PD=85%	min	2,50	2,11	1,90	1,92	1,49
			S: Pw=80%	max	4,50	4,82	2,55	5,05	3,47
	Ben.-St.: 1600h; 3,125MW	A,EW,S,FIN: Profil 3	A: PD=100%	min	2,50	2,19	1,91	1,92	1,48
			S: Pw=100%	max	4,50	5,36	2,57	5,04	3,40
			A: PD=85%	min	2,50	2,07	1,91	1,92	1,48
			S: Pw=80%	max	4,50	4,82	2,57	5,04	3,40

Tabelle 8.21: Detailergebnisse des Entgeltvergleichs für NNF 6 und NNF 7 (nur verbrauchsseitige Entgeltspannen)

Netznutzungsfall	Parameter 1	Parameter 2	Parameter 3	NNE [ct/kWh]	Deutschland	Österreich	England/Wales	Schweden	Finnland
NNF8	Ben.-St.: 5000h; 8MW	A,EW,S,FIN: Profil 1	A: PD=100%	min	0,60	1,10	0,00	0,46	0,00
				max	1,68	1,89	0,00	0,71	0,00
	Ben.-St.: 2000h; 20MW	A,EW,S,FIN: Profil 1	A: PD=85%	min	0,60	1,03	0,00	0,46	0,00
				max	1,68	1,79	0,00	0,71	0,00
			A: PD=100%	min	0,86	1,83	0,00	0,82	0,00
				max	3,28	2,99	0,00	1,14	0,00
			S: Pw=100%	min	0,86	1,65	0,00	0,82	0,00
				max	3,28	2,71	0,00	1,14	0,00
			A: PD=85%	min	0,86	1,83	0,00	0,81	0,00
				max	3,28	2,99	0,00	1,15	0,00
			A: PD=100%	min	0,86	1,65	0,00	0,81	0,00
				max	3,28	2,71	0,00	1,15	0,00
			A: PD=100%	min	0,86	1,83	0,00	0,82	0,00
				max	3,28	2,99	0,00	1,15	0,00
NNF9	Ben.-St.: 5000h; 20MW	A,EW,S,FIN: Profil 1	A: PD=100%	min	0,78	0,84	0,00	0,19	0,059
			S: Pw=100%	max	1,23	1,30	0,00	0,68	0,695
	Ben.-St.: 3125h; 32MW	A,EW,S,FIN: Profil 1	A: PD=85%	min	0,78	0,81	0,00	0,16	0,059
				max	1,23	1,23	0,00	0,68	0,695
			A: PD=100%	min	0,97	0,95	0,00	0,32	0,059
				max	1,83	1,61	0,00	0,98	0,912
			A: PD=85%	min	0,97	0,91	0,00	0,27	0,059
				max	1,83	1,49	0,00	0,98	0,912
			S: Pw=80%	min	0,97	0,99	0,00	0,31	0,059
				max	1,83	1,61	0,00	1,01	1,018
			A: PD=100%	min	0,97	0,95	0,00	0,31	0,059
				max	1,83	1,49	0,00	1,01	1,018
			A: PD=85%	min	0,97	0,98	0,00	0,31	0,059
				max	1,83	1,61	0,00	1,00	0,999
			A: PD=100%	min	0,97	0,94	0,00	0,31	0,059
				max	1,83	1,49	0,00	1,00	0,999

Tabelle 8.22: Detaillierergebnisse des Entgeltvergleichs für NNF 8 und NNF 9 (nur verbrauchs-
seitige Entgeltspannen)

Netznutzungsfall	Parameter 1	Parameter 2	Parameter 3	NNE [ct/kWh]	Deutschland	Österreich	England/Wales	Schweden	Finnland
NNF10	Ben.-St.: 6000h; 50MW	A,EW,S,FIN: Profil 1	A: PD=100%	min	0,51	0,56	0,00	0,00	0,00
			S: Pw=100%	max	0,60	1,22	0,00	0,00	0,00
			A: PD=85%	min	0,51	0,54	0,00	0,00	0,00
			S: Pw=80%	max	0,60	1,15	0,00	0,00	0,00
		A,EW,S,FIN: Profil 1	A: PD=100%	min	0,71	0,63	0,00	0,00	0,00
			S: Pw=100%	max	0,89	1,43	0,00	0,00	0,00
			A: PD=85%	min	0,71	0,60	0,00	0,00	0,00
			S: Pw=80%	max	0,89	1,33	0,00	0,00	0,00
	Ben.-St.: 4000h; 75MW	A,EW,S,FIN: Profil 2	A: PD=100%	min	0,71	0,63	0,00	0,00	0,00
				max	0,89	1,43	0,00	0,00	0,00
		A,EW,S,FIN: Profil 3	A: PD=100%	min	0,71	0,63	0,00	0,00	0,00
				max	0,89	1,43	0,00	0,00	0,00
NNF11	Ben.-St.: 6000h; 100MW	A,EW,S,FIN: Profil 1	A: PD=100%	min	0,47	0,63	0,12	-0,16	0,27
			S: Pw=100%	max	0,54	0,78	0,50	0,17	0,27
			A: PD=85%	min	0,47	0,61	0,12	-0,16	0,27
			S: Pw=80%	max	0,54	0,76	0,50	0,17	0,27
	Ben.-St.: 4000h; 150MW	A,EW,S,FIN: Profil 1	A: PD=100%	min	0,64	0,70	0,13	-0,15	0,27
			S: Pw=100%	max	0,81	0,84	0,70	0,21	0,27
			A: PD=85%	min	0,64	0,67	0,13	-0,15	0,27
			S: Pw=80%	max	0,81	0,81	0,70	0,21	0,27
	Einspeisung 5000h-	-	-	min	0,00	0,00	-0,23	-0,07	0,15
				max	0,00	0,00	0,35	0,23	0,15
	Einspeisung 6000h-	-	-	min	0,00	0,00	-0,18	-0,07	0,15
				max	0,00	0,00	0,31	0,22	0,15

Tabelle 8.23: *Detailergebnisse des Entgeltvergleichs für NNF 10 und NNF 11 (nur verbrauchsseitige Entgeltspannen) sowie erzeugungsseitige Entgeltspannen*