Walter Schittek

Strom
– fit für die Zukunft ?

Dynamischer Strompreis und virtuelle Sekundärregelung

Zweite, überarbeitete und ergänzte Auflage

DOI: 10.17170/kobra-20200212997

Online-Version 2.911 vom 02.04.2019.
Korrekturen/Änderungen gegenüber der Druckversion: siehe Vorwort.

Kostenloser Download via DOI: https://doi.org/10.17170/kobra-20200212997

Die weiteren Angaben auf dieser Seite gelten für die vom Verlag gedruckte Ausgabe des Buches, nicht für die Online-Version.

Bibliografische Information Der Deutschen Bibliothek
Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über http://dnb.ddb.de abrufbar.

2. Auflage November 2008

© Verlag Görich & Weiershäuser
Deutschhausstraße 42, 35037 Marburg, Germany
Fax: +49 6421 614198
E-Mail: verlag@gwv-marburg.de

Herstellung:
Görich & Weiershäuser Marburg, November 2008

Bildnachweis:
Umschlag: photocase.de – „mentaldisorder“
Umschlagrückseite: photocase.de – „splinter“

ISBN 978-3-89703-706-9

Über dieses Buch

Sie halten ein neues Konzept in der Hand, das die Ressourcennutzung der zukünftigen Stromerzeugung optimiert und neue Perspektiven eröffnet. Dieses Buch richtet sich ...

- **... an Fachleute:** Durch den ständig zunehmenden Ausbau fluktuierender Erzeugung (Windkraft und Photovoltaik) sinkt die Auslastung vorhandener Kraftwerke immer weiter; gleichzeitig muss immer mehr kurzfristig aktivierbare Regelleistung bereit gestellt werden.

  Das Konzept „Dynamischer Relativpreis“ bezieht alle Stromverbraucher in Gewerbe und Privathaushalten in den Ausgleich von Lastschwankungen auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite ein, und das ohne nennenswerte Beeinträchtigungen. Eine zentral ermittelte relative Strompreisinformation, die den momentanen Stand von Angebot und Nachfrage widerspiegelt, wird im gesamten Netz verteilt, zusammen mit einer Prognose kommender Veränderungen. Neue Elektrogeräte und steuerbare Erzeugungsanlagen reagieren hierauf automatisch und bilden gemeinsam die zukünftige virtuelle Sekundärregelung. Schwankungen der fluktuierenden Erzeugung müssen zukünftig nur noch zum Teil durch die anderen Erzeugungsanlagen ausgeglichen werden. Auch die gewohnten Lastspitzen auf Verbrauchsseite werden durch automatische Reaktionen auf (prognostizierte) niedrigere und höhere Preise erheblich abnehmen – ein Load Shifting, von dem bisherige Demand-Response-Programme nur träumen können.
- **... an alle Interessierten:** Die Stromerzeugung trägt erheblich zur CO_2-Problematik bei. Einfach nur Windkraft und Photovoltaik auszubauen ist keine Lösung. Denn unser Bedarf an Strom ändert sich ja nicht, ob nun viel oder wenig Wind weht. Es sei denn ...

  Ja, ein dynamischer Strompreis kann dafür sorgen, dass sich der Stromverbrauch in Haushalten und Gewerbe in hohem Maße automatisiert an die momentan verfügbare Leistung anpasst. Dies gilt ganz besonders bei hybridem Energieeinsatz, d.h. wenn bei hohen Strompreisen automatisch auf Gas umgeschaltet wird. Dadurch wird ein weiterer starker Ausbau regenerativer Stromerzeugung ermöglicht, und ein Teil der Kraftwerke, die bereit stehen für den Fall, dass Wind und Sonne schlapp machen, kann getrost in den Ruhestand geschickt werden bzw. braucht nicht neu gebaut werden. Dabei bleibt die Versorgungssicherheit mindestens so hoch wie heute.

Lassen Sie sich hinein nehmen in eine ganz neue Sichtweise. Vor 20 Jahren wäre dies eine nicht realisierbare Vision gewesen. **Jetzt** ist der Moment, die Weichen neu zu stellen!

Der vollständige Text dieses Buches steht zum kostenlosen Download bereit via DOI: https://doi.org/10.17170/kobra-20200212997.

Die Download-Version wird Ergänzungen oder Korrekturen enthalten, sofern diese notwendig oder sinnvoll sind, mit Änderungshistorie.

Abstract

With continuously increasing capacity of wind energy and photovoltaics, today's power generation is coming to a dead end. Power plants will be running under-utilised, while more and more short-term-available regulating power will have to be provided. There will be no way out ... if you stick to today's rules.

The concept of a „dynamic electricity tariff“ changes the rules. All consumer devices, at home or commercial, will be involved in the regulating of load variations on the generation or consumer devices side. Without noticeable drawbacks.

The imbalance of supply and demand will be the basis for continuous calculation of a relative price value that is propagated throughout the grid together with a forecast. Consumer devices and parts of generation react to it – they form the new virtual secondary control. This will only work with newly developed, price-aware devices. If the basic decision for this concept is made soon, it can be introduced within 10 to 15 years.

With this big change of today's rules, only part of the variation caused by wind energy and photovoltaics will have to be regulated by generation. And the well-known peak demands will decrease significantly, as consumer devices react automatically to an increasing and decreasing price information and its forecast. This dimension of load shifting has never been reached before.

A remarkable number of power plants may remain unbuilt, without derogation of the security of supply. And there is way for continued expansion of renewable power generation.

Über den Autor

Dipl.-Ing. Walter Schittek, Jahrgang 1959, studierte Elektrotechnik mit Schwerpunkt Nachrichtenverarbeitung an der Fachhochschule Wilhelmshaven. Nach zehn Jahren Entwicklungstätigkeit im Bereich Kommunikationsendgeräte führte ihn eine Fortbildung zum Netzwerkspezialisten in die Welt der PCs, Server und Datenbanken. Hierin arbeitete er von 1996 bis 2015 im Personaldezernat des Universitätsklinikums Marburg (heute: Universitätsklinikum Gießen und Marburg, Standort Marburg), ab 2001 in Teilzeit. Das Studium der Elektrotechnik mit Schwerpunkt Energietechnik an der Universität Kassel beendete er Anfang 2018 mit dem Master-Abschluss.

Weichenstellungen und Ereignisse der letzten Jahrzehnte im Bereich Stromversorgung waren für ihn außerhalb des Berufs immer ein Thema. Mit den fachlichen Voraussetzungen, hier mehr mitzudenken als andere Bürger, fiel es manchmal schwer, einfach nur zuzusehen. Mit diesem Buch nutzt er nun erstmals die Gelegenheit, eine neue Weichenstellung grundlegend anzustoßen.

Seit 1986 glücklich verheiratet, lebt er mit seiner Familie in der Wahlheimat Marburg/Lahn.

Kontakt zum Autor siehe http://daistwasdran.de/kontakt.htm

Inhaltsverzeichnis

Vorwort zur Online-Auflage 2.91x – BITTE LESEN !!.....1

Vorwort zur zweiten Auflage.....2

1 Einführung.....3

2 Dynamischer Relativpreis – das Wesentliche des Konzepts.....4

2.1 Überblick/Zusammenfassung.....4

2.1.1 Variable Strompreise sind nötig.....4

2.1.2 Integriertes Balancing-Management.....5

2.1.3 Das Konzept „Dynamischer Relativpreis“.....6

2.1.4 Das Umfeld des Konzeptes.....8

2.2 Die Problemstellung.....8

2.2.1 Angebot und Nachfrage – momentan!.....8

2.2.2 Viele Möglichkeiten – jede ist wichtig!.....9

2.2.3 Variabler Strompreis – Licht und Schatten.....11

2.2.4 Variabler Strompreis – alle ziehen mit!.....12

2.2.5 Preiselastizität und gesicherte Leistung.....14

2.2.5.1 Die kurzfristige Preiselastizität.....14

2.2.5.2 Preiselastizität – die große Unbekannte.....15

2.2.5.3 Gesicherte Leistung und Jahreshöchstlast.....15

2.2.5.4 Variable Strompreise erhöhen die gesicherte Leistung.....16

2.2.5.5 Wie weit darf man zukünftig die gesicherte Leistung reduzieren?.....16

2.2.6 Dynamische Preisbildung – Versuch einer Definition.....18

2.2.6.1 Anpassung des Preises an die Momentansituation.....19

2.2.6.2 Ausreichend häufige Neuermittlung des Preises.....19

2.2.6.3 Vorgaben für automatische Reaktionen auf die Preisinformation 20

2.2.6.4 Kein missbrauchbar fester Rhythmus der Neuermittlung.....20

2.3 Das Konzept „Dynamischer Relativpreis“.....21

2.3.1 Der relative Strompreis.....22

2.3.2 Ich lasse sparen 22

2.3.3 Information ist alles.....25

2.3.4 Preisbewusstsein auf Erzeugungsseite.....27

2.3.4.1 Unentbehrlich: steuerbare Erzeugungsanlagen.....27

2.3.4.2 Windkraft als „Preiskiller“?.....28

2.3.5 Mangelsituationen, Speicher und nicht-dedizierte Erzeugung.....31

2.3.5.1 Ressourcen und Kosten.....31

2.3.5.2 Die Information „Hochpreisphase von/bis“.....33
2.3.5.3 Die menschliche Seite.....35
2.3.6 Bis hierher und nicht weiter: der Soll-Schwankungsbereich.....36
2.3.7 Der Durchschnitts-Relativpreis.....37
2.4 Die Einführung des Relativpreis-Systems.....38
2.5 Gesellschaftliche Auswirkungen.....39
2.6 Was wäre wenn ... ?.....42
2.7 So weit, so gut 42

3 Dynamischer Relativpreis – die Feinheiten des Konzepts.....43
3.1 Vorbemerkungen.....43
3.1.1 Ein Wort an die Insider.....43
3.1.2 Welche Details sind wichtig?.....43
3.2 Der Relativpreis im Einsatz.....44
3.2.1 Steuerungsinstrumente für Normal- und Grenzsituationen.....45
3.2.1.1 Steuerungs-Wert und Abrechnungs-Wert.....45
3.2.1.2 Eingrenzung des Normalbetriebsbereichs.....46
3.2.1.3 Frequenzstützendes Verhalten: „DOFS“.....46
3.2.2 Steuerungswert und DOFS in kritischen Situationen.....49
3.2.2.1 Negative DOFS-Werte.....49
3.2.2.2 Positive DOFS-Werte.....51
3.2.2.3 Allgemeine Vorgaben für DOFS.....52
3.2.3 Regional abweichende Relativpreis-Werte.....52
3.2.3.1 Vermeidung der Überlastung von Hoch-/Höchstspannungsleitungen.....52
3.2.3.2 Vermeidung von Leistungsspitzen beim ÜNB-Netznutzungsentgelt.....54
3.2.4 Zufallsverzögerung bei jedem preisabhängigen Schalten.....55
3.2.5 Streuung preisabhängiger Reaktionen 56
3.2.5.1 … im Kleinen ….....56
3.2.5.2 … und im Großen.....59
3.2.6 Prognose-abhängiges Schaltverhalten von Geräten.....59
3.2.6.1 Geräte ohne Synchronisation von Schaltzeitpunkten.....60
3.2.6.2 Vermeidung der Synchronisation von Schaltzeitpunkten.....60
3.2.6.3 Aufsuchen von Preis-Minima.....61
3.2.6.4 Die Schwankungsunempfindlichkeit als Steuergröße.....65
3.2.7 Problemgeräte außer Reichweite?.....66
3.3 Schritt für Schritt zur Relativpreis-Ermittlung.....66
3.3.1 Woran orientiert sich der Relativpreis?.....66
3.3.2 Das Grundprinzip der Relativpreis-Ermittlung.....67
3.3.3 Der Relativpreis als wirtschaftliche Größe.....70

3.3.4 Relativpreis-gesteuerte Erzeugungsanlagen....70
3.3.5 Hohe Freiheitsgrade für steuerbare Erzeugungsanlagen....73
3.3.6 Vorgaben für die Relativpreis-Ermittlung im Normalbetrieb....74
3.4 Die Realisierung der Relativpreis-Ermittlung....77
3.4.1 Von der Preiselastizität zur Leistungsreaktion....77
3.4.2 Die Ermittlung des Relativpreises im Normalbetrieb....78
3.4.3 Zusammenfassung: Relativpreis-Ermittlung im Normalbetrieb....80
3.5 Die Hilfsgrößen für die Relativpreis-Ermittlung....80
3.5.1 Ermittlung der Leistungsreaktion auf Verbrauchsseite....82
3.5.2 Ermittlung der Leistungsreaktion auf Erzeugungsseite....82
3.5.3 Besondere Situationen beim Leistungsausgleich....83
3.5.4 Perfektionierung der Ermittlung der Hilfsgrößen....84
3.6 Weitere Aspekte der Relativpreis-Steuerung....86
3.6.1 Vom Relativpreis unabhängige Erzeugungsanlagen....86
3.6.2 Besonderheiten bei Auslands-Leistungsflüssen....88
3.6.3 Relativpreis-Eingrenzungen am Rande des Normalbetriebs....89
3.6.4 Regionale Relativpreis-Ermittlung bei Überlastungsgefahr....90
3.6.5 Die Ermittlung der Relativpreis-Abrechnungswerte....91
3.7 Fazit zur Relativpreis-Ermittlung....91
3.8 Grundlasterzeugung und Regelenergie....92
3.8.1 Primärregelung....93
3.8.2 Sekundärregelung....94
3.8.3 Minutenreserve (Tertiärregelung)....97
3.9 Spannungshaltung und Blindleistungshaushalt....97
3.10 Fazit....98

4 Das Relativpreis-Konzept und 98
4.1 ... der Status Quo....98
4.1.1 Private Haushalte....99
4.1.2 Gewerbliche Kunden....99
4.1.3 Industrielle Großverbraucher....100
4.1.4 Einplanung von Erzeugungskapazitäten....100
4.1.5 Stromhandel – von Terminmarkt bis Regelenergiemarkt....101
4.2 ... andere Konzepte....102
4.2.1 Locational Pricing, Nodal Pricing....103
4.2.2 Grid-Friendly Appliances....103
4.2.3 Inhouse-Vernetzung....103
4.2.4 Anreizbasiertes Demand-Side Management....104

4.2.5 Zeitvariable Tarife....104
4.2.6 Der „Eckernförder Tarif“....105
4.2.7 Projekte DINAR, SESAM, ...106
4.2.8 Das PowerMatcher-Konzept....107
4.2.9 Fazit....107
4.3 ... kritische Fragen....107
4.3.1 Abhängigkeit von der Relativpreis-Information....108
4.3.2 Komplexität des Systems....108
4.3.3 Einbeziehung der Verbrauchsseite in die Sekundärregelung....109
4.3.4 Zu schneller Abrechnungsrhythmus....109
4.3.5 Risiken/Störungen durch Spül- und Waschmaschinen....110
4.3.6 Wo bleiben Technik-Laien und Gleichgültige?....111
4.3.7 Notwendigkeit eines neuen Konzepts....113
4.4 ... der Blick nach vorne....113
4.4.1 Positionierung des Konzepts....114
4.4.2 Wie geht es weiter?....114

Quellenverzeichnis....116

Vorwort zur Online-Auflage 2.91x – BITTE LESEN !!

Mit allem hinzugekommenen fachlichen Wissen gibt es erstaunlich wenig, was ich an dem Text von 2008, zuletzt geändert Anfang 2012, verbesserungswürdig fand und nun habe einfließen lassen. Noch am ehesten bzgl. Themen, mit denen ich mich ganz am Rande des Masterstudiums oder unabhängig davon intensiver beschäftigt habe, wie die Hybridisierung der Verbrauchsseite oder die größere Preisspreizung bei Dunkelflauten.
Neu ist die Einbeziehung von DOFS (dispensability-oriented frequency support = Entbehrlichkeits-orientierte Frequenzstützung): diskriminierungsfrei, schon ohne das Relativpreis-System quasi verzögerungslos durch leistungselektronische Verbraucher realisierbar und in mehrfacher Hinsicht vorteilhafter als Unterfrequenz-Lastabwürfe, siehe 3.2.1.3 und 3.2.2. Mit Einbindung des Relativpreis-Systems in DOFS ergeben sich Synergien.

Die Perspektive einer in hohem Maße hybrid aufgestellten Verbrauchseite mit einer daraus resultierenden starken Preiselastizität taucht nun erstmals in diesem Buch auf. Wenn klar ist, dass Strompreise häufig niedrig, aber immer wieder auch richtig teuer sein werden, wird man gerne investieren in hybride Geräte, die automatisch zwischen Strom und erneuerbarem Gas umschalten.
Ein Gedanke, der meiner Meinung nach unbedingt Beachtung verdient, wird in 2.3.5 nur angerissen: Adäquater Ressourceneinsatz mit Blick auf lange Dunkelflauten durch nicht-dedizierte Erzeugung, wie z.B. Plug-In-Hybride, deren Nutzer während Dunkelflauten kräftig Geld verdienen durch automatische Einspeisung des per Gas erzeugten Stroms ins Stromnetz.

An vielen Stellen wurden Feinheiten anders formuliert, kleine Korrekturen vorgenommen, Unwesentliches zusammengestrichen. Es waren zu viele Änderungen, als dass ich sie hätte in Datei aenderungen.rtf dokumentieren können.

Hätte ich die Zeit, dieses Buch völlig neu zu schreiben, so entspräche sein Inhalt ungefähr dem jetzt erreichten Stand, ich würde aber manches anders strukturieren und eingängiger erläutern. Manche Themen bekämen deutlich mehr Raum, und natürlich gäbe es mehr Grafiken!
Leider ließ es meine Zeit nicht zu, durch alle Online-Quellenangaben zu gehen und tote Links durch aktuelle zu ersetzen. Das ist ein großes Manko!

Und nun: Viel Spaß beim Lesen!

Marburg, im April 2019 Walter Schittek

Vorwort zur zweiten Auflage

Neulich interessierte ich mich für ein Sachbuch zu einem völlig anderen Themenbereich und stellte fest, dass die 1. Auflage als kostenloser Download zur Verfügung stand. Da ich über das Buch noch gar nichts wusste, schaute ich mir die Datei einige Minuten lang an. Dann bestellte ich die zweite, überarbeitete Auflage, die nicht online verfügbar war, in gedruckter Form. Nicht weil ich nicht gerne am Bildschirm lese. Sondern weil ich – ganz frisch – weiß, welch enormer Unterschied entstehen kann, wenn ein Autor sein ursprüngliches Werk nach Diskussionen mit Fachleuten ergänzt, verfeinert und abrundet.

Es ist erfreulich, wenn die ursprüngliche Idee sich bestätigt und ihre Kernpunkte auch nach kritischer Hinterfragung Bestand haben. Erst recht dann, wenn bei fortgesetzter Beschäftigung mit dem Thema immer wieder neue Ideen zur Abrundung des Konzepts hinzu kommen. Dieser Prozess ist jetzt erfolgreich zu Ende gegangen.

Auch wer die erste Auflage vollständig gelesen hat, dürfte in dieser Überarbeitung (auch im allgemeinverständlichen Teil!) so viel Neues vorfinden, dass das Durchlesen erneut Sinn macht. Immerhin sind aus netto 67 Seiten jetzt 107 geworden.

Wer die Unterschiede zwischen den Auflagen nachverfolgen will, kann dies anhand der Datei http://daistwasdran.de/aenderungen.rtf tun.

Natürlich gibt es dieses Buch auch weiterhin als kostenlosen Download, denn mir liegt die Zukunft der Stromversorgung am Herzen (und, ehrlich gesagt, unser Klima, unsere Umwelt und die Zukunft unserer Kinder), nicht die Maximierung meiner Zusatzeinnahmen.

Der Dank an meine Unterstützer bei der ersten Auflage soll hier nicht verloren gehen:
Herzlichen Dank an Stefan Wagner, Martin Stut, Michael Drexler, Martin Wilmsmeier, Dr. Martin Müller, Liz Goodacre, Andreas Frick und an Dagmar, die mich trotz voller Berufstätigkeit in der heißen Phase mit Rat und Tat unterstützt hat.

Bei der Fertigstellung der zweiten Auflage wurde ich unterstützt von Dr. Martin Müller, Martin Wilmsmeier, Holger Röpken, Ralf Dieling und Dagmar. Vielen Dank, dass ihr mir zur Seite gestanden habt!

Des Weiteren möchte ich auch den Personen danken, die sich die Zeit genommen haben, mit mir fachlich zu diskutieren und mich auch auf mögliche Schwächen und Bedenken hingewiesen haben: Karl-Heinz Peil, Dominik Sothmann, Dr. Werner Möhring-Hüser, Christian Sauer, Dr. Cornel Enßlin, Jan Ringelstein, Dr. Eberhard Waffenschmidt und besonders Prof. Dr. Hans Ackermann, der mir viele Türen geöffnet hat.

Und nun: Viel Spaß beim Lesen!

Marburg, im November 2008 Walter Schittek

1 Einführung

Windkraft und Photovoltaik haben unbestreitbare Vorzüge, ihre schwankende Leistungsabgabe erweist sich jedoch mit zunehmendem Ausbau als unübersehbarer Nachteil. Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit müssen immer höhere Kosten aufgewendet werden („Schattenkraftwerke“). Dies gilt allerdings nur dann, wenn man unbeirrbar am heutigen Leitbild festhält, dass immer so viel Strom erzeugt werden muss, wie im Moment gerade „benötigt“ wird.
Das mit diesem Buch vorgelegte Konzept „Dynamischer Relativpreis“ bringt Momentan-Angebot und -Nachfrage so zusammen, dass die Versorgungssicherheit mit einem Bruchteil des Aufwands aufrecht erhalten werden kann. Durch maximierte Einbeziehung der Verbrauchsseite (aber mit ebenfalls maximierter Gestaltungsfreiheit der Stromkunden!) wird die Grenze des noch vertretbaren Ausbaus von Windkraft und Photovoltaik sehr weit nach oben geschoben. Gleichzeitig liefert das Konzept Antworten für absehbare Problemstellungen vieler kommender Jahrzehnte: Zunahme verteilter Erzeugung, erzwungener Rückzug der Grundlasterzeugung, Notwendigkeit der Ressourcenoptimierung bei Primär- und Sekundärregelung.

Das in diesem Buch vorgestellte Konzept trug in der 1. Auflage noch die Bezeichnung „Dynamischer Strompreis“. Es erscheint jedoch sinnvoll, diesen Begriff – engl.: dynamic (electricity) tariff/pricing – als Oberbegriff für ähnliche Konzepte zu erhalten (siehe 2.2.6).
Das Konzept „Dynamischer Relativpreis“, auch kurz „Relativpreis-Konzept“ genannt, wird durch die Veröffentlichung dieses Buches der Allgemeinheit zur Verfügung gestellt.
Zielgruppe sind in erster Linie Fachleute, daneben aber auch alle anderen Interessierten. Die folgenden Abschnitte haben unterschiedliche Schwerpunkte:

2 Dynamischer Relativpreis – das Wesentliche des Konzepts
Auf einen Überblick und eine grobe Zusammenfassung des Konzepts (wichtig für Fachleute!) folgt ein ausführlicher, größtenteils allgemeinverständlich gehaltener Teil, der Fachleuten und allen anderen Interessierten das Wesentliche des neuen Konzepts nahe bringt.

3 Dynamischer Relativpreis – die Feinheiten des Konzepts
Aufbauend auf Abschnitt 2 werden hier die entscheidenden technischen Details beschrieben, in erster Linie für Fachleute.

4 Das Relativpreis-Konzept und ...
- ... der Status Quo (Lastmanagement im Betrieb, Einplanung von Erzeugungskapazitäten, Stromhandel, ...).
- ... andere Konzepte (Real-Time-Pricing, Locational Pricing, anreizbasiertes Demand-Side Management, Grid Friendly Appliances, ...).
- ... kritische Fragen – basierend auf typischen Gegenargumenten und Bedenken.
- ... der Blick nach vorne. Die auf Seite 114 gestellte Frage „Wie geht es weiter?“, dürfte alle Leser/innen interessieren.

Fachleuten, die sich schnell einen Überblick verschaffen wollen, wird empfohlen, zunächst das kurze Unterkapitel 4.4.1 „Positionierung des Konzepts“ auf Seite 114 zu

lesen und dann bei Kapitel 2.1 gleich hier auf Seite 4 zu beginnen. Alles Weitere ergibt sich bei Interesse.
Kursiv gedruckte Texte an manchen Stellen dienen zur Vertiefung oder gehen auf mögliche Bedenken ein; wer an dem betreffenden Thema kein besonderes Interesse und auch keine Unklarheiten hat, kann sie überspringen.

Bevor es losgeht, noch eine Begriffsklärung: Im ganzen Buch wird immer wieder unterschieden zwischen der „fluktuierenden Erzeugung“ (Windkraft und Photovoltaik, aber auch z.B. Gezeitenkraftwerke) und der „steuerbaren Erzeugung“, das sind alle anderen Erzeugungsanlagen, ob sie nun kontinuierlich arbeiten oder bei Bedarf zugeschaltet werden können. Als Beispiel für fluktuierende Erzeugung wird immer wieder die Windkraft bemüht, was die Bedeutung der Photovoltaik natürlich nicht schmälern soll. Beispiele für niedrigste Arbeitspreise liegen somit immer in windreichen Nächten; alles lässt sich natürlich auf beliebige Tageszeiten übertragen.

2 Dynamischer Relativpreis – das Wesentliche des Konzepts

2.1 Überblick/Zusammenfassung

Dieses Kapitel komprimiert die wesentlichen Informationen und sollte von Fachleuten unbedingt gelesen werden. Wer sich an Fachchinesisch stört, kann zu Kapitel 2.2 vorspringen; dort beginnt die ausführliche Erarbeitung des Konzepts.

2.1.1 Variable Strompreise sind nötig

Wenn es um Strom geht, unterscheidet man die Erzeugungsseite (z.B. Kraftwerke) und die Verbrauchsseite (alle Strom verbrauchenden Geräte und Anlagen).
Die Erzeugungsseite ist einem nicht mehr aufzuhaltenden Wandel unterworfen. Hin zu immer mehr verteilter Erzeugung (z.B. Blockheizkraftwerke, Biomasse-Anlagen) und dabei auch immer mehr fluktuierender Erzeugung (Wind, Sonne). Politische Entscheidungen können hier verlangsamend oder beschleunigend wirken, aber an der generellen Tendenz wird sich nichts ändern.
Bei grundsätzlich unverändertem Netzmanagement wird die Balance zwischen Angebot und Nachfrage immer schwieriger zu erreichen sein und irgendwann nahezu unmöglich werden:

- Die durchschnittliche Auslastung vorhandener Kraftwerke sinkt.
- Die Grundlasterzeugung muss sich weiter und weiter zurückziehen.
- Der Bedarf an kurzfristig aktivierbarer Regelleistung nimmt zu.
- Die vorzuhaltende Schattenkraftwerks-Leistung verschlingt Unsummen.

Variable Strompreise gelten als zukünftiges Mittel der Wahl, um Momentan-Angebot und -Nachfrage besser zusammen zu bringen. Zunächst werden die Preisverläufe noch per Preisblatt kommunizierbar sein; schon in wenigen Jahren wird man sich von festen Zeitbereichen und Preisstufen lösen. 6...20 Preisveränderungen pro Tag, die immer zu einer vol-

len Viertelstunde stattfinden, werden dann i.d.R. einen Tag vorher festgelegt.

2.1.2 Integriertes Balancing-Management

Spätestens wenn solche komplexen variablen Stromtarife flächendeckend verbreitet sind, wird der Markt „von selbst“ dafür sorgen, dass immer mehr Geräte auf Verbrauchsseite automatisch auf die Preissprünge reagieren. Dadurch verstärkt sich die erwünschte Lastverlagerung. Nach kurzer Zeit wird sich allerdings herausstellen, dass die Beherrschbarkeit des Netzes durch diese automatischen Reaktionen zunehmend erschwert wird. Preisveränderungen finden nur zu vollen Viertelstunden statt, und die Reaktionen darauf ballen sich in kurzen Zeitabschnitten zusammen. Dann ist es nur noch eine Frage der Zeit, bis die Primärregelung immer wieder an ihre Auslegungsgrenze kommt [1] (siehe 2.2.3).

Das Grundproblem der sich abzeichnenden variablen Tarife ist, dass sie technisch „neben“ die Frequenz-Wirkleistungsregelung [*] (Primär- und Sekundärregelung und Minutenreserve) gestellt werden.
In diesem Buch wird beschrieben, wie eine variable Tarifstruktur in die Frequenz-Wirkleistungsregelung **integriert** werden kann. Hier wendet sich das Blatt: Automatische Reaktionen von Erzeugungs- und Verbrauchsseite sind ausdrücklich erwünscht, je stärker desto besser.
Ein derartiges Angebot-Nachfrage-Managementsystem erfüllt seine Aufgabe dann ideal, wenn tatsächlich **alle** Beteiligten auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite **maximal** einbezogen werden (ganz anders als z.B. jetzt bei der Strombörse EEX). Ein **ideales integriertes Balancing-Management** stellt die Stromversorgung bis weit ins nächste Jahrhundert hinein auf sichere Füße.
Die Integration in die Frequenz-Wirkleistungsregelung ist natürlich nicht möglich mit vorheriger Festlegung von Preisverläufen. Ein **„dynamischer“ Strompreis** (siehe 2.2.6) passt sich immer wieder neu an die Momentan-Situation an. Damit es für die Kunden nicht unkalkulierbar wird, gehört dazu auch eine Preisprognose.
Integriertes Balancing-Management lässt sich nicht nur auf eine einzige Weise realisieren. Für die verschiedenen Aspekte eines solchen Systems (Preisbildung, Informationsaustausch zwischen den Beteiligten, automatische Reaktionen von Erzeugungs- und Verbrauchsseite, Verknüpfung mit der Frequenz-Wirkleistungsregelung, Behandlung von Störungssituationen, ...) sind unterschiedliche Teilkonzepte denkbar, die unterschiedliche Vor-/Nachteile und Synergien mit sich bringen können. Das in diesem Buch vorgestellte Konzept „Dynamischer Relativpreis“ stellt nur eine denkbare Art der Realisierung dar.
Allein schon aus technischer und wirtschaftlicher Notwendigkeit heraus wird jedes Verbund- oder Inselnetz auf der Erde irgendwann auf ein ideales Balancing-Managementsystem umgestellt werden müssen. Die Frage ist nur: Wann wird das jeweils erkannt und wie frühzeitig werden die Weichen hierfür gestellt?

[*] engl.: frequency and active power control. Hiervon zu unterscheiden ist der Begriff „Leistungs-Frequenz-Regelung“ („load-frequency control“), der überwiegend als Synonym für die Sekundärregelung verwendet wird.

2.1.3 Das Konzept „Dynamischer Relativpreis“

Das in diesem Buch beschriebene Konzept wird auch „Relativpreis-Konzept“ genannt; seine zentrale Größe, der relative Strompreis, ist weit mehr als nur ein Abrechnungswert. Die Kernpunkte des Konzepts sollen hier schon einmal sehr knapp aufgezählt werden:

- Der Strompreis (Arbeitspreis) errechnet sich zukünftig aus einem im Vertrag vereinbarten Basispreis (entspricht dem heutigen festen Arbeitspreis), multipliziert mit dem relativen Strompreis (Relativpreis), der z.B. im Bereich 40...250 % variiert (siehe 2.3.1).
- Der Durchschnitts-Stromkunde (d.h. Geräteausstattung, -nutzung und Sparverhalten sind durchschnittlich) zahlt für seinen Strom im Mittel einen relativen Strompreis von ca. 100 %, kann also mit dem Basispreis kalkulieren (siehe 2.3.7). In der Einführungsphase des Systems wird die Schwankungsbreite des relativen Strompreises begrenzt, z.B. auf anfänglich 70...140 % (siehe 2.3.6).
- Der Relativpreis wird automatisch ermittelt als nichtlineare Stellgröße einer neu definierten virtuellen Sekundärregelung, die sowohl Erzeugungsanlagen als auch Verbrauchsgeräte einbezieht, im Netzregelverbund arbeitet und die Austauschprogramme der Regelzonen berücksichtigt (siehe 3.8.2).
  Abhängig vom Auslastungsgrad der steuerbaren Erzeugungsanlagen folgt der Relativpreis jeder Änderung bei Angebot oder Nachfrage (siehe 3.3).
- Der Relativpreis wird an alle Stromzähler (angepasste Smart Meters) und Verbrauchsgeräte und an alle Erzeugungsanlagen übertragen, zusammen mit einer Relativpreis-Prognose (siehe 2.3.3).
  Die Abrechnungsinformation wird fortlaufend im Smart Meter gebildet und kann bei hohem Datenschutzbedürfnis zu einem einzigen Datensatz je Abrechnungsperiode verdichtet werden. Darüber hinaus ist keinerlei Übertragung von Nutzungsdaten erforderlich.
- Alle neuen Elektrogeräte sind mit einer konfigurierbaren automatischen Steuerung ausgestattet, die dafür sorgt, dass beim Stromverbrauch nach Möglichkeit die günstigsten Zeiten genutzt werden. Dies gilt nicht nur im Privathaushalt, sondern auch in Gewerbe und Industrie; die Stromkunden behalten dabei maximale Gestaltungsfreiheit (siehe 2.3.3).
  So könnte das in 15 Jahren aussehen: Waschmaschinen und Geschirrspüler suchen sich selbst die billigste Zeit (siehe 3.2.6). Warmwasserbereiter entscheiden selbst, wann es sich lohnt einen Vorrat aufzuheizen und wann sie bei Abnahme erhitzen. Klimaanlagen reduzieren den Luftstrom während kurzer Strompreisspitzen. In 2.3.2 gibt es mehr detaillierte Beispiele.
- Durch die automatische Reaktion der Verbrauchsseite auf Änderungen des Relativpreises und auf seine Prognose wird ein Load Shifting nie gekannten Ausmaßes erreicht. Potenziell jedes Verbrauchsgerät hat eine eingebaute Steuerung, die mit beliebiger Optimierung auf Preisvariationen reagieren kann. So wird die Verbrauchsseite maximal in den Ausgleich von Angebotsschwankungen einbezogen. Die angebotsunabhängige Nachfrage-Variation wird deutlich geringer als heute; die Nachfrage passt sich in starkem Maße dem Momentan-Angebot an.
- Hybride Wärmeerzeugung und hybride Mobilität können in ganz erheblichem Maß dazu beitragen, dass auf hohe Strompreise auch starke Reaktionen von Verbrauchsseite

erfolgen. Umgekehrt fördern stark schwankende Strompreise die Entwicklung und Verbreitung hybrider Anwendungen (siehe 2.3.5.1).

- Der Ressourceneinsatz für die Überbrückung von Mangelsituationen, die bei starkem Ausbau von Windkraft und Photovoltaik auftreten werden, wird optimiert, so dass die Stromversorgung bezahlbar bleibt (siehe 2.3.5).
- Versorger können den Relativpreis in ihrem Versorgungsgebiet bei Bedarf so modifizieren, dass ÜNB-Leistungsspitzen verringert werden (siehe 3.2.3.2).
- In allen Normalsituationen macht das System steuernde Zugriffe der Versorger auf Geräte und Anlagen der Kunden überflüssig, wie sie beim herkömmlichen Demand-Side Management üblich sind. Trotzdem werden geballte Reaktionen auf Preisveränderungen wirksam verhindert (siehe 3.2.4, 3.2.5, 3.2.6).
- Auf Erzeugungsseite variiert der Strompreis natürlich in gleichem Maße. Das führt dazu, dass steuerbare Erzeugungsanlagen wie Biomasse-Anlagen, moderne Blockheizkraftwerke und Wasserkraftwerke [*] vorzugsweise in der teuren, knappen Zeit ihre Produktion automatisch steigern und so zur Bedarfsdeckung in den Spitzenzeiten beitragen.
- Steuerbare Erzeugungsanlagen beliebiger Größe können mit sehr großen Freiheitsgraden in das Relativpreis-System eingefügt oder unabhängig davon betrieben werden (siehe 3.3.4 und 3.6.1). Durch die Optimierung Relativpreis-bezogener Parameter kann eine möglichst rentable Betriebsweise jeder Anlage erreicht werden. Dies kann auch dynamisch oder in Kombination mit anderen Preisbildungssystemen passieren (siehe 3.3.5).
- Der Relativpreis ist somit nicht nur regelungstechnisch die nichtlineare Stellgröße für die zukünftige Sekundärregelung, sondern gleichzeitig auch die nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimal gewählte Abrechnungsgröße (siehe 3.7).
- Das Konzept ermöglicht einen maximierten Ausbau von Windkraft, Photovoltaik und sonstiger verteilter Erzeugung. Die bisher für Sekundärregelung und Minutenreserve eingesetzten Kraftwerkskapazitäten werden freigesetzt z.B. als Spitzenlastkraftwerke (siehe 3.8.2 und 3.8.3). Die Primärregelung kann ressourcenoptimiert realisiert werden (siehe 3.8.1); das System funktioniert auch ohne eine Grundlasterzeugung heutiger Art.
- Besonders hohe Einspeiseleistungen aus Windkraft und/oder Photovoltaik können zukünftig bis zur Grenze des Bedarfs rentabel verwertet werden (siehe 2.3.4.2). Auch darüber hinaus bleibt die Netzfrequenz ausnahmslos im Normalbetriebsbereich.
- Überlastungen von Hoch- und Höchstspannungsleitungen werden durch regional abweichende Relativpreis-Steuerungswerte automatisch abgefangen (siehe 3.2.3.1 und 3.6.4).
- Wird in Extremsituationen der Regelbereich der Primärregelung überschritten, so hilft die Verbrauchsseite mit – dann nicht mehr nur preisgesteuert –, die Frequenzabweichung zu begrenzen und zurückzuführen, ohne dass Schwellen für automatischen Lastabwurf erreicht werden (siehe 3.2.1.3).
- **Das System ist praktisch nicht an die Grenze zu bringen. Ob neben der fluktuierenden die steuerbare Erzeugung ausreichend bemessen ist, ergibt sich zukünftig nicht mehr aus dem Vergleich von Leistungswerten, sondern orientiert sich an der nahe Null zu haltenden Wahrscheinlichkeit unzumutbarer Funktionsbeeinträchtigungen auf Verbrauchsseite.**
- Das Konzept wurde für den Einsatz in einem großen Verbundnetz entwickelt. Es ist je-

[*] ... natürlich nur soweit ausreichende schwallreduzierende Maßnahmen getroffen wurden.

doch so universell ausgelegt, dass sich sein Einsatz auch in Inselnetzen und Ländern mit (heutzutage) häufig unterbrochener Versorgung geradezu aufdrängt, aufgrund der beispiellosen Vorteile technischer und wirtschaftlicher Art (siehe u.a. 3.2.2.1).
- Das Konzept „Dynamischer Relativpreis“ greift viele Ziele gegenwärtiger und zukünftiger Konzepte (Nachttarife, Spitzenlast-Management, Lastreduktion als Regelleistung, Demand-Response-Programme, Real-Time-Pricing, Grid Friendly Appliances, ...) auf und realisiert sie gebündelt, maximiert und effektiver (siehe 4.1 und 4.2).

Das Konzept „Dynamischer Relativpreis“ ist so umfassend, dass nicht nur die greifbaren Problemfelder der nächsten Jahrzehnte abgedeckt werden, sondern auch absehbare Veränderungen, die sich erst in vielen Jahrzehnten gravierend auswirken könnten. Es könnte innerhalb von 10 bis 15 Jahren bundes- oder europaweit (ENTSO-E [2]) eingeführt werden.

2.1.4 Das Umfeld des Konzeptes

Neben dem Management von Angebot und Nachfrage sind in jedem Stromnetz natürlich viele andere Aspekte des Netzmanagements von Bedeutung. Auch hier werden kommende Jahrzehnte große Herausforderungen mit sich bringen, die ohne neue Konzepte nicht zu lösen sind. Dies betrifft die zunehmende Verlagerung von Erzeugungsleistung aus den Übertragungsnetzen in die Verteilungsnetze, [3] aber auch die üblichen Themen wie Spannungshaltung und Blindleistungshaushalt.
In 3.8 finden sich Aussagen zu Primär- und Sekundärregelung. Die anderen Themen sollen nur kurz gestreift werden (siehe 3.9); hier gibt es viele gute Konzepte, die auch und gerade auf die Zunahme verteilter/fluktuierender Erzeugung und den Abbau von Großkraftwerken eingehen. Entscheidend ist, dass neue Wege beim Management von Angebot und Nachfrage Hand in Hand gehen oder zumindest nicht kollidieren mit den anderen Bereichen des Netzmanagements.

2.2 Die Problemstellung

2.2.1 Angebot und Nachfrage – momentan!

Ob politisch gewollt oder gebremst – die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Sonne wird sowohl von der installierten Leistung als auch von der eingespeisten Energie immer weiter zunehmen. Auch der vermehrte Einsatz anderer, eigentlich steuerbarer Erzeugungsanlagen wie Blockheizkraftwerke wird zu Schwankungen der Erzeugungsleistung in nicht gekannter Größe beitragen. Zusammen mit den tages- und jahreszeitlichen Schwankungen des Bedarfs werden Angebot und Nachfrage immer häufiger kaum mehr zusammen zu bringen sein, sowohl in Richtung eines Unter- als auch in Richtung eines Überangebots.
Das Problem besteht nicht darin, dass man mit mehr Strom aus Wind und Sonne und immer weniger steuerbarer Erzeugungsleistung nicht genügend Energie liefern könnte. Hier tragen die zunehmenden Anstrengungen zur Erhöhung der Energieeffizienz und die mehr und mehr fruchtenden Energiespar-Appelle zur Entspannung bei. Leider wird in der Politik mit Blick auf eine CO_2-arme Stromerzeugung oftmals nur die Frage gestellt: Können wir

auf diese Weise die nötige Energie liefern? Bezogen z.B. aufs Jahr. Das ist jedoch nur die eine der beiden großen Fragestellungen, und es ist die leichter zu beantwortende.
Das eigentliche Problem liegt darin, dass bei der gegenwärtigen Betriebsweise des Netzes immer dann ein Stromausfall durch Lastabwurf * droht, wenn die momentane Nachfrage nicht befriedigt werden kann. Zukünftig z.B. bei wenig Wind und bewölktem Himmel, aber hohem Verbrauch. Die Zugehörigkeit zu einem Verbundnetz (z.B. das europäische ENTSO-E-Netz) verringert zwar die Wahrscheinlichkeit, dass im einzelnen Land tatsächlich ein Stromausfall stattfindet. Trotzdem müssen aber für solche Situationen enorme Kraftwerks-Überkapazitäten („Schattenkraftwerke“) vorgehalten werden, die so gut wie nie alle ausgeschöpft werden.
Nach den heutigen Regeln der Stromerzeugung muss für jedes Windrad, das sich dreht, an anderer Stelle ein Kraftwerk existieren, das entsprechend weniger Leistung produziert – oder eben stillsteht. Die deutsche Stromwirtschaft hält Schattenkraftwerks-Leistungen (richtige, echte Kraftwerke!) von 80 % der installierten Windkraft-Leistung bereit, nur für den Fall von Windstille bei hohem Leistungsbedarf. [4] Auch mit massivem Windkraft-Ausbau bleiben uns fast alle Großkraftwerke erhalten, nur laufen sie seltener mit Volllast und damit unwirtschaftlicher. [5] Es liegt auf der Hand, dass man dieses Vorgehen nicht beliebig lange aufrecht erhalten kann, allein schon aus wirtschaftlichen Gründen. Würde man allerdings ohne Änderungen beim Angebot-Nachfrage-Management die Schattenkraftwerks-Leistungen reduzieren, so stiege die Wahrscheinlichkeit von Stromausfällen.

2.2.2 Viele Möglichkeiten – jede ist wichtig!

Unsere Stromversorgung wird also nur dann zukunftsfähig sein, wenn wir die Voraussetzungen schaffen, dass auch in kommenden Jahrzehnten Angebot und Nachfrage immer zueinander passen können. Dies kann auf unterschiedliche Weise geschehen.

Damit die Angebotsseite in kritischen Situationen stark genug da steht, müssen diejenigen Arten der Stromerzeugung [6] weiter gesteigert werden, die in ihrer Leistungsabgabe frei steuerbar sind. Sofern dies zu vertretbaren Kosten und unter Berücksichtigung der Themen Umweltverträglichkeit, Klimaschutz, Atommüll und -risiken möglich ist.
Die Stromerzeugung per Biomasse ist grundsätzlich CO_2-neutral, weil am Anfang der Brennstoff-Kette (egal ob Tiere beteiligt sind oder nicht) immer Pflanzen stehen, die CO_2 aus der Luft aufnehmen. [7] Das z.B. von Kohlekraftwerken abgegebene CO_2 war vorher in der Erde eingelagert, kommt also bei der Verbrennung erstmals in die Atmosphäre, und so etwas müssen wir zukünftig möglichst vermeiden. Das gilt übrigens grundsätzlich auch für Erdgas. In der Werbung und den Medien entsteht häufig der Eindruck, dass Erdgas die Wunderwaffe gegen die CO_2-Problematik sei. Auf Grund einer anderen chemischen Zusammensetzung setzt es aber bei gleichem Energieumsatz nur etwas weniger CO_2 frei, nämlich 25...30 % weniger als Heizöl/Diesel und 40...50 % weniger als Stein- oder Braunkohle. [8] Erdgasbetriebene Blockheizkraftwerke (Kraft-Wärme-Kopplung) setzen allerdings die verbrauchte Energie mit einem deutlich besseren Wirkungsgrad um als herkömmliche Großkraftwerke, sparen also dadurch zusätzlich CO_2 ein.

* Ein Lastabwurf ist eine bewusst und automatisch herbeigeführte regionale Abschaltung des Stromnetzes, durch die bei Unterfrequenz („Überlast“) ein Zusammenbruch der Versorgung im restlichen Verbundnetz verhindert wird.

Es gibt viele gute Ansätze für ausbaubare oder zukünftige Technologien, die bzgl. der Themen CO_2, Nachhaltigkeit und/oder Umweltverträglichkeit deutlich besser abschneiden als heutige Methoden der Stromerzeugung, z.B.:

- Solarthermisches Kraftwerk (Parabolrinnen-Kraftwerk): Sonnenstrahlen erhitzen eine Wärmeträgerflüssigkeit. Die Wärmeenergie kann sofort über eine Dampfturbine genutzt werden; durch Integration eines thermischen Speichers wird aber auch nach Sonnenuntergang noch Strom erzeugt. [9]
  Die Kombination von regenerativer Erzeugung und weitgehender Steuerbarkeit der Leistungsabgabe macht diese Technologie besonders wertvoll.
- Clausthaler Konzept: Eine Kombination von Windkraft, Nordsee-Schwachgas und Energie-Zwischenspeicherung in Kavernen sorgt für eine möglichst gleichmäßige Stromlieferung von Offshore-Windparks. [10]
- Stromerzeugung aus Erdwärme (Geothermie): Aus mehreren tausend Metern Tiefe wird heißes Wasser durch ein geothermisches Kraftwerk geleitet und kühler wieder an eine andere tiefe Stelle zurückgeführt. [11]
- Strom aus Trinkwasser: Ein sowieso vorgesehener Druckunterschied bzw. Höhenunterschied [12] wird genutzt, um beim Trinkwasser-Durchfluss Strom zu erzeugen.
- Erdgas-Kraftwerke, für deren Betrieb Wind-/Solar-Methan erzeugt wird und die dadurch CO_2-neutral arbeiten. [13] Gegenüber allen CO_2-Kraftwerken ist dies ein Vorteil. Aufgrund der vorhandenen riesigen Erdgas-Speicher können Methan-Erzeugung und Stromerzeugung völlig entkoppelt ablaufen. Sieht man mit Wind-/Solar-Methan betriebene Kraftwerke als Speicher an, so ergibt sich gegenüber anderen Speichern ein gravierender Wirkungsgrad-Nachteil. Dem gegenüber steht der Vorteil, dass der „Speicher“ während einer Mangelsituation (siehe 2.3.5) nicht „leer“ wird, also verlässlich ohne zeitliche Begrenzung Strom erzeugen kann.
- CO_2-arme Kohlekraftwerke: [14] Zur klimafreundlicheren Stromerzeugung aus Kohle werden mehrere neue Technologien entwickelt. Ihnen ist gemeinsam, dass der Großteil des CO_2 nach der Verbrennung bzw. Vergasung der Kohle abgetrennt wird. Es soll unterirdisch so gespeichert werden, dass es nicht in die Atmosphäre gelangt; siehe auch 4.3.7.

Ein wichtiger Ansatz zur Entschärfung der Problemlage liegt in der Erschließung neuer Stromspeicher-Möglichkeiten. Und natürlich im Ausbau schon bekannter Arten der Speicherung. Die Einschränkungen hierbei liegen auch recht klar auf der Hand: Die meisten Verfahren sind teuer, haben einen schlechten Wirkungsgrad und/oder beanspruchen Ressourcen, die nur sehr begrenzt zur Verfügung stehen. [15] Trotzdem ist es sinnvoll, in diesem Bereich alles auszuschöpfen, was den Kriterien Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit standhält. Mit dem, was man heute weiß, wird man damit aber niemals alle Schwankungen bei Erzeugung und Verbrauch auffangen können.

Unter dem Stichwort „Demand-Side Management“ gibt es auch bisher schon Verfahren, die bei niedrigem Angebot dafür sorgen, dass die Nachfrage eingedämmt wird (siehe 4.2.4). Es wäre durchaus vorstellbar, diese Verfahren weiter auszubauen. Allerdings müsste in kommenden Jahrzehnten zusätzlich dafür gesorgt werden, dass Erzeugung und Verbrauch auch bei eigentlich zu geringer Nachfrage immer zueinander passen.

Welches enorme Potenzial in einer umfänglichen Einbeziehung aller Strom verbrauchenden Geräte und Anlagen in Haushalten, Gewerbe und Industrie liegt, wurde schon in mehreren Untersuchungen herausgestellt. Ein Blick auf deren Ergebnisse [16] [17] sollte die letzten Zweifel daran ausräumen, dass ein Angebot-Nachfrage-Management mit maximaler Einbeziehung der gesamten Verbrauchsseite den entscheidenden Beitrag zu einer zukunftssicheren Stromversorgung leisten kann.

Variable Strompreise gelten als besonders effektive Möglichkeit, Angebot und Nachfrage zusammen zu bringen. Ein steigender Preis führt zu verringerter, ein sinkender Preis zu erhöhter Nachfrage. Durch Änderungen des Preises im Tagesverlauf können Bedarfsspitzen bzw. Angebots-Engpässe entschärft werden; bei einem Überangebot kann die Nachfrage passend gesteigert werden.

2.2.3 Variabler Strompreis – Licht und Schatten

Bei den heute meist diskutierten variablen Preismodellen finden Preisveränderungen immer zu einer vollen Viertelstunde statt. Dies hängt u.a. damit zusammen, dass die Einplanung von Kraftwerkskapazitäten im gleichen Rhythmus stattfindet und dass die durch noch kürzere Rhythmen bei Planung und Abrechnung entstehenden Datenmengen schlecht handhabbar wären.
Wenn man möchte, dass variable Strompreise bei immer größeren Anteilen fluktuierender Erzeugung die Nachfrage an das Angebot annähern, dann muss man sich über kurz oder lang von festen Preis-Tagesverläufen und auch von festen Preisstufen lösen. Preisblätter wird es dann nicht mehr geben; die i.d.R. einen Tag vorher festgelegten Preisverläufe mit 6...20 Preisveränderungen pro Tag sind dann per Internet abrufbar und werden z.T. auch durch die Medien bekannt gemacht. Auch bei diesen komplexen variablen Tarifen finden Preissprünge nur zur vollen Viertelstunde statt.
Stromkunden können ihr Verbrauchsverhalten nach den Preisbewegungen ausrichten, soweit sie Spielräume sehen. Automatische Reaktionen von Geräten und Anlagen sind zuerst im gewerblichen Bereich zu erwarten, als Fortentwicklung der schon heute eingesetzten Lastmanagement-Systeme.
Jedes während der teuersten Zeit nicht eingeschaltete Gerät spart die entsprechende Leistung auf Erzeugungsseite ein, so dass für Mangelsituationen weniger Kraftwerkskapazität vorgehalten werden muss als ohne variablen Strompreis. Außerdem findet eine Verbrauchs-Verlagerung hin zu billigeren Zeiten statt, das so genannte Load Shifting. [18]

Werden komplexe variable Tarife für längere Zeit flächendeckend etabliert, so werden die Gesetze des Marktes bald dafür sorgen, dass mehr und mehr Elektrogeräte so intelligente Steuerungen erhalten, dass sie sich selbst die günstigen Preise suchen und die teuren Preise meiden. Zuerst wird dies bei Kühl- und Gefriergeräten geschehen, denn hier können die Stromkunden von Hand wenig beeinflussen; gleichzeitig haben solche Geräte ein großes Potenzial zur Verbrauchsverlagerung. [19] Durch automatische Reaktionen verstärkt sich der Effekt jeder Preisänderung, was in Zeiten zunehmenden Ausbaus fluktuierender Erzeugung durchaus gewünscht ist.
Daraus, dass Preisveränderungen bei dieser Art von Tarifen nur zur vollen Viertelstunde

stattfinden, ergibt sich ein hohes Potenzial geballter Lastsprünge zu bestimmten vollen Viertelstunden, z.B. wenn eine länger dauernde Niedrigstpreiszeit beendet wird. Wenn seit Einführung des Tarifmodells genügend Jahre verstrichen sind, werden so viele Geräte automatisch reagieren, dass in einem solchen Fall die Summe der Laständerungen in die Größenordnung dessen kommt, was von Primärregelung und Sekundärregelung * zusammen ausgeglichen werden kann. Und schon hat man – durch einen kleinen Preissprung an einer Viertelstundengrenze – eine Beanspruchung der Netzeinrichtungen durch völlig reguläre Vorgänge, die in dieser Größenordnung auf keinen Fall toleriert werden kann.
Diese knappe Schilderung wird kaum einen Fachmenschen sofort vorbehaltlos überzeugen können. In einem Online-Artikel [20] wird ausführlich dargestellt,

- warum automatische Reaktionen von Verbrauchsseite unausweichlich kommen werden,
- wie es dazu kommt, dass viele Geräte immer wieder zeitgleich schalten werden, obwohl die vielen Versorger unterschiedliche Preisverläufe haben,
- warum das Potenzial geballter Lastsprünge vielfach größer ist als die Primärregelreserve.
- warum das Ziel, dass die Summe der automatischen Reaktionen in der Größenordnung der durch einen Preissprung eigentlich beabsichtigten Lastveränderung bleibt, mehrmals pro Tag selbst bei besten Algorithmen zwangsläufig weit verfehlt werden wird,
- warum denkbare Lösungsansätze entweder sehr aufwändig zu realisieren sind oder die Problematik kaum weit genug entschärfen können – solange man an einem nichtkontinuierlichen Preisverlauf (d.h. Preissprünge) festhält.

Man kann sich diesem Thema auch noch von einer anderen Seite her nähern:
Die sich abzeichnenden variablen Tarife werden technisch „neben“ die Frequenz-Wirkleistungsregelung ** (Primär- und Sekundärregelung und Minutenreserve) gestellt. Sie arbeiten mit sprunghaften Preisveränderungen, aus denen sprunghafte Lastveränderungen resultieren. Die durch die variablen Tarife erzielten Effekte werden in der Größenordnung dessen liegen, was heutzutage die Sekundärregelung abdeckt. Dass das Probleme aufwerfen wird, liegt auf der Hand.
Für Ursache und Lösung reicht es, die erste grundlegende Entscheidung zu hinterfragen:
Wer zwingt uns, variable Tarife technisch neben die Frequenz-Wirkleistungsregelung zu stellen? Eine variable Tarifstruktur kann in die Frequenz-Wirkleistungsregelung integriert werden, und das ist das Thema dieses Buches, wie schon in 2.1.2 skizziert.

2.2.4 Variabler Strompreis – alle ziehen mit!

Viele existierende oder zukünftige Lösungen zielen genau in die richtige Richtung, sind aber in einer Hinsicht begrenzt: Es werden nicht wirklich alle Beteiligten einbezogen. Beteiligte sind natürlich die Erzeuger *** und Stromkunden, also die Menschen und Firmen. Die Beteiligten, auf die ich hier den Blick richten möchte, sind aber in erster Linie die Anlagen und Geräte, die Strom erzeugen oder verbrauchen.

* Primär- und Sekundärregelung gleichen unerwartete Lastschwankungen aus – bis zu ihren Auslegungsgrenzen.

** siehe Fußnote auf Seite 5.

*** Erzeuger sind die Betreiber von Stromerzeugungsanlagen.

Manche Konzepte beim Demand-Side Management greifen stark in die Betriebsweise von Anlagen ein und erzielen dadurch deutliche Effekte. Aber leider wirken diese Konzepte nur auf einen Teil aller Anlagen und erreichen dadurch nicht das maximal Mögliche.

Manche andere Konzepte, die durch einen flächendeckend einzuführenden variablen Strompreis potenziell alle Beteiligten erreichen wollen, gehen letztlich doch nicht weit genug, um als Lösung für viele Jahrzehnte bestehen zu können.
Meist ist vom Konzept her nicht von vornherein vorgesehen, dass tatsächlich alle in Frage kommenden Geräte und Anlagen automatisch über den variablen Strompreis beeinflusst werden. Ein Teil der Konzepte käme damit sogar in Zustände, die an der Beherrschbarkeit des Netzes nagen würden (s.o. 2.2.3). Also muss man auch bei manchen angedachten variablen Strompreisen davon ausgehen, dass durch ihre Einführung nicht das maximal Mögliche erreicht würde.

Warum diese Unbescheidenheit? Man muss doch nicht immer das maximal Mögliche haben wollen, oder?
Als das maximal Mögliche wird hier bezeichnet, dass tatsächlich alle in Frage kommenden Strom erzeugenden oder verbrauchenden Anlagen und Geräte automatisch auf Preisvariationen reagieren können. Das heißt doch, dass bei jeder Schwankung des Angebots (z.B. schwacher/starker Wind) oder der Nachfrage („Mittagsspitze“, nächtliches „Tal“) wirklich alle gemeinsam dazu beitragen, der Ursache dieser Schwankung entgegen zu wirken. Wenn alle mithelfen, bedeutet das auch, dass die einzelne Einheit nur so wenig Veränderung wie nötig durchmachen muss, um eine Schwankung auszugleichen. Bei Einbeziehung weniger wäre eine einschneidende Veränderung bei jeder einzelnen Einheit nötig, aber durch die Einbeziehung aller hält sich die Veränderung bei jeder Einheit in problemlos erträglichen Grenzen bzw. wird kaum wahrgenommen.
Wenn alle mithelfen, kommt man außerdem erst sehr spät an die Grenze des Vertretbaren, was den Ausbau fluktuierender Erzeugung angeht. Selbst wenn der Anteil der steuerbaren Erzeugung sehr reduziert würde, könnten alle gemeinsam durch die Reaktion auf besonders hohe Preise in seltenen Engpasssituationen dafür sorgen, dass sich die Nachfrage so stark wie nötig anpasst.

Und auch bei den zu erwartenden Strompreisen gibt es einen bedeutenden Unterschied, wenn man das maximal Mögliche realisiert. Konzepte, die nicht alle Einheiten einbeziehen, gehen oft von relativ großen Preisschwankungen aus, meist orientiert am heutigen Spotmarkt. Da kann der Preis dann mehrmals pro Jahr auf das Fünf- oder Siebenfache des Normalen steigen. Dass solche Werte bei manchen privaten Stromkunden oder auch Verantwortlichen in Betrieben Angst auslösen, kann man sich vorstellen. Wenn aber alle in Frage kommenden Geräte und Anlagen automatisch reagieren, werden Preisschwankungen so gering wie überhaupt realisierbar ausfallen. Bei immer wieder auftretenden Bedarfsspitzen oder Angebotsengpässen bleiben die Preisanhebungen dann in gut verträglichem Rahmen, so dass die von Kunden zu bezahlenden Höchstpreise außerhalb langer Dunkelflauten hoffentlich irgendwo zwischen dem Zwei- und dem Dreifachen des Normalen liegen. Dazu mehr im nächsten Kapitel.

Bei grundlegenden Weichenstellungen im Bereich der Stromversorgung sollte man auf

Konzepte setzen, die nach Möglichkeit für viele Jahrzehnte Bestand haben werden. Dass dies am ehesten bei einem Konzept der Fall ist, das tatsächlich alle in Frage kommenden Anlagen und Geräte einbezieht und dadurch das maximal Mögliche erreicht, liegt auf der Hand.

2.2.5 Preiselastizität und gesicherte Leistung

Kann man das im vorigen Kapitel genannte „maximal Mögliche" eigentlich beziffern? Wie viel Lastreduktion bringt eine Preisverdopplung, wenn „alle" mithelfen? Und wie hoch müsste man den Strompreis in Engpasssituationen treiben, damit die Verbraucher [*] sich mit dem Wenigen begnügen, was an Leistung da ist? Wie weit dürfte man zukünftig die gesicherte Leistung [**] [21] schrumpfen lassen, wenn man im Normalbetrieb nur wenige Male pro Jahr einen mehr als verdreifachten Strompreis erleben möchte?

Es gibt eine wirtschaftliche Größe, die uns bei der Beantwortung aller dieser Fragen helfen kann: die Preiselastizität. Zuerst möchte ich sie allgemein vorstellen:

2.2.5.1 Die kurzfristige Preiselastizität

Die Preiselastizität ε wird von Wirtschaftswissenschaftlern definiert [22] als relative Änderung der Nachfrageseite x im Verhältnis zur verursachenden relativen Preisveränderung, bezogen auf einen betrachteten Preis p:

$$\varepsilon = \frac{\frac{\Delta x}{x}}{\frac{\Delta p}{p}}$$

Beispiel: Wenn sich der Preis um 1 % erhöht, verringert sich die Nachfrage um 0,3 %. Das ergibt eine Preiselastizität von -0,3 beim betrachteten Preis.
Diese Angabe bezieht sich aber per Definition nur auf infinitesimal kleine Änderungen bei Preis und Nachfrage, also auf die Steigung einer relativen Nachfrage/Preis-Funktion, die vom betrachteten Preis ausgeht. Bei Preisänderungen von 20 % oder 50 % wäre die Formel mit zu großen Ungenauigkeiten verbunden.

Falls man davon ausgehen kann, dass die Preiselastizität zwischen Minimalpreis und Maximalpreis konstant ist, ergibt sich eine Funktion Nachfrage zu Preis: [23]

$$x = a * p^{\varepsilon}$$

Hierbei ist a eine Konstante, die z.B. dafür sorgt, dass sich beim „Normalpreis" die „normale Nachfrage" ergibt.
Wenn man die Preiselastizität kennt, kann man so zu jedem Preis die Nachfrage ausrechnen, und damit sind dann auch Aussagen zu Preisveränderungen von +20 %, –50 % oder

[*] Als „Verbraucher" werden in diesem Buch nicht Menschen, sondern Strom „verbrauchende" Geräte und Anlagen bezeichnet, wie es im Bereich der Stromversorgung üblich ist. Menschen sind z.B. „Stromkunden".

[**] Die gesicherte Leistung ist ein rechnerischer Wert, der aus Erzeugungsleistungen und Verfügbarkeiten ermittelt wird. Dieser Wert soll deutlich über der tatsächlich erreichten Jahreshöchstlast liegen, damit man von einer ausreichenden Versorgungssicherheit sprechen kann.

+300 % möglich. Sofern die Preiselastizität tatsächlich bei allen Preisen konstant ist – und das wollen wir für das Folgende vereinfachend annehmen.

Für die Stromversorgung sollte man unterscheiden: [24] Bei generellen Preisanhebungen durch die Versorger kann man die langfristige Preiselastizität ermitteln. Untersucht man dagegen die Reaktionen auf momentan variierte Preise, dann greift die kurzfristige Preiselastizität – und nur um diese soll es in diesem Buch gehen.

2.2.5.2 Preiselastizität – die große Unbekannte

Normalerweise beschreibt die Preiselastizität das (Kauf-) Verhalten von Menschen. Wenn wir uns jetzt aber etliche Jahrzehnte in die Zukunft denken, gibt es bei der Stromversorgung ein ideales Angebot-Nachfrage-Managementsystem, das auch automatische Reaktionen aller in Frage kommenden Geräte und Anlagen vorsieht. Wenn wir das o.g. „maximal Mögliche“ beziffern wollen, sollten wir einen Zeitpunkt betrachten, zu dem dieses System schon so lange etabliert ist, dass die gesamte Verbrauchsseite auf Preisänderungen so stark wie sinnvoll und zumutbar automatisch reagiert.

Leider können wir für dieses Szenario nicht auf einen bekannten festen Wert für die kurzfristige Preiselastizität der gesamten Verbrauchsseite zurückgreifen. Aber wir können versuchen, diesen Wert einzugrenzen. Es gibt aus den letzten Jahren einige Untersuchungen über kurzfristige Nachfragevariationen durch Menschen[25] [26], also ohne automatische Reaktionen von Geräten. Die Angaben zur Preiselastizität bewegen sich hier meist im Bereich -0,1...-0,4, mit einer Häufung zwischen -0,1 und -0,2. Dies gilt übrigens ähnlich für gewerbliche und industrielle Stromkunden. [27] Einer der Berichte [28] ermittelt als Durchschnitts-Preiselastizität von 35 Untersuchungen sogar den Wert -0,3.
Wenn man sich allerdings klar macht, dass Nachfragevariationen durch Menschen im Haushalt in erster Linie beim Einsatz von Waschmaschinen, Wäschetrocknern und Geschirrspülmaschinen zu vermuten sind, kann man das zusätzliche Potenzial ahnen, das in allen übrigen Geräten schlummert. Allein schon Kühl- und Gefriergeräten wird ein höheres Lastverlagerungs-Potenzial zugeschrieben[29] als vorgenannten Geräten zusammen. Damit fällt es nicht schwer sich vorzustellen, dass aus einer kurzfristigen Preiselastizität von -0,15 oder -0,2 in künftigen Jahrzehnten bei durchgängig automatischen Reaktionen ein Wert von -0,4...-0,5 werden könnte, bei sehr vorsichtiger Abschätzung doch wohl immerhin -0,3. Und wenn dann noch eine Hybridisierung der Verbrauchsseite hinzukäme ...

2.2.5.3 Gesicherte Leistung und Jahreshöchstlast

Ein dynamischer Strompreis lässt sich nicht nur im Normalbetrieb einsetzen, z.B. bis hinauf zum Dreifachen des Normalpreises. Es kann sehr sinnvoll sein, in Engpasssituationen oder im gestörten Betrieb auch mit deutlich höheren Preisen zu arbeiten, auf die ebenfalls automatische Reaktionen erfolgen. Da hierbei die „Komfort-Grenze“ der Stromkunden ignoriert wird – Lastabwürfe wären um ein Vielfaches unkomfortabler bzw. von den Auswirkungen her teurer! –, wäre es denkbar, dass sie diese extrem hohen Preise nicht tatsächlich bezahlen, sondern nur die automatischen Reaktionen ihrer Geräte darauf hinnehmen müssen.

Man kann also bis hinauf zu extrem hohen Preisen davon ausgehen, dass Geräte und Anlagen automatisch reagieren werden.

Um heutzutage von Versorgungssicherheit sprechen zu können, muss die gesicherte Leistung deutlich über der Jahreshöchstlast [30] liegen. Es sind allerdings Situationen denkbar, in denen die gesicherte Leistung nicht für die Nachfrage ausreicht und ein Totalzusammenbruch der Versorgung nur durch automatischen Lastabwurf verhindert werden kann, d.h. ein zufällig ausgewählter Teil der Stromkunden wird vorübergehend nicht mehr versorgt.
Wenn zukünftig ein ideales Angebot-Nachfrage-Managementsystem zum Einsatz kommt, liegen die Dinge anders:

- Die gesicherte Leistung darf deutlich reduziert werden, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden, siehe 2.2.5.5.
- Es wird zwar immer einen Abstand zwischen momentaner Höchstlast und momentan verfügbarer Erzeugungsleistung geben, aber dieser darf beliebig klein werden. Sollte in einer solchen Situation der Bedarf zunehmen oder die verfügbare Erzeugungsleistung abnehmen, kann jederzeit durch weitere Erhöhung des Preises dafür gesorgt werden, dass die verfügbare Leistung ausreicht.

Für die weiteren Überlegungen in 2.2.5.5 werden wir deshalb die gesicherte Leistung und die Jahreshöchstlast auf einen gemeinsamen Beispielwert von (heutzutage ca.) 80 GW projizieren.

2.2.5.4 Variable Strompreise erhöhen die gesicherte Leistung

Der Leistungsanteil, mit dem Arten von Erzeugungsanlagen bei der Berechnung der gesicherten Leistung berücksichtigt werden, hängt von ihrer Verfügbarkeit ab. Manche Arten von Erzeugungsanlagen sind eigentlich steuerbar, erhalten heutzutage aber keine Information über Engpasssituationen und gelten deshalb als gering verfügbar. Das bedeutendste Beispiel hierfür sind Blockheizkraftwerke (BHKW).
Zukünftig wird man sie so steuern, dass sie bei sehr hohem Strompreis volle elektrische Leistung liefern, unabhängig vom Wärmebedarf. *Hier geht es ja nur um wenige Stunden pro Jahr, und selbst wenn in solchen Situationen die erzeugte Wärme nicht genutzt wird, ist dies ein Vorteil für alle.* Unter der vorsichtigen Annahme, dass sich dadurch die anzusetzende Verfügbarkeit von BHKW nur um 40 % erhöht und Mitte des Jahrhunderts nur 12 GW_{el} BHKW-Leistung installiert sind, [31] ergäbe sich eine Erhöhung der gesicherten Leistung um 4,8 GW. Allein durch die Existenz eines variablen Strompreises.

2.2.5.5 Wie weit darf man zukünftig die gesicherte Leistung reduzieren?

Für die folgenden Überlegungen soll beispielhaft davon ausgegangen werden, dass die Jahreshöchstlast ohne variablen Strompreis auch in einigen Jahrzehnten noch mit den heutigen Werten vergleichbar wäre. Dies wäre z.B. dann der Fall, wenn die fortgesetzten Anstrengungen in Richtung Energieeinsparung/-effizienz und die Entstehung zusätzlichen Strombedarfs sich ungefähr ausgleichen würden.

Um auf die in 2.2.5 eingangs gestellten Fragen ansatzweise einzugehen, möchte ich einmal überschlagen, wie weit man die gesicherte Leistung unter den in 2.2.5.3 genannten Bedin-

gungen reduzieren dürfte, wenn man den Strompreis nur in sehr seltenen Ausnahmesituationen vervierfachen und ansonsten mit dem Preis weit darunter bleiben möchte.
Solche seltenen Situationen könnten darin bestehen, dass von Verbrauchsseite gerade maximaler Bedarf besteht, z.B. an einem frühen Winterabend mit besonderen, verbrauchssteigernden Bedingungen, und landesweit kaum Wind weht. Zu heutigen Bedingungen gälte für die Kunden der normale Strompreis, und die Verbrauchsseite würde eine Gesamtleistung knapp unterhalb der gesicherten Leistung nachfragen. Die Fragestellung ist nun: Auf welchen Bruchteil der heutigen Jahreshöchstlast würde die Verbrauchsseite ihren Bedarf reduzieren, wenn der Strompreis in dieser Situation vervierfacht würde?
Wir gehen vereinfachend davon aus, dass die Preiselastizität zwischen dem normalen und dem vervierfachten Strompreis annähernd konstant ist. Die in 2.2.5.1 vorgestellte Nachfragefunktion soll hierbei nur mit einem prozentualen „Preisfaktor“ arbeiten, weil uns der absolute Preis nicht interessiert; 400 % stehen für das Vierfache des normalen Preises:

$x = a * p^{\varepsilon} = 80\ GW * (400\ \%)^{\varepsilon}$

Für die Preiselastizität mache ich, basierend auf 2.2.5.2, eine plausible und eine vorsichtige Annahme. Zum Vergleich rechnen wir den dreifachen Preis gleich mit durch:

Plausible Annahme: Preiselastizität -0,42:
Bei vierfachem Preis: $80\ GW * (400\ \%)^{-0,42} = 80\ GW * 55,9\ \% = 44,7\ GW$
Bei dreifachem Preis: $80\ GW * (300\ \%)^{-0,42} = 80\ GW * 63,0\ \% = 50,4\ GW$

Vorsichtige Annahme: Preiselastizität -0,3:
Bei vierfachem Preis: $80\ GW * (400\ \%)^{-0,3} = 80\ GW * 66,0\ \% = 52,8\ GW$
Bei dreifachem Preis: $80\ GW * (300\ \%)^{-0,3} = 80\ GW * 71,9\ \% = 57,5\ GW$

Die Grenze des Zumutbaren, was die Bereitschaft zur Einschränkung (sehr selten und kurz) auf Seiten der Stromkunden betrifft, dürfte bei keinem dieser Werte überschritten sein.

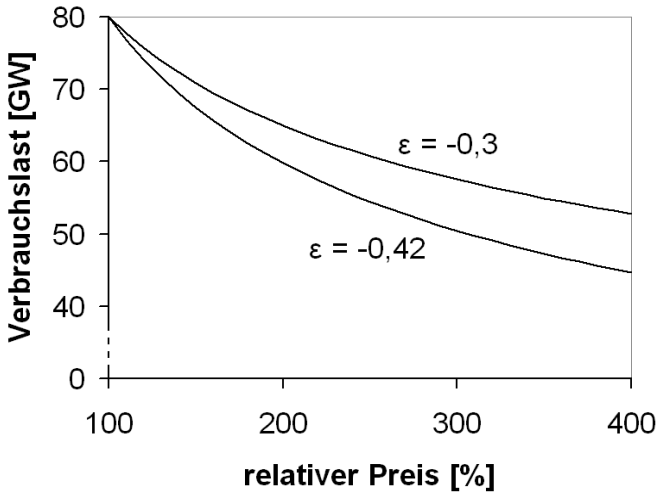

Abb. 1: Mögliche Veränderung der Jahreshöchstlast bei konstanter Preiselastizität.

Der Leistungsunterschied zwischen dreifachem und vierfachem Preis beträgt nur 5,7 GW bzw. 4,7 GW, könnte also Mitte des Jahrhunderts durch ein wenig Wind aufgebracht werden. Wohlgemerkt, wir reden immer noch von einer Situation maximalen Leistungsbedarfs (oder von einer Situation knapp unter Maximalbedarf, aber mit entsprechend noch weniger Wind).
Das heißt doch, dass die Bedingungen, unter denen sich ein mehr als dreifacher Strompreis ergibt, nur sehr selten auftreten. Es wäre vorstellbar, dass schon bei dreifachem Preis nahezu alle steuerbaren Erzeugungsanlagen mit Maximalleistung laufen, und darüber fast nur noch die Verbrauchsseite reagiert.

In den obigen Ergebnissen enthalten sind jeweils die in 2.2.5.4 überschlagenen 4,8 GW gesicherte Leistung, die sich allein aus Reaktionen von BHKW auf variable Preise ergeben. Um tatsächlich mit der heutigen Situation zu vergleichen, ziehen wir sie ab (nur für den vierfachen Preis; ihr Leistungsbeitrag sollte beim dreifachen gleich groß sein):

Bei Preiselastizität -0,42: 44,7 GW – 4,8 GW = 39,9 GW = 80 GW ∗ 49,9 %
Bei Preiselastizität -0,3: 52,8 GW – 4,8 GW = 48,0 GW = 80 GW ∗ 60,0 %

Mit all dem können wir folgende Aussage machen:

Bei Einführung eines dynamischen Strompreises mit maximalen automatischen Reaktionen aller in Frage kommenden Geräte und Anlagen dürfte eine nach heutigen Maßstäben berechnete gesicherte Leistung (heute ca. 80 GW) auf ca. 50...60 % (entspr. ca. 40...48 GW) reduziert werden. Hierbei würde die Versorgungssicherheit nicht gefährdet, und der Strompreis ginge nur sehr selten über das Dreifache seines normalen Wertes hinaus und würde nur extrem selten und kurz das Vierfache erreichen.

Wie auch immer man diese groben Überlegungen beurteilen mag, eins dürfte klar sein:
Automatische Reaktionen von Geräten und Anlagen können in nicht allzu ferner Zukunft den entscheidenden Beitrag leisten, um die Unsicherheiten der Versorgung durch zunehmende fluktuierende Erzeugung sicher abzufedern. Ohne den Stromkunden angstauslösende Preisvervielfachungen zumuten zu müssen. Ob man die gesicherte Leistung dabei tatsächlich auf die Hälfte oder doch nur auf 60 % reduzieren darf, wird sich zeigen. In jedem Fall wäre die Stromversorgung damit insgesamt umwelt-/klimafreundlicher und erheblich effektiver als bei Beibehaltung der heutigen Randbedingungen.
Bzgl. des zukünftigen rentablen Betriebs von Spitzenlastkraftwerken gibt es Ausführungen in 4.1.5 und am Ende von 2.3.6.

2.2.6 Dynamische Preisbildung – Versuch einer Definition

Das Wort „dynamisch“ wird in Zusammenhang mit (zeit-) variablen Strompreisen gelegentlich bemüht, vermutlich weil es positive Assoziationen hervorruft. Im Englischen findet man die Begriffe „dynamic (electricity) tariff“ oder „dynamic pricing“.

Hier soll der Versuch gewagt werden, Mindestanforderungen zu definieren, die gelten müssen, damit man begründet von einer dynamischen Preisbildung sprechen kann.
Eine sinnvolle generelle Erwartung an eine dynamische Preisbildung soll hier – unter Verzicht auf eine semantische Analyse des Wortes „dynamisch“ – mit einem Satz ausgedrückt werden:

Eine dynamische Preisbildung zeichnet sich dadurch aus, dass der grundsätzliche Preisbildungsmechanismus auch dann ohne Nachteile unverändert beibehalten werden kann, wenn alle (!) in Frage kommenden Anlagen und Geräte auf die Preisinformation automatisch reagieren.

Dies ist die Messlatte, aus der sich alle im Folgenden genannten Anforderungen ableiten.

Als selbstverständlich vorausgesetzt wird eine ausreichende Kommunikation jedes neuen

Preises. Bei einem zeitvariablen Tarif mag dies die Veröffentlichung im Internet sein. Bei jeglicher situationsabhängiger Variation des Preises wird aber davon ausgegangen, dass alle beteiligten Anlagen und Geräte die aktuelle Preisinformation zeitnah auf elektronischem Wege erhalten und ohne nennenswerte Verzögerung darauf reagieren können.
Die Überschriften der Unterkapitel zusammengenommen ergeben eine Aufzählung der Anforderungen, auf die dann im Text detaillierter eingegangen wird. Hierbei konnte leider nicht durchgängig Rücksicht auf Nichtfachleute genommen werden.

2.2.6.1 Anpassung des Preises an die Momentansituation

Ein System, dessen Preise ausschließlich per Vorankündigung festgelegt werden, leistet in besonderen Situationen mit unerwarteten Lastzuständen nicht den Dienst, den man von einer dynamischen Preisbildung erwarten würde. Die Vorankündigung und Festlegung von Preisen für Zeitintervalle von z.B. mindestens einer Viertelstunde hat allerdings Vorteile für die Nutzer. Könnte man nicht beides kombinieren, d.h. Preise vorankündigen, aber im Fall der Fälle dann doch noch dynamisch anpassen? Spielen wir das einmal durch:

Solange nur ein Bruchteil aller in Frage kommenden Anlagen und Geräte auf einen zeitvariablen Tarif automatisch reagiert, würde es sicher ausreichen, eine dynamische Reaktion der Preisbildung für besondere Situationen vorzusehen; die Erwartungen an das System würden erfüllt.
Mit immer größer werdendem Anteil automatisch reagierender Einheiten würden Situationen immer wahrscheinlicher, in denen ein angekündigter Preis schon Sekunden nach Beginn seiner Gültigkeit korrigiert werden muss, weil die Reaktion alle Erwartungen übertrifft, ähnlich wie in 2.2.3 beschrieben. Wenn durchgängig automatische Reaktionen erfolgen, dürfte es fast zur Regel werden, dass Korrekturpreise nachgeschoben werden müssen. Damit wäre aber auf die Vorankündigung von Preisen kein Verlass; es gäbe keinen Vorteil mehr gegenüber einer fortlaufenden Preisanpassung mit Prognose. Wenn die dynamische Preisanpassung von vornherein gegenüber den Nutzern kommuniziert würde, könnte man allerdings auch nicht von einem Nachteil sprechen.
Die Abrechnung eines solchen Tarifs wäre komplexer als bei einem zeitvariablen Tarif, denn der abzurechnende Preis wäre ja nicht zwangsläufig eine Viertelstunde lang konstant. Hier müssten Lösungen gefunden werden wie bei dynamischen Tarifen mit fortlaufender Preisanpassung.

Fazit: Die Idealvorstellung von einer dynamischen Preisbildung beinhaltet sicher eine fortlaufende Anpassung an die Momentansituation. Aber auch ein zeitvariabler Tarif mit dynamischer Korrekturmöglichkeit würde die in der Überschrift genannte Anforderung erfüllen.

2.2.6.2 Ausreichend häufige Neuermittlung des Preises

Die negativen Auswirkungen eines festen Viertelstundenrhythmus für Preisänderungen (egal ob vorher festgelegt oder ständig neu ermittelt) wurden in 2.2.3 ausführlich dargestellt. Ein Aspekt wurde dort allerdings nicht erwähnt: Je größer der zeitliche Abstand zwischen Neuermittlungen ist, desto größer werden potenziell auch die Preissprünge in bestimmten Situationen. Es ist leicht nachvollziehbar, dass man mit einem großen Preis-

sprung nach großem zeitlichem Abstand eine stärkere momentane Gesamtreaktion hervorruft als mit einer kleinen Preisveränderung, die schon nach kurzer Zeit modifiziert werden kann. Sofern es um eine erwünschte starke Gesamtreaktion geht, kann man diese bei kurzen zeitlichen Abständen genauso erreichen. Aber unerwünscht starke Reaktionen (Überschwingen) werden sich nur bei genügend kleinem zeitlichem Abstand und genügend vorsichtigem Herantasten an einen vermuteten Zielwert vollständig vermeiden lassen. Das Herantasten wird ja erst möglich durch genügend kurze Zeitabstände.
Zu einer Quantifizierung nur so viel: Es sollte sich Einigkeit darüber erzielen lassen, dass die Zeit zwischen zwei Neuermittlungen irgendwo unter einer Minute liegen sollte.
Wer Bedenken zur Handhabbarkeit/Abrechenbarkeit solcher Kurzzeit-Preise hat, möge einen Blick auf die erste Hälfte von 4.3.4 werfen.

2.2.6.3 Vorgaben für automatische Reaktionen auf die Preisinformation ...

... müssen für eine sanfte und verhältnismäßige Gesamtreaktion auf jede Preisänderung sorgen. Hierbei darf das legitime Interesse an maximaler Ausnutzung der wirtschaftlichsten Zeitabschnitte nicht nennenswert eingeschränkt werden.
Dies bezieht sich auf zwei Bereiche:

- Zur Vermeidung unnötiger Frequenzschwankungen sollten schlagartige Reaktionen auf eine neue Preisinformation nicht erlaubt werden.
  Denkbar wären hier Vorgaben für maximale Leistungsänderungsgeschwindigkeiten, z.B. auf Erzeugungsseite oder bei großen Verbrauchern.
  Für die Verbrauchsseite generell böte sich die Vorgabe zufälliger Verzögerungen ≥ 0 s an. Deren Maximaldauer müsste allerdings so kurz bemessen sein, dass im Mittel keine nennenswerte Behinderung bei der Nutzung der günstigsten Preise wahrnehmbar ist.
- Es sollte keine Preisänderungen geben, auf die völlig unverhältnismäßig starke Reaktionen erfolgen. Es sollte keine Preisänderungen geben, auf die gar keine oder kaum automatische Reaktionen erfolgen.
  Menschen werden natürlich dazu neigen, ihren Geräten Reaktionen bei runden Preisen vorzugeben. Würde nun bei Erreichen eines solchen runden Preises in jedem dritten Haushalt ein Gerät von Null auf Volllast schalten, überträfe der Effekt jegliche Erwartungen und der Preis müsste sofort wieder in Gegenrichtung korrigiert werden. Oszillationen wären unvermeidlich.
  Der Hang zu Schaltschwellen bei runden Preisen hätte aber auch den Effekt, dass es zwischen den runden Preisen weite Bereiche gäbe, in denen kaum automatische Reaktionen auf Preisänderungen erfolgten. Auch dies kann nicht erwünscht sein.
  Beide Problemfelder würden gemeinsam gelöst durch die Vorgabe einer gezielten zufälligen Verfälschung eingestellter Schaltschwellen. Jedes Geräte hielte dann im Mittel trotzdem die vorgenommenen Einstellungen ein, und es ergäben sich die gewünschten Ersparnisse. Es gäbe dann keine Preisänderungen mehr, die völlig unverhältnismäßig starke oder unerwartet geringe Reaktionen hervorriefen.

2.2.6.4 Kein missbrauchbar fester Rhythmus der Neuermittlung

Auch bei einem kurzen, aber festen zeitlichen Abstand oder auch nur einem Mindestab-

stand zwischen zwei Neuberechnungen gibt es noch eine Missbrauchsmöglichkeit durch Steuerungen von Geräten, die für ihre Betreiber optimale Ersparnisse erwirtschaften wollen. Beispiel:
Wärme erzeugende Geräte wie Warmwasserbereiter (Vorratserwärmung), Heizgeräte, Herde, Backöfen könnten immer wieder bei Erreichen eines momentanen Preistiefs für die bekannte Mindestzeit zwischen zwei Neuberechnungen (z.B. 30 s) von Null auf Volllast schalten und danach sofort wieder abschalten. Wenn das alle in Frage kommenden Geräte im ganzen Land machen würden und viele Geräte dabei wären, die im Mittel ca. die halbe Volllast liefern sollen, würde der Preis ständig im Wechsel rauf und wieder runter springen. Die betreffenden Geräte kämen dabei deutlich billiger weg als es dem Mittel dieser Preise entspräche. Durch solche Preis- und Lastschwingungen, die – abhängig von der Art der Preisbildung – durchaus eine enorme Amplitude haben könnten, würde die Primärregelung ständig unnötig in Atem gehalten.

Natürlich gibt es bei jedem Preisbildungsmechanismus eine Mindestzeit, die zwischen zwei Neuermittlungen nicht unterschritten werden darf, damit das Gesamtsystem noch definiert arbeitet. Wenn diese aber so gering ist, dass sie unterhalb der sowieso vorzusehenden zufälligen Verzögerungen der automatischen Reaktionen liegt (s.o. 2.2.6.3), gibt es keine missbrauchbare Zeitspanne mehr.
Beispiel: In diesem Buch werden zufällige Verzögerungen von 0...20 s vorgeschlagen. Könnte nach einer erfolgten Preis-Neuermittlung im Abstand von 5 oder 10 s ein korrigierter Preis hinterher geschickt werden, so würde die Implementierung der oben beschriebenen Strategien in die Steuerungen von Geräten keinen Sinn machen; ein Missbrauch wäre ausgeschlossen.

2.3 Das Konzept „Dynamischer Relativpreis“

Es klingt zunächst einfach und einleuchtend, dass man aus dem Momentan-Stand von Angebot und Nachfrage kontinuierlich einen Strompreis errechnet, auf den dann alle in Frage kommenden Elektrogeräte automatisch reagieren, und natürlich auch die steuerbaren Erzeugungsanlagen. Im Detail gibt es dann doch allerhand zu beachten. Aber es gibt dabei auch „schöne“ Lösungen und Synergien.

Die Verbrauchsseite: Es ist keine Hexerei, den Stromverbrauch aller in Frage kommenden Verbrauchsgeräte und -anlagen automatisch in Abhängigkeit vom momentanen Strompreis zu steuern. Vor 30 Jahren wäre ein solcher Vorschlag als völlig utopisch abgetan worden. Heute gibt es die Techniken dafür alle schon, nur sind sie auf dieses Ziel hin noch nicht gebündelt und zur Perfektion gebracht worden. Das gesamte technische Konzept, das dafür nötig wäre, könnte in den nächsten 10 bis 15 Jahren bundes- oder europaweit etabliert werden; dafür wäre nur der klare politische Wille nötig.
Für die Steuerung von Geräten und Anlagen auf Verbrauchsseite müssen allerdings einige Vorgaben gemacht werden, damit Lastveränderungen sanft und verhältnismäßig ablaufen.

Die Erzeugungsseite: Dass Erzeugungsanlagen ihre Leistung in Abhängigkeit vom momentanen Strompreis variieren, kann man sich ebenfalls vorstellen. Auch hier müssen Vor-

gaben gemacht werden, damit Leistungsveränderungen berechenbar bleiben und stetig ablaufen, und damit alle Erzeuger ihre Anlagen mit gleich guter Aussicht auf Gewinn betreiben können (siehe 3.3.4 und 3.3.5).

Die Preisermittlung: Für die kontinuierliche Anpassung des Strompreises an die Veränderungen bei Erzeugung und Verbrauch sind grundsätzlich unterschiedliche Verfahren denkbar. Die in diesem Buch beschriebene Lösung (siehe 3.3 bis 3.5) bietet einige Vorteile.

2.3.1 Der relative Strompreis

Jeder Stromerzeuger (z.B. Betreiber eines Windrades) und jeder Stromkunde hat auch zukünftig einen Strompreis (Arbeitspreis in Ct pro kWh) im Vertrag stehen. Diesen Preis nennen wir mal den **Basispreis**. Genau wie heute wird das Versorgungsunternehmen diesen Preis nur in großen zeitlichen Abständen ändern, z.B. ein- oder zweimal pro Jahr. Auch zukünftig wird es wettbewerbsbedingte Unterschiede geben, z.B. wird ein CO_2-lastiger Energieträgermix nicht den gleichen Basispreis erzielen wie ein CO_2-armer. Das klingt alles sehr vertraut. Hinzu kommt künftig **der relative Strompreis (kurz: Relativpreis)**, als Faktor zur Ermittlung des tatsächlichen momentanen Strompreises. Sein Normalwert ist 100 %, dann zahlt/bekommt man pro kWh genau den Basispreis. Wenn er variiert, zahlt/bekommt man z.B. 80 % oder 130 % des Basispreises. *

Der Relativpreis (nicht der Basispreis!) wird einheitlich für Erzeuger und für Abnehmer festgesetzt. Festgesetzt ist hier nicht ganz das richtige Wort, denn der relative Strompreis schwankt automatisch, je nach dem momentanen Stand von Strom-Angebot und -Nachfrage. (Wie man das erreicht, wird beschrieben in den Kapiteln 3.3 und 3.4.) Außerdem gibt es noch eine zentralisierte Relativpreis-Prognose, für die nächsten 24 Stunden und – z.B. für gewerbliche Kunden – auch für längere Zeiträume.

Die Information über den momentanen Relativpreis und die Prognose wird an alle Erzeugungsstellen und alle Verbrauchsstellen verteilt. Dies geschieht in Zähler-Nähe (zum Haus/im Haus) im Regelfall per Datenübertragung direkt über die Stromleitung, kann aber bei Bedarf auch zusätzlich über Datenleitungen (z.B. DSL, Ethernet, EIB/KNX) erfolgen. Am Leitungsnetz muss sich somit nichts oder wenig ändern. Nur die Stromzähler (angepasste Smart Meters [32]) sind zukünftig vollelektronische Geräte mit Display, denn sie müssen etwas mehr rechnen als bisher.

Zum Relativpreis-Konzept gehört eine ganz klare Festlegung: Der durchschnittliche Privat-Stromkunde (d.h. Geräteausstattung, -nutzung und Sparverhalten sind durchschnittlich) zahlt für seinen Strom im Mittel einen relativen Strompreis von ca. 100 %, kann also mit dem Basispreis kalkulieren (siehe 2.3.7).

2.3.2 Ich lasse sparen ...

Das Konzept „Dynamischer Relativpreis“ steht und fällt mit den Strom verbrauchenden Geräten, die sich ohne deutliche Nachteile für die Stromkunden an den schwankenden

* Für Fachleute: Der Netznutzungsentgelt-Arbeitspreis wird mit variiert; siehe Erläuterungen in 3.2.3.2.

Strompreis anpassen sollen. Hier mal einige Beispiele etwas ausführlicher dargestellt:

- Damit Waschmaschinen und Geschirrspülmaschinen möglichst billigen Strom verwenden, werden sie zukünftig nicht mehr einfach gestartet, sondern man gibt ihnen vor dem Einschalten (z.B. abends) eine Uhrzeit vor, bis zu der sie fertig sein sollen (z.B. frühmorgens). Beim Verstellen der Ende-Zeit per Drehknopf sieht man direkt die voraussichtliche Ersparnis gegenüber dem Sofortstart. Nach dem Einschalten entscheiden die Geräte anhand der übermittelten Prognosen selbst über den Startzeitpunkt und im Rahmen vorhandener Freiheiten über Wartezeiten bis zum jeweils nächsten Schritt des Programms.
- Warmwasserbereiter werden so konstruiert, dass sie je nach Preissituation einen warmen Wasservorrat halten oder das Wasser bei Abnahme erwärmen oder beides kombinieren. Aus dem ermittelten Verbrauchsrhythmus und der Relativpreis-Prognose und bei Bedarf orientiert an generellen Vorgaben der Benutzer steuern die Geräte selbst, wann sie einen Wasservorrat erwärmen, warm halten oder abkühlen lassen.
- Klimaanlagen sollen einen gewissen mittleren Luftstrom gewährleisten. Während kurzzeitiger Preisspitzen kann der Luftstrom und damit auch die nötige elektrische Energie zum Erwärmen/Abkühlen der Luft deutlich reduziert werden, ohne dadurch die Luftqualität merklich absinken zu lassen.
- Wäschetrockner reduzieren bei (voraussichtlich) kurzen Preisspitzen ihre Leistung etwas, womit sich die Hoffnung verbindet, dass dadurch der restliche Stromverbrauch wieder in die billigere Zeit fällt. Die Gesamt-Trockenleistung wird natürlich trotzdem computergesteuert eingehalten.
- Es gibt viele Geräte, die sich regelmäßig einschalten, um z.B. eine Temperatur (hoch/niedrig) zu halten: Kühlschränke, Gefrierschränke und -truhen, Kaffeemaschinen, Wärmeplatten, Klimaanlagen, Heizlüfter, Wärmedecken, Aquarienheizungen, ... Diese Geräte haben einen normalen Regelbereich, innerhalb dessen die Temperatur pendelt. Zukünftig gibt man ihnen zusätzlich vor, dass sie aus Spargründen den Regelbereich etwas verlassen dürfen, nach oben/unten getrennt einstellbar. Das kann bedeuten, dass sie die eigentlich während einer prognostizierten Preisspitze nötige Einschaltzeit vor-/nachholen oder dass sie sich während eines länger andauernden Preis-Hochs kürzer einschalten als eigentlich nötig.

  Durch Ausrüstung mit phase change materials (PCM) könnten z.B. Kühl-/Gefriergeräte in die Lage versetzt werden, mit billigstem Nachtstrom die Kühlung für den ganzen Tag zu gewährleisten. Auch andere genannte Geräte bekämen dadurch mehr Flexibilität bei der Reaktion auf schwankende Preise.
- Elektrische Speicherheizungen orientieren sich mit ihren Aufheizphasen an den billigsten Zeiten der Prognose, laufen also genau dann, wenn ein Überangebot an Strom bereit steht. (Als Zukunftsmodell dürften solche Heizungen kaum taugen, [33] aber für Nischenanwendungen weiterhin Sinn machen.)
- Backöfen im Privatbereich müssen nicht in jedem Fall ihr „Ergebnis“ schnellstmöglich liefern. Für bestimmte Backwaren, die einfach nur irgendwann in den nächsten Stunden für eine vorgegebene Dauer gebacken werden müssen, können Backöfen auf eine späteste Ende-Zeit eingestellt werden und sich so die günstigste Backzeit selbst heraussuchen. Für die Themen „Vorheizzeit“ und „fertiges Backgut herausholen“ wird es ver-

nünftige Lösungen geben.

- Ähnliches gilt für andere, auch kleinere Geräte, die nur „irgendwann demnächst“ fertig werden sollen, z.B. Brennöfen, Brotbackmaschinen im Privathaushalt, Akkuladegeräte.
- Raumbeleuchtungen werden als Gesamtsysteme konzipiert und schalten bei selten auftretenden besonders hohen Preisspitzen ggf. nicht so wichtige Teile ab, z.B. indirekte Beleuchtungen oder Strahler auf Bilder. Natürlich kann der Benutzer durch einen Tastendruck den vorigen Zustand wieder herstellen.
- Ständige Beleuchtungen in Bereichen, in denen sich nur gelegentlich Menschen bewegen (Flure mit mittlerer Frequentierung, Außenbeleuchtungen, ...), werden automatisch sanft gedimmt, wenn der Relativpreis mal ungemütlich hoch wird.
- Beleuchtungen in Bereichen, die meist nur vorübergehend genutzt werden, in denen aber gerne mal das Licht aus Versehen angelassen wird, machen nach Ablauf einer Mindest-Einschaltzeit bei stärkeren Preisanstiegen durch ein Flackern auf sich aufmerksam und schalten sich nach einer kurzen Wartezeit sanft aus. Wenn der Licht-Taster nach dem Flackern betätigt wird, bleibt das Licht unverändert an. In Frage kommende Bereiche wären z.B. Keller, Dachböden, Flure, Treppen im Privatbereich. Bei zusätzlichem Einsatz von Bewegungsmeldern kämen auch Küchen im Privatbereich und sporadisch genutzte Räume im gewerblichen Bereich in Frage.
- Bei PCs und Servern aller Betriebssysteme werden für automatisierte Hintergrundaufgaben (Datensicherung, Index-Erstellungen, Festplatten-Defragmentierung, ...) künftig keine Start-Zeitpunkte mehr vorgegeben, sondern Start-Zeitfenster. Die tatsächlichen Startzeitpunkte wählt der Rechner dann selbst aus anhand der Relativpreis-Prognose.
  Computerbildschirme werden innerhalb vorgebbarer Zeitgrenzen bei teurem Strom schon nach kürzerer Inaktivität des Benutzers dunkel geschaltet und gehen kurz danach in Standby-Betrieb.
  Bei teurem Strom und langer Inaktivität des Benutzers gehen PCs von selbst in den Standby-Zustand, wenn sie keine laufenden Aufgaben auszuführen haben.
- Springbrunnen und andere Spielereien werden bei steigenden Preisen reduziert und bei hohen Preisen abgeschaltet.
- Auch nicht in jedem Haushalt zu findende Dauer-Stromverbraucher wie Terrarienbeleuchtungen und -wärmematten verringern bei teurerem Strom ihre Leistung vorübergehend sanft, so wie die Tiere in Freiheit auch mal eine Wolke erleben würden.
- Eine Hybridisierung der Verbrauchsseite schafft in den höheren Preisregionen mehr Verlagerungspotenzial als alle vorigen Punkte zusammen, siehe 2.3.5.1.

Das Prinzip ist immer dasselbe: Die momentane Relativpreis-Information und/oder die Relativpreis-Prognose kommen über die Stromkabel im Haus und über die Anschlussleitung im Gerät an. Jedes neu entwickelte Gerät hat eine intelligente Steuerung, die dafür sorgt, dass der nötige Stromverbrauch zur billigsten passenden Zeit erfolgt und dass zu teuren Zeiten möglichst wenig Strom verbraucht wird. Nach dem Kauf eines neuen Geräts ist seine Steuerung auf Standardwerte eingestellt, die zu sehr guten Einsparungen führen. Bei den meisten Geräten hat der Benutzer die Möglichkeit, das Verhalten des Geräts entsprechend seinen Vorlieben oder Einsparungs-Vorstellungen anzupassen. Dies kann für unterschiedlichste Geräte dennoch mit einheitlicher Bedienoberfläche am Smartphone oder

Info-Terminal (siehe 2.3.3) geschehen.

Bei Vorgängen, bei denen ein bestimmtes Ergebnis unbedingt jetzt und so schnell wie möglich erzielt werden soll, greift der dynamische Relativpreis nicht, jedenfalls nicht automatisch. Beispiele: Staub saugen, Haare föhnen, am Herd eine Mahlzeit kochen, mit der Mikrowelle eine Speise erwärmen. Über die in jedem Haushalt sichtbare Prognose greift er aber bei manchen dieser Vorgänge sehr wohl, d.h. man wird nach Möglichkeit versuchen, zu billigeren Zeiten Staub zu saugen. Oder man wird, z.T. mit heute unbekannten oder unüblichen Verfahren, Mahlzeiten so weit vorbereiten, dass sie mittags während der Hochpreis-Zeit stromsparend in der Mikrowelle warm gemacht werden können. Dampfdrucktöpfe könnten eine Renaissance erleben, usw.

Wer jetzt denkt, dass dies alles ganz nett für Privathaushalte sein mag, aber für Firmen und Behörden völlig indiskutabel, der sollte sich klarmachen, dass gewerbliche Stromkunden schon lange ausgefeilte Techniken einsetzen, um mit einer möglichst niedrigen Spitzenlast auszukommen – denn das spart bei den üblichen Verträgen mit Viertelstunden-Leistungsmessung sehr viel Geld (siehe 4.1.2). Für die großen industriellen Stromkunden lohnt es sich schon lange finanziell, zu Spitzenzeiten ihre abgenommene Leistung gezielt zu reduzieren (siehe 4.1.3).
Keine Firma sollte um ihr Image fürchten, wenn an ihrer gedimmten Außenbeleuchtung öffentlich erkennbar wird, dass sie Rücksicht auf hohe Strompreise nimmt. Im Gegenteil: Firmen schaden ihrem Image, wenn sie meinen demonstrieren zu müssen, dass ihnen die optimale Ausnutzung von Ressourcen egal ist. Durch eine ständig strahlende Außenbeleuchtung treiben sie den Preis für alle anderen Stromkunden unnötig in die Höhe.
Die bisher im gewerblichen Umfeld angewandten Vorgehensweisen zur automatischen Regulierung der Momentan-Leistungsabnahme müssten sicher an das Konzept „Dynamischer Relativpreis“ angepasst und erweitert werden. Die Randbedingungen sind hier härter als im Privatbereich, weil man keine wertvolle menschliche Arbeitszeit durch Warten vergeuden darf. Aber die enormen Einsparmöglichkeiten werden zweifellos dazu führen, dass die Gesamtheit der gewerblichen Stromkunden den Privathaushalten schon sehr frühzeitig mit gutem Beispiel voran geht.

2.3.3 Information ist alles

Als Autofahrer sind wir es gewohnt, die Preise an den Tankstellen aufmerksam zu verfolgen. Beim Strom wird sich ein ähnliches Preisbewusstsein entwickeln, und der eigene Einfluss ist hier viel größer!

Die Information über den aktuellen Relativpreis wird bundeseinheitlich zentral erzeugt und gelangt zu jeder Transformatorstation. Der Rest des Weges bis in jedes Haus wird in den vorhandenen Stromkabeln zurücklegt, als aufmoduliertes Signal. Der Stromzähler sorgt dafür, dass die Preisinformation und die Prognose über alle im Haus verlegten Stromkabel bis zu jeder Steckdose kommen. Und in jedes elektrische Gerät hinein.

Ein „Stromzähler“ ist eigentlich ein Energiezähler. Auch in Zukunft wird er die elektrische Arbeit (Energie) in kWh aufsummieren, aber nur nebenbei. Der eigentlich für die Abrech-

nung interessierende Wert ist zukünftig die Aufsummierung von Arbeit ∗ relativer Strompreis, ebenfalls mit der Einheit kWh. Diese Geräte dann Energiezähler zu nennen, wäre etwas gewagt. Deshalb bezeichnen wir diese vollelektronischen Geräte (angepasste Smart Meters) einfach weiterhin als Stromzähler – orientiert am Allgemeinbegriff „Strom“, nicht an der physikalischen Größe Strom.
Die Aufsummierung der Abrechnungsgröße erfolgt fortlaufend im Stromzähler und kann bei entsprechendem Informationsbedürfnis in Viertelstunden-Datensätzen an den Versorger übertragen werden. Bei hohem Datenschutzbedürfnis kann die gesamte Abrechnungsinformation zu einem einzigen Datensatz pro Abrechnungsperiode verdichtet werden.

Natürlich sollen nicht nur die Geräte, sondern auch die Menschen im Haus über den momentanen relativen Strompreis informiert werden. Hierfür gibt es Zwischenstecker mit Anzeigefunktion, die einfach in beliebige Steckdosen gesteckt werden können. Bei Neuinstallationen oder Austausch älterer Schalter kann man auch Lichtschalter mit kleinem Info-Display in jedem größeren Raum installieren. Alle Anzeigegeräte lassen sich so programmieren, dass sie bei Überschreiten bestimmter Preisschwellen einen kurzen Piepton von sich geben, im gewünschten Zeitrahmen z.B. zwischen 8 und 22 Uhr.

An mindestens einem Platz in der Wohnung gibt es ein kleines Info-Terminal mit LCD-Display. Hier kann man die aktuelle Relativpreis-Prognose für die nächsten 24 Stunden grafisch ablesen; interessehalber lässt sich die Anzeige umschalten auf den tatsächlichen Preisverlauf der letzten 24 Stunden oder 7 Tage, verglichen mit der langfristigen (24 Std. Vorlauf) und kurzfristigen (1 Std.) Prognose. Der eigene Stromverbrauch, ohne und mit Preisbewertung, lässt sich rückwirkend betrachten, zusammengefasst in Viertelstundenblöcken. Damit die Stromkunden beurteilen können, wie sehr sich Verhaltensänderungen bei hohen Preisen lohnen, kann ihnen das Info-Terminal für einen beliebig eingrenzbaren Zeitraum der letzten sieben Tage ausrechnen, wie hoch Verbrauch, durchschnittlicher Relativpreis und Gesamtkosten waren.
Außerdem wird angezeigt, zu welchem durchschnittlichen relativen Preis man den Strom in den letzten 365/30/7/1 Tagen gekauft hat. Es dürfte eine gewisse Befriedigung vermitteln, dort einen Wert unter 100 % abzulesen. Nicht nur eine rein egoistische, sondern auch mit dem Gedanken: Du hast erfolgreich zu dem gesamtgesellschaftlichen Ziel beigetragen, den Stromverbrauch in Zeiten mit unzureichendem Stromangebot zu reduzieren, einfach durch Ausnutzung der Relativpreis-bezogenen Sparfunktionen der Elektrogeräte.
Nicht zuletzt bietet das Info-Terminal auch die Möglichkeit, jedes im Haushalt betriebene Gerät so zu konfigurieren, dass es entsprechend den eigenen (Komfort-) Vorstellungen Stromkosten spart. Dies kann über das Display des Info-Terminals oder per Smartphone erfolgen. Wer sich nicht mit Geräte-Details beschäftigten will, kann einfach eines von fünf oder zehn allgemein definierten Schemata auswählen – für einzelne Geräte oder eine Gruppe von Geräten oder alle Geräte im Haushalt auf einen Schlag.

Die bundesweite Strompreisprognose ist so gestaltet, dass sie fortlaufend aktualisiert wird und dass sie das zu erwartende prognoseabhängige Verhalten der Verbraucher und Erzeugungsanlagen schon mit in die Prognose einbezieht.
Als wertvolles Extra sollte außerdem täglich bis zum frühen Abend die Information bereit

stehen, welche der kommenden drei Nächte die billigste und welche die teuerste sein wird. Denn Waschmaschinen-Läufe lassen sich oft problemlos um ein oder zwei Tage verschieben, und auch bei anderen Geräten ist eine Verbrauchsverlagerung in die billigsten Nächte wünschenswert.
Eine möglichst gute Prognose bringt unserer Gesellschaft bei begrenzten Ressourcen sehr große Vorteile. Für diese hochwertige Dienstleistung darf ein erheblicher Aufwand getrieben werden: extreme Rechnerleistung, 10-20 Fachleute und enge Verbindungen zur Wettervorhersage.

In der Einführungsphase des Relativpreis-Systems sollte durch Preisgestaltung und deutliche Hinweise auf Einsparpotenziale dafür gesorgt werden, dass elektrische Geräte kaum mehr in herkömmlicher Ausführung gekauft werden.
Natürlich muss es Möglichkeiten geben, ältere Elektrogeräte weiter zu betreiben und trotzdem Stromsparfunktionen zu nutzen. Hierfür könnte es programmierbare Zwischensteckdosen geben, die je nach Art des angeschlossenen Geräts eine möglichst intelligente Steuerung vornehmen.
Wichtig ist, dass die nötige Technik für alle Info- und Zusatz-Geräte selbst nur einen extrem geringen Stromverbrauch verursacht, dass also kein nennenswertes Standby-Problem entsteht. Durch strengste Prüfungen bei Neuentwicklungen muss verhindert werden, dass hierbei geschlampt wird. Eine stromsparende Maßnahme könnte sein, dass der Relativpreis auf den Stromleitungen im Haus nicht ständig, sondern nur 1x pro Minute sowie nach Änderung neu übertragen wird.

Durch die Anzeigegeräte gelangt auch das Thema Energiesparen erneut in den Blickpunkt. Man darf vermuten, dass in den Einführungsjahren allein dadurch die Energieverbräuche (in kWh) zumindest in den Privathaushalten nochmal um mindestens 10 % sinken.
Bei entsprechender Unterstützung der Einführung des Relativpreis-Systems in den Medien darf man hoffen, dass die Stromkunden diese nicht als Gängelung empfinden, sondern sich z.B. als Gemeinschaft verstehen, die das Projekt „Klimafreundliche und nachhaltige Stromversorgung“ mit Elan anpackt.

2.3.4 Preisbewusstsein auf Erzeugungsseite

Auch für die Erzeugung von Strom wird ein variabler Arbeitspreis gezahlt. Hier gilt grundsätzlich der gleiche relative Strompreis, den die Stromkunden im selben Moment auf ihren Info-Displays sehen. Natürlich bezogen auf einen anderen Basispreis.

2.3.4.1 Unentbehrlich: steuerbare Erzeugungsanlagen

Relativpreis-Schwankungen entstehen hauptsächlich durch schwankenden Bedarf auf Abnehmerseite und durch schwankende Einspeisung fluktuierender Erzeugungsanlagen. Bei allen positiven Eigenschaften sind Letztere doch „Teil des Problems“ und können zu seiner Lösung wenig beitragen. Aber es gibt ja noch andere Erzeugungsanlagen ...
Wenn Wind und/oder Sonne nachlassen und der relative Strompreis in die Höhe geht,

kommt die Stunde der steuerbaren Erzeugungsanlagen. Biomasse-Anlagen fahren volle Leistung, und bei Wasserkraftwerken wird der Durchfluss lukrativ gesteigert. * Blockheizkraftwerke erhöhen ihre Erzeugungsleistung unabhängig vom Wärmebedarf z.B. bei Relativpreisen über 180 %. Bei besonders hohem Relativpreis lohnt sich der Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke, die ihren Speicher bei besonders niedrigem Relativpreis aufgefüllt haben. Jede Anlage, deren Leistung abhängig vom Relativpreis gesteuert wird, erhält im Schnitt eine wesentlich höhere Vergütung je erzeugter kWh als eine Anlage, die ihre Leistungsvariation nicht am Relativpreis orientieren kann.
Wie man sieht, werden durch den variablen Strompreis gerade diejenigen Arten der Stromerzeugung gefördert, die das Verbundnetz grundlegend braucht. Solche Anlagen amortisieren sich durch das Relativpreis-System schneller, und damit besteht ein höherer Anreiz zur Errichtung solcher Anlagen. Unter diesen Bedingungen wird es denkbar, parallel zum weiteren Ausbau von Wind- und Solar-Stromerzeugung im Laufe von Jahrzehnten die letzten CO_2-Großkraftwerke nach und nach abzulösen. * Wünschenswert wäre allerdings die Erschließung weiterer steuerbarer CO_2-freier Methoden der Stromgewinnung, die umweltverträglich und nachhaltig sind (siehe auch 2.2.2).

Manche sinnvollen Konzepte mit großem Potenzial kommen nur deshalb heute noch nicht zum Einsatz, weil sie sich bei konstantem Strompreis für die Betreiber nicht rechnen. Das dürfte sich ändern, sobald der Preis – auch für die Einspeisung – abhängig von Angebot/ Nachfrage schwankt.
Beispiel: Ähnlich wie beim Konzept „Vehicle to Grid“ (V2G) [34] vorgesehen, könnte die in den Batterien parkender Elektrofahrzeuge gespeicherte Energie genau dann gewinnbringend zur Verfügung gestellt werden, wenn dafür ein hoher Preis erzielt wird. Ein wesentlich höheres Potenzial an elektrischer Arbeit und Erträgen liegt in der Nutzung von Plug-In-Hybriden zur automatischen Einspeisung von aus Gas erzeugtem Strom ins Stromnetz während Hochpreisphasen, siehe 2.3.5.

2.3.4.2 Windkraft als „Preiskiller“?

Wenn, z.B. um 2050, rund um die Uhr ein hoher Teil der Strom-Nachfrage durch Windkraft und Photovoltaik gedeckt werden soll – entweder direkt oder über Kurzzeitspeicher –, dann müssen die installierten Nennleistungen ein Vielfaches der durchschnittlichen Verbrauchsleistung betragen. Denn die durchschnittlichen fluktuierenden Erzeugungsleistungen erreichen nur einen Bruchteil der Nennleistungen. Umgekehrt heißt dies aber, es wird auf lange Sicht immer wieder Situationen geben, in denen, z.B. nachts bei starkem Wind, ein großes Strom-Überangebot besteht. Man wird das Übertragungsnetz und die Speicher nicht so auslegen können, dass alle Speicher mit vervielfachter Leistung einspeichern im Vergleich zur Ausspeicherleistung (vgl. [35]). Auch netto bleibt somit ein starkes Strom-Überangebot bestehen, so dass der Relativpreis niedrig bis sehr niedrig wird. Rein technisch gesehen dürfen Erzeugungsanlagen bis knapp über 0 % Relativpreis Leistung liefern (siehe Ende von 3.6.1). Aus wirtschaftlichen Gründen werden sich steuerbare

* ... natürlich nur soweit ausreichende schwallreduzierende Maßnahmen getroffen wurden.

* Zu den Themen, die bei einem Abbau von Großkraftwerken und starker Zunahme verteilter Erzeugung begleitend berücksichtigt werden müssen, siehe 3.9.

Erzeugungsanlagen schon irgendwo zwischen 100 % und 20 % Relativpreis ausschalten oder ihre Leistung reduzieren. Bei Windkraftanlagen (WKA) allerdings kann es sich rechnen, auch bei 5 % oder 2 % Relativpreis noch einzuspeisen statt die Erzeugung ganz einzustellen. Denn es gibt ja fast keine produktionsabhängigen Kosten.
Dies gilt auch für Photovoltaik, allerdings wird der Strompreis tagsüber aufgrund des höheren Bedarfs kaum einmal so weit fallen. – Anlagen, deren Verschleiß/Störanfälligkeit bei Annäherung an die Maximallast überproportional steigt, sollten bei extrem niedrigem Relativpreis geringfügig abgeregelt werden, so dass die Einspeisung lukrativ bleibt.
Bei stetig sinkenden Preisen bleiben WKA also – ggf. neben primärregelnden Kraftwerken – als letzte aktive Erzeugungsanlagen übrig. Im Folgenden (und auch im Rest des Buches) wollen wir beispielhaft davon ausgehen, dass dieser Zustand bei 20 % Relativpreis erreicht wird.
Unterhalb dieser Marke sollten WKA nicht miteinander konkurrieren, sondern versuchen, gemeinsam den größtmöglichen Ertrag zu erzielen. Das gestaltet sich aber nicht ganz einfach, bzw. ist ohne bewusste Steuerung nicht zu erreichen.

Die Preiselastizität (siehe 2.2.5.1) der Erzeugungsseite liegt unterhalb der 20-%-Marke nahe 0, denn die meisten steuerbaren Erzeugungsanlagen sind abgefahren [*] bzw. laufen mit Minimalleistung. Auch die Nachfrage-Preiselastizität lässt sich relativ leicht abschätzen:
Die 20-%-Marke kann nur bei einer aus heutiger Sicht extrem hohen Gesamt-Windleistung erreicht werden. Mit kontinuierlichem Windkraft-Ausbau wird es noch viele Jahre dauern, bis zum ersten Mal solch eine Situation entsteht. Zehn Jahre später mag dies wenige -zig Male pro Jahr passieren, und weitere zehn Jahre später wird die 20-%-Marke schon mehrmals pro Woche auch bei normalen Windstärken für 2...6 Stunden nachts erreicht werden. Selbst dann wird diese Situation für die allermeisten normalen Strom-Anwendungen noch zu unregelmäßig, zu selten und zu kurz auftreten, als dass man hier mit einem nennenswerten zusätzlichen Bedarf rechnen könnte – bei einem durchaus noch nennenswerten Preis. Wenn es kaum Nachfragevariation gibt, wird die Preiselastizität also auch auf Nachfrageseite direkt unterhalb der 20-%-Marke nahe bei 0 sein, und zwar auf Jahrzehnte hinaus.
Mit einer Gesamt-Preiselastizität nahe 0 werden sich – ohne weiteres Zutun – zukünftige gelegentliche Nächte mit viel Wind so gestalten: Wenn nach Erreichen der 20-%-Marke die Windleistung weiter zunimmt, bewegt sich der Relativpreis recht zügig auf 0 % zu. Trotz steigender WKA-Gesamtleistung wird nur noch ein Bruchteil des Ertrags erzielt. Solche Nächte wird es in 10...20 Jahren wohl nur selten geben, aber mit merkbar zunehmender Tendenz. Für diese Problematik muss eine Lösung gefunden werden.
Eine denkbare Scheinlösung: Alle WKA-Betreiber in einer Regelzone müssten sich – ähnlich wie die OPEC beim Erdöl – einigen, dass sie ihre Anlagen bei starkem Wind zwischen 20 % und 19 % Relativpreis stufenweise zwischen 100 % und 0 % der Maximalleistung automatisch abregeln. Dadurch bliebe der Gesamtertrag aller Anlagen annähernd konstant, egal wie sehr der Wind nach Erreichen der 20-%-Marke noch zunimmt. Erläuterung: Wenn man von annähernd konstantem Verbrauch ausgeht, kann der Relativpreis nur durch erhöhte Windleistung sinken. Durch das Abregeln der Anlagen wird erreicht, dass die Gesamt-Windleistung nur sehr wenig ansteigt, während der Relativpreis sehr nahe bei

[*] d.h. sie stehen still.

20 % bleibt.
Dies wäre deshalb eine Scheinlösung, weil sie Energiepotenziale ungenutzt ließe, die unsere Gesellschaft unbedingt nutzbar machen sollte, um endliche Ressourcen zu schonen.

Mal unabhängig von wünschenswerten Mindestpreisen auf Erzeugungsseite: Wäre deutlich unterhalb von 20 % Relativpreis überhaupt noch zusätzliche Nachfrage denkbar, sofern dieser Preisbereich mit einer gewissen Häufigkeit und Regelmäßigkeit erreicht würde? Ja, ganz sicher gäbe es für den Relativpreis-Bereich 15...5 % sinnvolle Ideen. Hier könnten etwa die Betriebskosten von eigentlich nicht mit Strom betriebenen Anlagen gesenkt werden (Beispiel: KWK-Nah- und Fernwärmeanlagen mit elektrisch heizbarem Wärmespeicher – vgl. EU-Projekt DESIRE [36] – heizen ihren Speicher bei Gelegenheit auch mit extrem billigem Strom aus WKA auf). Bei vielen Energiewandlungen laufen Produktion und Verbrauch sowieso entkoppelt ab, z.B. bei der Erzeugung von „Wind/Solar-Methan“ [37] (CO_2-neutrales Erdgassubstitut). Durch den Einsatz dieser Lösungen könnten andere Ressourcen geschont werden. Und ihre Gesamtleistung könnte durchaus die Größenordnung von -zig Prozent der nächtlichen Gesamtleistung aller anderen Verbraucher erreichen.
Ließe sich dieser zusätzliche Bedarf nicht irgendwie einbinden?

Der folgende Lösungsvorschlag ist nur als Beispiel gedacht.

Für alle Stromkunden, die auch dann Bedarf haben, wenn der Strom nicht extrem billig ist, wird die Preisvariation nach unten hin begrenzt, z.B. auf 20 % Relativpreis. Bei denjenigen Stromkunden, die (am betreffenden Anschluss) bewusst darauf verzichten, normal teuren Strom abzunehmen, wird der relative Strompreis nach unten hin nicht begrenzt. Durch diese zusätzliche Nachfrage kann auch ein extrem hohes Angebot ausgenutzt werden.
Wie sieht es nun auf Erzeugungsseite aus? Damit das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch nicht nur technisch, sondern insgesamt auch wirtschaftlich gewahrt bleibt, muss für die Erzeugungsseite ein zusammengesetzter Preis abgerechnet werden. Beispiel:
Wenn zum Verbrauch der normalen Stromkunden, der mit 20 % Relativpreis zu bewerten ist, noch mal ein Viertel dieser Leistung hinzu kommt und mit 10 % zu bewerten ist, dann soll der relative Strompreis der Erzeugungsseite

$$\frac{(1 * 20\ \%) + (\frac{1}{4} * 10\ \%)}{\frac{5}{4}} = 18\ \%$$ betragen.

Der resultierende Relativpreis ist zwar geringer als 20 %, bezieht sich aber ja auf 5/4 der Leistung, die bei 20 % Relativpreis erzielt wurde; durch den billigeren Verkauf der zusätzlichen Leistung ergibt sich somit eine Ertragssteigerung von 12,5 %. *

Betriebswirtschaftlich lässt sich eine solche Regelung als Preisdifferenzierung mit Selbstselektion (leistungsbezogen) einordnen [38]. Der Leistungsunterschied besteht darin, dass die Sondervertragskunden auf das Recht verzichten müssen, zu Zeiten normaler Preise Strom zu beziehen, bzw. – als sinnvolle Alternative – dass der Strombezug für sie außerhalb der extrem billigen Zeiten unverhältnismäßig teurer wird. Weitere Vorgaben müssen nicht ge-

* $5/4 * 18\ \%$ ist 1,125 mal soviel wie $1 * 20\ \%$.

macht werden, d.h. das nächtliche Preisniveau regelt sich durch Angebot und Nachfrage von selbst. Neben der Höhe des Preises ist hier für die Nachfrageseite sehr stark auch die Häufigkeit, mit der ein Preis erreicht wird, von Bedeutung. Die Sondervertragskunden konkurrieren miteinander; bei erhöhter Gesamt-Nachfrage wird man also entweder einen höheren Preis oder eine geringere Häufigkeit (Stunden pro Jahr) hinnehmen müssen. Bei fortgesetztem Ausbau der Windkraft wird das Preisniveau fallende Tendenz bzw. die Häufigkeit steigende Tendenz haben, was zusätzlichen Bedarf anzieht.

Durch ein solches Vorgehen erhalten die WKA-Betreiber den maximalmöglichen (optimalen) Ertrag, ohne ihre eingespeiste Leistung bei sinkendem Preis begrenzen zu müssen. Der Durchschnitts-Stromkunde kann weiterhin mit 100 % Durchschnitts-Relativpreis kalkulieren. Und die Gesellschaft hat einen enormen Vorteil davon, dass fast alle verfügbare Energie auch tatsächlich genutzt wird und dadurch endliche Ressourcen geschont werden.

Diese Überlegungen sollen hier nur angerissen werden. Es wird keine Lösung vorgegeben. Überall wo im Buch von niedrigen Preisen die Rede ist, wird – ohne das jedes Mal zu erwähnen – davon ausgegangen, dass eine Lösung ähnlich der hier angedachten realisiert wird. Mit dem Ergebnis, dass die WKA-Betreiber auch nach Erreichen der 20-%-Marke von optimalen Erträgen ausgehen können, solange bei zunehmender Windleistung immer noch zusätzlicher Verbrauch entsteht – und sei es zu einem Relativpreis von 2 %. Wenn kein weiterer Verbrauch hinzu kommt, müssen die WKA spätestens bei einem Relativpreis nahe 1 % abgeschaltet werden (siehe Ende von 3.6.1).

2.3.5 Mangelsituationen, Speicher und nicht-dedizierte Erzeugung

Die Entscheidung für ein ideales integriertes Balancing-Management, wie es das Relativpreis-Konzept bietet, sollte baldmöglichst fallen, um nicht in Sackgassen zu investieren. Mitte der 30er Jahre könnte die Einführung des Systems beendet sein. Aber erst ca. 20 Jahre später, wenn man dem Ziel einer hundertprozentig erneuerbaren Energieversorgung (100% EE) hoffentlich recht nahe gekommen ist, wird das System anfangen, seine Trümpfe in vollem Umfang auszuspielen.

2.3.5.1 Ressourcen und Kosten

Im Sinne einer Ressourcenoptimierung können Windkraft und Photovoltaik so miteinander kombiniert werden, dass sie sich mit hohen Zeitanteilen gegenseitig ergänzen. [39] Bei 100% EE entstehen die extremsten zu überbrückenden Situationen während so genannter „Dunkelflauten“, [40] wenn nämlich etliche Tage lang sowohl wenig Wind als auch wenig Sonne vorhanden ist – dies kommt aber längst nicht jedes Jahr vor. [41] Wenn man die zukünftige Energieversorgung incl. Wärme und Mobilität in starkem Maße auf Strom aufbaut, [42] entstehen die kritischsten Situationen dann, wenn viele Wärmespeicher, die sich sonst bei billigen Strompreisen aufladen, leer sind und es kein Strom-Überangebot gibt, von dem sie profitieren könnten. Eine maximale Dauer einer Dunkelflaute wird niemand angeben können, von daher darf man für die Überbrückung solcher Situationen nicht in hohem Maße auf elektrische Speicher setzen. Bei hohen Strompreisen sind hybrid realisierte Strom-Anwendungen sehr hilfreich und für ihre Betreiber preis-wert. Dies gilt nicht nur für Plug-

In-Hybride (im Unterschied zu reinen E-Mobilen), hybride Warmwassererwärmung und Heizung, sondern auch für noch zu entwickelnde Geräte wie hybride Herde (mit optimal angepasstem Schnellkochkessel) und Backöfen, die immer dann automatisch auf (nachhaltig erzeugtes) Gas umschalten, wenn Strom nicht mehr billig genug ist.

Inwiefern macht nun die Anwendung des Relativpreis-Konzepts bei all dem einen Unterschied gegenüber der heutigen Betriebsweise des Netzes?

- Mit heutiger Betriebsweise des Netzes wäre die für eine extreme Dunkelflaute zu kalkulierende Höchstlast nicht sehr weit unter der Jahreshöchstlast. Kann dagegen die gesamte Verbrauchsseite auf Strompreise reagieren, die sich aus der Momentansituation von Angebot und Nachfrage ergeben, dann würde die Höchstlast sehr zusammenschrumpfen, insbesondere bei einem hohen Anteil hybrider Geräte. Die Speicher- und Erzeugungskapazitäten, die im ersten Fall zusätzlich benötigt würden, wären zwischen den extremen Dunkelflauten überschüssig und somit für die Volllaststundenzahlen insgesamt in hohem Maße abträglich. Hier geht es um sehr, sehr große Speicher- und Erzeugungskapazitäten mit gigantischen Kosten und Ressourcenverbräuchen.
- Mit einem variablen Strompreis, dessen Verlauf bis zu jedem Anschluss kommuniziert wird, können dezentrale Speicher – anders als heute – automatisch Geld verdienen, indem sie sich bei niedrigem Momentanpreis aufladen, um sich bei höheren Preisen zu entladen. Hierdurch wird die Verbreitung dezentraler Speicher stark gefördert – nur so wird man die für 100% EE nötige Gesamt-Speicherkapazität überhaupt erreichen können. Damit Speicher „vom Baumarkt“ für jeden Stromkunden attraktiv sind, müssen Vorschriften angepasst und Techniken entwickelt werden, die in geeigneten Räumen eine Aufstellung und Anschließung durch den Kunden selbst erlauben.
- Wenn jede einzelne Kochplatte einer Großküche heute viele Hundert EUR Stromkosten pro Jahr verursacht, werden die Marktführer bei absehbar stark schwankenden Strompreisen recht bald hybride Herde entwickeln – die dann ein paar Jahre später auch als Haushaltsgeräte weiterentwickelt und erschwinglich sein werden.
  Hybride Wärmeerzeugung und hybride Mobilität können in ganz erheblichem Maß dazu beitragen, dass auf hohe Strompreise auch starke Reaktionen von Verbrauchsseite erfolgen. Umgekehrt fördern stark schwankende Strompreise die Entwicklung und Verbreitung hybrider Anwendungen.
- Wenn sehr hohe Arbeitspreise nur alle paar Jahre einmal auftreten, stellen dedizierte (d.h. für diesen Fall zusätzlich errichtete, sonst eigentlich unnötige) Speicher und Erzeugungseinheiten (z.B. zur Power-to-Gas-Ausspeicherung) eine Verschwendung von Ressourcen und natürlich Geld dar. Die Lösung der Wahl liegt in nicht-dedizierter Erzeugung, wie z.B. durch Plug-In-Hybride, deren Nutzer während Dunkelflauten kräftig Geld verdienen durch automatische Einspeisung des per Gas erzeugten Stroms ins Stromnetz. Auch Notstromaggregate könnten sich so im Laufe von Jahrzehnten selbst amortisieren. Wirkungsgrade kann man bei diesen Anwendungen fast völlig außer Acht lassen, denn alles Dedizierte (mit noch so hohen Wirkungsgraden) ist um Größenordnungen weniger ressourcenoptimiert.
- Eine extreme Dunkelflaute, bei der sämtliche Erzeugung am Limit läuft, bietet die Herausforderung, die Primärregelung für Unerwartetes freizuhalten, was nach bisheriger

Betriebsweise des Netzes bedeuten würde, doch immer noch zusätzliche Reserve-Erzeugungskapazitäten bereit zu halten (was viele GW wären, wenn man „absolute“ Sicherheit haben will), wenn man nicht Lastabwürfe („Stromausfälle“) von mancherorts langer Dauer riskieren will.

In 3.2.1.3 wird beschrieben, wie das Relativpreis-Konzept dazu beitragen kann, dass die Verbrauchsseite in Extremst-Situationen die Primärregelung für Unerwartetes frei hält und Lastabwürfe unnötig macht – unter Inkaufnahme leichter bis mittlerer Beeinträchtigungen bei den Stromkunden (z.B. alle 50 Jahre einmal für wenige Stunden). Ein extrem unwahrscheinlicher Fall, für dessen Vorbeugung man sonst zusätzliche Erzeugungskapazitäten bauen müsste, wird also gelöst, ohne zusätzliches Geld in die Hand zu nehmen bzw. Ressourcen zu beanspruchen. Dabei bleiben essenzielle durch Strom bereitgestellte Funktionen (gewerblich/privat) in vollem Umfang erhalten.

Die drohende Klimakatastrophe zwingt unsere Gesellschaft dazu, die Stromversorgung neu aufzustellen. Im Vergleich zum bisherigen einfachen Dreiklang Grund-/Mittel-/Spitzenlastkraftwerke muss bei einem starken Anteil fluktuierender Erzeugung in jedem Fall erheblicher Zusatzaufwand getrieben werden, der mit Kosten verbunden ist. Die o.g. Punkte müssen für die Zukunftsfähigkeit der Stromerzeugung unbedingt bedacht werden. Ressourcenaufwand und Kostensteigerungen müssen letztlich durch die privaten/gewerblichen Stromkunden aufgebracht werden. Hierbei dürfte die Anwendung des Relativpreis-Konzepts der Weg sein, um mit Blick auf gesellschaftliche Akzeptanz und wirtschaftliche Tragbarkeit vom „roten“ in den „noch grünen“ Bereich zu kommen. Unsere Gesellschaft kann es sich nicht leisten, einen technischen Weg zu verfolgen, der sein eigenes k.o.-Kriterium schon „eingebaut“ hat – bei dieser essenziellen Versorgungsaufgabe, deren Performance niemals k.o. gehen darf.

2.3.5.2 Die Information „Hochpreisphase von/bis“

Bei einer Mangelsituation (mit prognostizierter Stärke und Dauer) sorgt das Relativpreis-System für ein Maximum an Ressourcenoptimierung. Hierfür reicht ein rein an wirtschaftlichen Gesichtspunkten orientiertes Vorgehen aus – und dies größtenteils völlig automatisch im Hintergrund.

Eine Schlüsselrolle spielt hierbei die Information „Hochpreisphase von/bis“. Schon mehrere Tage im Voraus wird sie zusammen mit der Preisprognose an alle Stellen im Netz verteilt. Sowohl für ihren Beginn als auch für ihr Ende werden Datum und Uhrzeit angegeben. Die Definition einer Hochpreisphase soll hier nicht festgelegt werden; Kriterien könnten z.B. eine Anhebung der Soll-Schwankungsbreite oder ein erwarteter Minimum-Relativpreis von >= 150 % sein. Das Ende einer Hochpreisphase darf erst für einen Zeitpunkt angekündigt werden, ab dem sich die Situation wieder grundlegend normalisiert, das heißt,

- dass zu diesem Zeitpunkt alle Speicher leer sein dürfen. Die Erzeugungsseite kann also den Bedarf wieder normal abdecken – wenn auch ggf. noch zu merklich erhöhtem Preis.
- dass alle Speicher sich vor einer weiteren Hochpreisphase wieder genügend aufladen können.

Wenn unsere Gesellschaft es schafft, den Ressourceneinsatz für solche Mangelsituationen zu optimieren, dann spart das enorme Kosten. Mit dem Relativpreis-Konzept wäre das z.B.

auf folgende Weise denkbar:

- Die Obergrenze des Soll-Schwankungsbereichs (siehe 2.3.6) wird während längerer Hochpreisphasen heraufgesetzt; die Stromkunden müssten dann beispielsweise auch Relativpreise im Bereich 1.000…2.500 %, bezahlen.
- Jeder Stromkunde zahlt an seinen Versorger eine monatliche „Versicherungsprämie“ für Hochpreisphasen; ihre Höhe leitet sich direkt aus den Stromkosten des Kunden ab, wächst aber zusätzlich überproportional mit dem von ihm erzielten Durchschnitts-Relativpreis.
  Für jeden Tag einer Hochpreisphase erhält der Kunde eine zur Höhe der Prämie proportionale Gutschrift des Versorgers, mit der er im Normalfall die Mehrkosten der Hochpreisphase ungefähr ausgleichen kann.
  Hierdurch wird die Tatsache, dass Hochpreisphasen nicht planbar sind und mal gehäuft, dann auch wieder jahrelang gar nicht auftreten, für die Stromkunden fast vollständig abgefedert. Die Versorger wiederum können sich gegen geballt auftretende Hochpreisphasen, bei denen sie massiv in Vorleistung treten müssten, ihrerseits versichern.
  Stromkunden, die umfangreich mit hybriden Geräten oder mit einem Speicher ausgestattet sind und sehr niedrige Durchschnitts-Relativpreise erzielen, können sich von der Versicherung befreien lassen. Stromkunden, die bei einer Hochpreisphase weniger Stromkosten hatten als Gutschrift aus der Versicherung, können aus der Versicherung zu günstigen Bedingungen aussteigen.
- Alle Speicher steuern sich automatisch so, dass sie zu Beginn der Hochpreisphase voll sind. Während der Hochpreisphase tragen sie – allein orientiert daran, was wirtschaftlich lukrativ ist – zusätzlich zum Ausgleich tageszeitlicher Relativpreis-Schwankungen bei. Dabei achten sie darauf, dass sie bis zum Ende der Hochpreisphase genügend Ladung behalten. Bei den extremsten Mangelsituationen, die nur sehr selten auftreten, kann auch eine Entladungstiefe wirtschaftlich lukrativ sein, die sonst aus Lebensdauergründen vermieden wird.
- Alle Geräte und Anlagen auf Verbrauchsseite verhalten sich entsprechend den durch ihre Nutzer vorgenommenen Voreinstellungen, d.h. sie sparen so viel oder wenig Stromkosten, wie ihre Nutzer das wollen.
- Im Vorteil sind Stromkunden mit hybriden Geräten, die während der gesamten Hochpreisphase einfach Gas nutzen und so erheblich dazu beitragen, dass die Arbeitspreise nicht noch höher klettern.

Rein wirtschaftlich könnte man auch die Maßnahmen der Stromkunden betrachten, die mithelfen, eine im Schnitt alle paar Jahre mal auftretende besonders lange Hochpreisphase abzufedern. Hier nur schlaglichtartig ein paar Beispiele:

- Rechtzeitige Vorab-Information aller Stromkunden durch Warnanzeigen im Haushalt, gesteuert durch die Information „Hochpreisphase von/bis“. Ankündigung in den Medien, flankiert von Tipps für die Stromkunden.
- Stromkunden verlagern ihren Verbrauch in die Zeit vor der Hochpreisphase, z.B.: Bäckereien kündigen höhere Preise an und backen vorher mehr Brot.
- Stromkunden vermeiden/verringern die Nutzung von Strom während der Hochpreisphase, z.B.: Statt Mahlzeiten frisch zuzubereiten, werden aufgetaute (ggf. vorher gezielt ein-

gefrorene „Reste“) mit der Mikrowelle erwärmt.
- Stromkunden verlagern ihren Verbrauch in die Zeit nach der Hochpreisphase, z.B.: Schmutzwäsche sammeln bis der Strom wieder „bezahlbar“ ist.
- Geräte tragen während der Hochpreisphase automatisch zur Vermeidung/Verringerung der Nutzung von Strom bei, z.B.: Geräte mit ersetzbaren Aufgaben geben vor dem Start einen Piepton von sich und zeigen eine Warnmeldung an. Bei einem Wäschetrockner: „Dieser Vorgang verursacht ca. 12 EUR Stromkosten und wird die momentane Verfügbarkeit von Strom weiter einschränken. Nutzen Sie nach Möglichkeit einen Wäscheständer. Trotzdem starten? JA/NEIN“

Die Information „Hochpreisphase von/bis“ wird im Buch nicht durchgängig erwähnt. Sie soll aber überall dort eine Rolle spielen, wo auch die Ankündigung eines länger dauernden hohen Preisniveaus eine Rolle spielen würde – die ja mit der normalen Preisprognose erst einen Tag vorher bei den Kunden ankäme.

2.3.5.3 Die menschliche Seite

Die Beispiele im vorigen Unterkapitel lassen nicht jedermann kalt. Wer hierbei denkt: „Nicht mit mir ...“, gehört vermutlich zu denjenigen Personen, die eine Mangelsituation nicht als positive Herausforderung erleben. Auch die Überlegung, dass man pro Lebens-Jahrzehnt vermutlich nur ein oder zwei Situationen extremer Ausprägung erleben wird (also während der ganzen Lebensphase der Berufstätigkeit z.B. sechs), ändert für manche Menschen kaum etwas.

Menschen sind unterschiedlich. Das Relativpreis-Konzept beachtet diese Vielfalt und gibt ihr Raum. Bei heutiger Betriebsweise des Netzes, wie oben skizziert, würde allen Stromkunden dieselbe Richtschnur aufgezwungen: Ressourcenoptimierung beim bzw. durch den Kunden wäre weitgehend ausgeschlossen; alle müssten gravierend steigende Zusatzkosten der Stromerzeugung, z.B. für Kapazitäts-Umlagen, gemeinsam tragen.
Wer sich beim Relativpreis-Konzept dafür entscheidet, Mangelsituationen zu ignorieren und lieber im Schnitt mehr zu bezahlen, kann dies problemlos tun. Für alle diese Menschen werden von den durch sie eingespielten Geldern einfach zusätzliche CO_2-neutrale Kraftwerke gebaut. Alle anderen, egal ob sie eine Minderheit oder die Mehrheit bilden, tragen in dem Maß, das sie als vernünftig ansehen, zu Ressourcenoptimierungen bei. Beispiel:
Ein Stromkunde hat einen Wasserspar-Duschkopf montiert und lastet den von seinem Vermieter eingebauten Durchlauferhitzer immer maximal mit halber Leistung aus. Ein anderer Stromkunde duscht zwar gerne mit kräftigem Wassereinsatz, hat aber den Durchlauferhitzer so eingestellt, dass er bei Relativpreisen über 200 % nur einen reduzierten Wasserstrom erwärmt. Ein dritter Stromkunde gibt seinem Durchlauferhitzer vor, dass er nur während Hochpreisphasen den Wasserdurchlauf reduziert, denn er möchte während dieser Zeiten nicht draufzahlen. Ein vierter Stromkunde duscht – egal bei welchem Relativpreis – immer mit vollem Strahl. Im Jahr 2073, bei einer im Jahrhundert einmaligen Wettersituation, erlebt er an drei Tagen nacheinander, dass sein Durchlauferhitzer nur einen reduzierten Wasserstrahl erwärmt. In der Zeitung liest er auf Seite 5, dass sich das europäische Verbundnetz an diesen drei Tagen für insgesamt 10 Stunden am Rande der Betriebsfähigkeit

befand, aber durch das Relativpreis-System ohne jeglichen „Stromausfall“ stabilisiert wurde.

2.3.6 Bis hierher und nicht weiter: der Soll-Schwankungsbereich

Für die Akzeptanz bei den privaten Stromkunden könnte es entscheidend sein, das System innerhalb ganz klarer Rahmenbedingungen einzuführen und zu betreiben. Zu Beginn der Einführungsphase sollte die Soll-Schwankungsbreite des relativen Strompreises z.B. 70...140 % betragen. Jahr für Jahr könnte dieser Bereich allmählich erweitert werden, bis man nach 10 oder 20 Jahren bei 40...250 % angekommen ist. Es spricht viel dafür (siehe 2.2.5.5 und 2.3.4.2), dass es nach Erreichen einer Schwankungsbreite von ca. 20...300 %, z.B. zwei Jahrzehnte später, kaum mehr einen Grund gibt, daran noch etwas zu ändern.
Bei extremen Dunkelflauten, während einer Hochpreisphase, wird allerdings die obere Grenze des Soll-Schwankungsbereichs so heraufgesetzt, dass mit den dann wirtschaftlich angemessenen Preisen die Regelung des Netzes weiterhin adäquat möglich ist, siehe 2.3.5.2.

Wie Situationen abgerechnet werden, in denen der Relativpreis den Soll-Schwankungsbereich verlässt, soll hier nicht fest vorgegeben werden. Es gibt aber gute Gründe für folgenden Vorschlag:
Für die Abrechnung von Erzeugung und Verbrauch gehen die Strompreise generell nicht über die Soll-Schwankungsbreite hinaus, weder nach oben noch nach unten.
Für die Steuerung von Geräten und Anlagen, die grundsätzlich unabhängig von der Abrechnung erfolgen sollte, gibt es keine Werte-Begrenzungen. So hat man in Extremsituationen immer passende Reaktionen, vermeidet aber angstauslösende Preisvervielfachungen.
Die meisten steuerbaren Erzeugungsanlagen sollen schon bei Erreichen der oberen Grenze des Soll-Schwankungsbereichs ihre Maximalleistung liefern. So kann nur selten eine Situation entstehen, in der der Soll-Schwankungsbereich verlassen werden muss.

Die außerhalb von Hochpreisphasen geltende obere Grenze des Soll-Schwankungsbereichs sollte nur sehr selten geändert werden, i.d.R. 1x pro Jahr. Sie wurde dann richtig gewählt, wenn der Relativpreis sie tatsächlich einzelne Male pro Jahr für kurze Zeit übersteigt. Ihre allmähliche Erweiterung innerhalb von Jahrzehnten sollte einen Bezug zur Stärke des Ausbaus fluktuierender Erzeugung haben. Preisschwankungen werden natürlich sehr stark auch von schwankender Nachfrage bestimmt. Aber die Akzeptanz zunehmender Preisschwankungen bei der Bevölkerung dürfte dann gegeben sein, wenn sie die Zunahme fluktuierender Erzeugung nachvollziehbar widerspiegeln. Solch eine sehr allmähliche Entwicklung lässt dann auch genügend Übergangszeit für die Durchdringung aller Haushalte (und Firmen) mit Relativpreis-fähigen Geräten, darunter idealerweise viele hybride. Ohne dass Nachzügler ein unkalkulierbares finanzielles Risiko eingehen.

Der Hintergrund für die richtige Einstellung der unteren Grenze des Soll-Schwankungsbereichs ist ein etwas anderer:
Hierüber kann die Einhaltung des Durchschnitts-Relativpreises von 100 % gesteuert werden (s.u. 2.3.7). Außerdem gewährleistet sie für Erzeuger über viele Jahre einen sanften Übergang zu stärkeren Schwankungen. Für Betreiber von Anlagen, die bisher kontinuier-

lich produzieren, schiebt sich der Zeitpunkt hinaus, ab dem sie abwägen müssen, ob sie nachts ihren Strom unter Wert verkaufen oder ihr Kraftwerk abfahren.
Im Gegensatz zur oberen Grenze ist es bei der unteren beliebig, wie häufig und lange der Relativpreis den Soll-Schwankungsbereich verlässt. In einem Jahr mag dies sehr selten geschehen, und in einem anderen fast in jeder Nacht.
Die untere Grenze sollte i.d.R. ebenfalls nur 1x pro Jahr geändert werden, bei begründbarer Notwendigkeit auch häufiger.

Das Relativpreis-Konzept stützt sich zwar besonders stark auf automatische Reaktionen von Geräten, aber das Preis-abhängige Verhalten der Stromkunden soll auch immer eine Rolle spielen. Dies wäre auch bei (prognostizierten) Relativpreisen oberhalb des Soll-Schwankungsbereichs der Fall: Solche besonders hohen Werte haben – auch ohne direkte Folgen für die Abrechnung – die Signalwirkung, dass die Preise i.d.R. auch vorher und hinterher ungewöhnlich lange ungewöhnlich hoch sein werden. Dann werden preisbewusste Stromkunden das Staubsaugen noch etwas aufschieben, zum Kuchen ein kühles Getränk genießen, die Klimaanlage drosseln, ..., während ihre hybriden Geräte ganz automatisch ein Vielfaches an Kosten einsparen.

In Zeiten, in denen sich der Relativpreis unterhalb der Soll-Schwankungsbreite bewegt, müssen die Geräte-Steuerungen natürlich berücksichtigen, dass die Abrechnung des Stroms zum höheren Mindestpreis erfolgt. Beispiel: Bei einem momentanen Relativpreis von 31 % rechnet sich die Warmwasser-Vorratserwärmung in der Nacht auf jeden Fall. Ob das auch dann gilt, wenn durch die Soll-Schwankungsbreite ein Mindestpreis von 50 % vorgegeben wird, muss die Steuerung des Geräts anhand der sonstigen Randbedingungen entscheiden.

Vor allem in den ersten Jahren, in denen erzeugter Strom per Relativpreis abgerechnet wird, müssen Ungerechtigkeiten, die durch künstlich niedrig gehaltene Preise entstehen, ausgeglichen werden, z.B. durch erhöhte Basispreise für bestimmte Arten von Erzeugungsanlagen. Diese können auch gekoppelt werden an einen Mindest-Durchschnitts-Relativpreis, der eine Fortführung der bisherigen Nutzung widerspiegelt. Beispiel: Bei einer Soll-Schwankungsbreite von 70...140 % wird für ein Spitzenlastkraftwerk ein bestimmtes Vielfaches des Basispreises gezahlt, den ein Grundlastkraftwerk erzielt – sofern der Durchschnitts-Relativpreis seines Einsatzes mindestens bei 138 % liegt. D.h. über den erhöhten Basispreis soll wirklich nur in Zeiten hohen Bedarfs Geld in die Kasse fließen.
Der erhöhte Basispreis kann mit zunehmend größer werdender Schwankungsbreite des Relativpreises schrittweise abgesenkt werden, bis irgendwann kein Ausgleich mehr nötig ist.

2.3.7 Der Durchschnitts-Relativpreis

Das Relativpreis-Konzept ist mit der unumstößlichen Forderung verknüpft, dass der durchschnittliche Privat-Stromkunde (d.h. Geräteausstattung, -nutzung und Sparverhalten sind durchschnittlich) im Jahresmittel 100 % Relativpreis zahlt, also mit dem Basispreis (siehe 2.3.1) kalkulieren kann. Für die Realisierung dieser Forderung lassen sich mehrere Instrumente einsetzen:

- Durch passende Einstellung der unteren Grenze des Soll-Schwankungsbereichs können die nächtlichen Einsparungen der Stromkunden so begrenzt werden, dass sich zusammen mit den teuren Zeiten das gewünschte Jahresmittel ergibt.
- Die Netzbetreiber geben Anreize (z.B. einen erhöhten Basispreis) zur passenden Positionierung von Erzeugungsanlagen auf der Relativpreis-Skala, siehe 3.3.4.
- Relativpreis-unabhängig betriebene Erzeugungsanlagen der Konzerne werden in ihrer Leistung immer wieder so variiert, dass sich eine gewünschte Verringerung bzw. Steigerung des Durchschnitts-Relativpreises ergibt, siehe 3.6.1. Bei optimal geplantem Einsatz der vorgenannten Instrumente wäre dies nur noch für Feinkorrekturen nötig.
- Damit diese Forderung nicht zu einer bloßen Empfehlung verkommt, sollten die Netzbetreiber auf wirtschaftlichem Wege in die Pflicht genommen werden, für ihre Einhaltung zu sorgen. Beispiel: Wenn amtlich festgestellt werden sollte, dass im vergangenen Jahr der Durchschnitts-Relativpreis bei 108,37 % lag, dann darf jeder Stromkunde von seiner Jahresrechnung 8,37 % abziehen. Wenn das jeder Kunde macht, geht die Rechnung für die Stromlieferanten nicht auf, denn die Kunden ziehen von 100 % ab.

Für die Ermittlung des tatsächlich erzielten Durchschnitts-Relativpreises braucht man keine Rechenmodelle; man bildet einfach den Mittelwert aus allen von den Stromzählern der Privat-Stromkunden gemeldeten Durchschnitts-Relativpreisen. Ihre Übermittlung (ohne Verbrauchsangaben) könnte für Kunden mit normalem Datenschutzbedürfnis sogar täglich erfolgen.
Der Durchschnitts-Relativpreis von privaten Stromkunden, die einen automatisch preisoptimierenden Batteriespeicher betreiben, wird in jedem Fall weit unter 100 % liegen; gleichzeitig wird ihnen aufgrund der Wirkungsgradverluste eine deutlich höhere Jahres-Arbeit in Rechnung gestellt, und sie haben für die Anschaffung des Speichers eine hohe Investition getätigt. Auf welche Weise diese Besonderheiten bei der Bewertung ihres Durchschnitts-Relativpreises zu berücksichtigen sind, soll hier nicht festgelegt werden.
Da Mangelsituationen mit länger dauernden Hochpreisphasen sich sehr ungleichmäßig auf Kalenderjahre verteilen, [43] ist es sinnvoll, hierfür Rücklagen zu bilden bzw. eine Versicherung einzurichten, siehe 2.3.5.2. Diese gleichmäßige Verteilung der stoßweise anfallenden Kosten sollte auf passende Weise – die hier nicht festgelegt werden soll – auch in die Bewertung des Durchschnitts-Relativpreises einfließen.

2.4 Die Einführung des Relativpreis-Systems

Das Relativpreis-System braucht nicht schlagartig eingeführt zu werden. In jedem betroffenen Bereich sind lange Übergangsfristen realisierbar, ohne besondere Nachteile für Vorprescher oder Nachzügler. Insgesamt wäre, heute beginnend, folgender Ablauf denkbar:

1. Die tatsächliche Realisierbarkeit des Konzepts wird umfassend geprüft, eine Detailplanung zur Umsetzung wird erstellt.
2. Die politische Entscheidung zur Einführung des Relativpreis-Systems und zur Umgestaltung der Energielandschaft fällt. Es ist sinnvoll, aber nicht zwingend, dass die Einführung des Systems auch in den Nachbarländern und darüber hinaus beschlossen wird.
3. In Forschung und Entwicklung werden die nötigen Techniken vorbereitet:
   - Automatisierte Ermittlung des Relativpreises, automatisierte Prognose.

- Übertragungswege von der Zentrale zu den Netz-Leitstellen, weiter zu den Transformatorstationen, weiter zu den Stromzählern.
- Elektronische Stromzähler (angepasste Smart Meters) mit allen nötigen Funktionen, incl. Weiterverteilung der Relativpreis-Information über die Stromleitungen zu jeder Steckdose.
- Info-Terminals mit LCD-Display, Zwischenstecker und Lichtschalter mit Anzeige des relativen Strompreises.
- Integrierte Schaltkreise zum Einbau in jedes Elektrogerät, das Relativpreis-abhängig gesteuert werden soll (mit/ohne Einbeziehung der Prognose); Updatefähigkeit der Steuerungsparameter (siehe 3.2.7).
- Relativpreis-abhängige Steuerung von Biomasse-Anlagen, Blockheizkraftwerken, Wasserkraftwerken (unter Einbeziehung schwallreduzierender Maßnahmen [44]), ...

4. Umfangreiche Feldtests der gesamten Technik.
5. Die Hersteller langlebiger Elektrogeräte beginnen spätestens fünf Jahre vor der Einführungsphase mit Herstellung/Verkauf von Relativpreis-fähigen Geräten.
6. Die automatische Relativpreis-Ermittlung und -Prognose wird aktiviert, zunächst mit einigen simulierten Anteilen. Die Information wird nach und nach überall hin verbreitet, ohne dass sie sich auf tatsächliche Preise auswirkt. Alle Stromzähler bei Erzeugern und Kunden werden gegen Relativpreis-fähige Smart Meters ausgetauscht; vorerst wird weiterhin nur die aufsummierte Energie und nicht der relative Strompreis für die Abrechnung berücksichtigt. Das Ganze darf sich über Jahre hinziehen.
7. Durch zunehmend mehr Relativpreis-fähige Geräte und die Durchdringung aller Haushalte mit den für das Relativpreis-System wichtigen Informationsmöglichkeiten (siehe 2.3.3) stellen sich die Benutzer schon auf die Einführungsphase ein. Die Geräte sparen zwar noch kein Geld, aber verlagern schon Verbrauch aus den Spitzenlastzeiten heraus. Und die Stromkunden können ihr Sparverhalten und das ihrer Geräte jederzeit an den neuen Maßstäben messen.
8. Über einen Zeitraum von mehreren Jahren können Stromkunden entscheiden, ob für sie schon der relative Strompreis berücksichtigt werden soll oder ob sie noch herkömmlich abgerechnet werden wollen. Genauso bei den kleineren Erzeugungseinheiten.
9. Der Relativpreis wird überall auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite angewendet. Viele alte Geräte in den Haushalten können über programmierbare Zwischensteckdosen am Relativpreis-Sparen teilnehmen. Noch hat der relative Strompreis längst nicht seine dauerhaft vorgesehene Soll-Schwankungsbreite.
10. Nach vielen Jahren, in denen kleine Erzeugungseinheiten kontinuierlich ausgebaut und viele Großkraftwerke stillgelegt wurden, reicht der Soll-Schwankungsbereich nach oben hin bis 250 oder 300 % und nach unten hin bis 20 oder 30 %.

2.5 Gesellschaftliche Auswirkungen

Auch wenn sich das alles ganz gut anhört und ein unübersehbarer Vorteil neben dem anderen steht, ist es bei solchen technischen und wirtschaftlichen Umwälzungen sehr wichtig, mögliche Nachteile und Nebenwirkungen in den Fokus zu bekommen. Ein nicht geringer Teil des voraussichtlichen Umstellungsaufwands sollte frühzeitig, möglichst vor endgülti-

gen Festlegungen, eingesetzt werden, um mögliche Nachteile und Fehlentwicklungen rechtzeitig zu erkennen und, soweit irgend möglich, gegenzusteuern. An dieser Stelle sollen nur schlaglichtartig und ohne Anspruch auf Vollständigkeit ein paar Bereiche genannt werden, die näher zu untersuchen wären.

1. Wenn Teile des jetzigen Stromhandels in der bisherigen Form nicht erhalten bleiben (siehe 4.1.5), für wen wirkt sich das negativ aus?
2. Alle Stromkunden sollten Anspruch auf eine bestmögliche kostenlose Relativpreis-Prognose haben. Wenn kostenpflichtige Angebote (z.B. mit mehr als 24 Stunden Vorlauf) zu Recht mit einer höheren Genauigkeit werben können, ist etwas schief gelaufen.
3. Für die Verteilung der Relativpreis-Information bis hin zu jeder Steckdose und in jedes Gerät hinein sollte nach dem Vorsorgeprinzip [45] eine Technologie ausgewählt werden, die die geringste Störabstrahlung mit sich bringt. So ist man so sicher wie möglich gegen zukünftige Erkenntnisse, die gesundheitliche Auswirkungen elektromagnetischer Strahlung womöglich in stärkerem Maße bzw. selektiver nachweisen könnten als es heute der Fall ist.

   Da das Relativpreis-System eine Technologie ist, gegen die sich kein Stromkunde „wehren“ kann, hat es hohe Bedeutung, alle Bevölkerungskreise zu gewinnen, eben auch diejenigen, die nachts alle Handys ausschalten und ihr Haus mit abgeschirmten Stromkabeln ausgestattet haben.

   Es sollte sicher gestellt werden, dass abgeschirmte Stromkabel erhältlich sind, die gegen die Frequenzen des Relativpreis-Signals schützen. Idealerweise wären das die Kabel, die heute schon in nicht wenigen Häusern verlegt sind zum Schutz gegen die Felder der Niederspannung.
4. Elektrische Geräte werden sicher im Einführungszeitraum geringfügig teurer sein als ohne die Relativpreis-Einführung. Die Kunden sind dann mehr oder weniger gezwungen, Geräte mit der neuen Technik zu kaufen. Die zusätzliche Elektronik wird vermutlich bei dem einen oder anderen Gerät schon nach ein paar Jahren, nach Ablauf der Gewährleistungsfrist, den Geist aufgeben. Solche Fälle könnten Negativ-Schlagzeilen machen, gerade weil der Kunde beim Kauf keine Entscheidungsfreiheit hatte. Sollte man für die Relativpreis-Elektronik eine sehr lange Garantiezeit einführen? Oder vorschreiben, dass sich Stromversorger, Hersteller und Kunde in solchen Fällen die Kosten teilen? Das alles muss sehr frühzeitig durchgespielt und berücksichtigt werden.
5. Die Qualität der Relativpreis-Steuerungen von Geräten, d.h. das Einsparergebnis, muss von Anfang an und in allen Geräte-Preislagen sehr hoch sein.

   Wenn Hersteller von Geräten nach ein paar Jahren damit werben können, dass ihre neueste Gerätegeneration einen niedrigeren durchschnittlichen relativen Strompreis erzielt als die erste Generation, dann weiß man, dass etwas schief gelaufen ist. Denn dann sind die Kunden gestraft, die sich vorbildlich verhalten und frühzeitig Relativpreis-taugliche Geräte gekauft haben. Um hier von vornherein gegenzusteuern, könnte man z.B. lange vor der Einführungsphase eine gesetzliche Verpflichtung schaffen, dass Hersteller die Steuerung älterer Geräte auf Wunsch des Kunden einmalig kostenlos austauschen müssen, wenn neuere Geräte einen mindestens 3 Prozentpunkte günstigeren durchschnittlichen relativen Strompreis erzielen. Das wäre der richtige Ansporn, damit gleich die erste Gerätegeneration annähernd perfekt spart.

Auch dürfte zunächst nahe liegen, dass z.B. preiswerte Kühl- und Gefriergeräte nur mit simplen Relativpreis-Steuerungen ausgestattet werden, mit denen sich nur wenig sparen lässt. Besser ausgestattete Geräte, die von wohlhabenden Kunden gekauft werden, haben ausgefeilte Steuerungen, die ihren Besitzern ganz von selbst enorme Relativpreis-Einsparungen bescheren. Wenn nun wohlhabende Stromkunden zwar viel Strom verbrauchen, dies aber hauptsächlich bei niedrigen Relativpreisen, wäre der Effekt z.B., dass die „Oberschicht“ im Schnitt mit einem relativen Strompreis von 85 % davon kommt, die „untere Mittelschicht“ aber kaum unter 110 % kommt.

Auch hier müsste man von vornherein gegensteuern. Der falsche Weg wäre, den Durchschnittskunden einfach umzudefinieren, so dass der relative Strompreis bei Haushalten mit preiswerten Elektrogeräten nur 100 % beträgt. Wohlhabende Stromkunden kämen dann auf einen relativen Strompreis von unter 80 %, und es würde sich einfach ein höheres Basispreis-Niveau einstellen; das Ganze wäre also reine Augenwischerei.

Ein richtiger Weg wäre, dafür zu sorgen, dass auch die billigsten Elektrogeräte sehr effektive Relativpreis-Steuerungen haben. Die heute angewendeten Standardtests zur Ermittlung des Durchschnitts-Stromverbrauchs von Geräten müssten erweitert werden: Wichtig wäre die Ermittlung des durchschnittlichen relativen Strompreises, den ein Gerät mit Standardeinstellungen ohne unpassende Vernachlässigung seiner Aufgaben erzielt. Durch eine Zusatzsteuer auf schlechte Sparergebnisse, die für den Hersteller/Händler deutlich teurer ist als die Realisierung einer ausgefeilten Relativpreis-Steuerung, oder durch Vorschriften muss dafür gesorgt werden, dass auch Billiggeräte hohe Einsparungen für ihre Besitzer erwirtschaften.

6. Sehr gründlich untersucht werden sollte, ob es Bevölkerungskreise geben wird, die ihren Stromverbrauch kaum verlagern können (z.B. Familien?) oder aufgrund von Geräteausstattung und/oder technischem Verständnis viele Sparfunktionen gar nicht nutzen können (z.B. sehr alte Menschen, finanziell schlechter Gestellte). Auch hier muss von vornherein mit offenen Karten gespielt und gegengesteuert werden, z.B. durch Ausgleichszahlungen, die allerdings die generell erwünschten Sparanreize nicht unterlaufen dürfen. Es darf in der kritischen Einführungsphase nicht passieren, dass in den Medien (korrekte) Meldungen über negativ betroffene Kreise der Bevölkerung erscheinen, an die offensichtlich keiner gedacht hat.
7. Werden kleinere oder größere Unternehmen auf die Idee kommen, ihre Arbeitnehmer nachts oder zu Randzeiten zur Arbeit antreten zu lassen, nur um dadurch Stromkosten zu sparen? Heutige Regelungen in Tarifverträgen und Gesetzen sprechen wahrscheinlich dagegen, aber auch das müsste rechtzeitig abgeklopft werden.
8. Wird es womöglich besondere Arten von Unternehmen geben, bei denen zu den Hochpreis-Zeiten so wenig Sparmöglichkeiten bestehen, dass ihre Stromrechnung gravierend steigt? Müsste man gegensteuern, damit diese Firmen keinen Wettbewerbsnachteil haben gegenüber Firmen im Ausland ohne variablen Strompreis?

   Generell wäre allerdings eher der umgekehrte Effekt wahrscheinlich: Durch die Einführung des Relativpreis-Systems können riesige überflüssig werdende Kraftwerks-Kapazitäten eingespart werden, was die Stromerzeugung insgesamt günstiger macht. Wenn im benachbarten Ausland am bisherigen System festgehalten wird, bleiben die Strompreise dort auf hohem Niveau, so dass Firmen im Relativpreis-Land einen Wettbe-

werbsvorteil haben.

2.6 Was wäre wenn ... ?

Nur „zum Spaß“ am Ende dieses Abschnitts noch folgendes völlig frei erfundene Szenario: Am frühen Abend des 4. November 2046, in einem Moment, in dem von Nordsee-Windparks über die Höchstspannungsleitung Conneforde-Diele (über die Ems) viel Strom ins Landesinnere fließt und der relative Strompreis schon bei 170 % liegt, wird diese Leitung auf Grund einer menschlichen Fehlentscheidung abgeschaltet.
Weil die benötigte Leistung nun über andere Leitungen fließen muss, liegt die Leitung Landesbergen-Wehrendorf (zwischen Nienburg und Osnabrück) plötzlich etwas über der zulässigen Dauerlast. Automatisch werden auf beiden Seiten dieser Leitung nun die Relativpreis-Steuerungswerte * angepasst: Im Bereich Bremen/Hannover ändert sich für die Verbrauchsseite nichts, aber der Relativpreis für die Erzeugungsanlagen sinkt auf 90 %, so dass sie ihre Leistung erheblich reduzieren. Im Großraum Osnabrück/Münster/Bielefeld, auf der anderen Seite der Leitung, steigt der Relativpreis-Steuerungswert allgemein auf 230 %. Dadurch reduzieren viele Geräte automatisch ihre Leistungsaufnahme, und die meisten Erzeugungsanlagen fahren auf Volllast hoch. Für die Leitung besteht nun keine Überlastungs-Gefahr mehr.
Die Relativpreis-Displays in den Häusern des von der Einschränkung betroffenen Gebiets zeigen abwechselnd blinkend 170 % und 230 %, denn abgerechnet wird nur ein relativer Strompreis von 170 %, und geben einen kurzen Piepton von sich. Viele Menschen folgern richtig auf ein Versorgungsproblem und schalten von Hand die nicht unbedingt benötigten Lampen aus. Dadurch sinkt der Relativpreis-Steuerungswert dort wieder auf 210 %. Nach einigen Minuten wird in der Leitstelle klar, dass die Ursache für den regionalen Preissprung im Abschalten der Leitung über die Ems lag, und die Leitung wird wieder aktiviert. Ein paar Sekunden später gilt überall wieder der gleiche Relativpreis.
In der ganzen Zeit gibt es nirgendwo eine Unterbrechung der Versorgung. Am nächsten Tag findet sich in der Lokalpresse auf Seite 14 eine kurze Notiz über die Ursache der ungewöhnlichen Relativpreis-Schwankung.

2.7 So weit, so gut ...

Diejenigen Nicht-Fachleute, die sich von Fachchinesisch abschrecken lassen, haben jetzt fast alles gelesen. Etwas Wagemutigere werden möglicherweise mit etwas Mühe auch vom Rest des Buches profitieren können. Um für Diskussionen fit zu sein, sollte man Kapitel 4.3 nicht ganz überspringen.

Die in 4.4.2 gestellte Frage: „Wie geht es weiter?“, dürfte alle Leser/innen interessieren.

* Hier wird vorgegriffen: Relativpreis-Steuerungswerte gelten nur für die Steuerung von Geräten und Anlagen, nicht für die Abrechnung; Details siehe 3.2.1. Die Möglichkeit regional abweichender Relativpreise, getrennt für Erzeugungs- und Verbrauchsseite, wird in 3.2.3.1 beschrieben.

3 Dynamischer Relativpreis – die Feinheiten des Konzepts

Die vorigen Kapitel, so unerlässlich sie auch für das Verständnis des Folgenden sind, dürften bei Fachleuten doch einige Fragezeichen aufgeworfen haben. Die Elemente des Konzepts, die sich nicht allgemeinverständlich erklären lassen, sollen nun vorgestellt werden. Fachbegriffe werden in diesem Text nicht erläutert; dafür gibt es externe Quellen. [46]

3.1 Vorbemerkungen

3.1.1 Ein Wort an die Insider

Hier geht es um die Vorausschau einer zukünftigen Technologie, deren Einführung über einen Zeitraum von mindestens zehn Jahren vorbereitet werden müsste. Zu ihrem Kern gehört ausdrücklich, dass einige heutige Methoden abgelöst werden sollen. Ich bitte um Verständnis, dass ich als Fachmann, aber Noch-Nicht-Insider, nur auf dem erworbenen Wissen und den zugänglichen Quellen aufbauen kann und auch darin nicht perfekt bin. Das hat zwangsläufig zur Folge, dass ein Insider einzelne Punkte benennen können wird, an denen der Status Quo nicht ganz zutreffend dargestellt ist. Auch bitte ich über die vermeintliche Leichtigkeit hinwegzusehen, mit der in dieser Beschreibung etablierte und bewährte Verfahren ins zukünftige Aus geschoben und durch (für Insider-Augen) sehr oberflächlich beschriebene neue Verfahren ersetzt werden.

Mit diesem Buch soll die Chance genutzt werden, nicht nur Verbesserungen/Fortentwicklungen des Status Quo aufzuzeigen, die sich in einem Zeithorizont weniger Jahre realisieren ließen. Nur durch einen Blick, der zunächst Jahrzehnte in die Zukunft geht, wird deutlich, welche großen, grundlegenden Veränderungen möglichst bald angestoßen werden sollten, mit wenig Rücksicht auf den Status Quo. Neben der unverzichtbaren kontinuierlichen Arbeit der führenden Institute sollte die Fachwelt auch solche visionären Überlegungen berücksichtigen, trotz der unüblichen Vorgehensweise.
Die in diesem Buch vorgestellte Vision regt hoffentlich zu intensiven fachlichen und politischen Diskussionen an und dient als Ausgangspunkt für Untersuchungen und Konzepte. Natürlich dürfte sich bei all dem herausstellen, dass man einiges deutlich besser und eleganter lösen kann als es hier zunächst beschrieben wird. Entscheidend ist, dass die guten und realisierbaren Anteile dieser Vision aufgegriffen und mit Leben gefüllt werden.

3.1.2 Welche Details sind wichtig?

Wenn im Folgenden ausführlich auf technische Details eingegangen wird, hat das zwei mögliche Gründe:

- Die Details sind bei der Realisierung des Konzepts unbedingt zu berücksichtigen, damit das Gewünschte tatsächlich erreicht wird, oder:
- Die Details müssen genannt werden, um nachzuweisen, dass das Konzept tatsächlich funktionieren kann. Hier nimmt die in 3.3 bis 3.5 beantwortete Frage: „Wie wird der Relativpreis ermittelt?“, den größten Raum ein.

Wo keiner der beiden Gründe zutrifft, geht dieses Konzept nicht ins Detail, mit dem Ziel

der Beschränkung aufs Wesentliche. Das gilt z.B. für folgende Themenbereiche:

- Wie sehen die Verfahren exakt aus, mit denen die Relativpreis-Informationen vom Transformator zu den Stromzählern gelangen bzw. vom Stromzähler aus im Haus verteilt werden? Und in welchem Datenformat werden die Informationen übertragen?
  Das Wahrscheinlichste dürfte sein, dass eine der heute verfügbaren oder in Entwicklung befindlichen Techniken speziell für diesen Zweck weiterentwickelt und optimiert wird. Hier muss eine extreme Zuverlässigkeit der Übertragung erreicht werden; es geht ja nur um geringe Übertragungsraten, selbst bei Einschluss von Prognose- und Statistikdaten.
- Wie arbeiten die Steuerungen der Verbrauchsgeräte im Einzelnen?
  Die vom Gesamtkonzept her notwendigen Vorgaben für die Entwicklung werden im Folgenden ausführlich beschrieben. Auf ihre exakte Umsetzung in Richtung Benutzer und in Richtung Strom verbrauchender Gerätekomponenten wird aber nicht eingegangen.
- Beim Netzmanagement stehen große Veränderungen bevor, z.B. auf der Niederspannungsebene durch den neuen Fokus auf verteilte Erzeugung, siehe auch 3.9. Wie kann das Konzept „Dynamischer Relativpreis“ in existierende und zukünftige Netzmanagement-Konzepte integriert werden?
  Es würde den Rahmen dieses Buches sprengen, nach einer Festlegung auf ein bestimmtes Bündel zukünftiger Netzmanagement-Konzepte die Integration des vorgestellten Konzepts zu beschreiben. Eine Integration wäre sicher nicht beliebig und nur mit Anpassungen auf beiden Seiten möglich. Dass sie grundsätzlich machbar ist, wird hier vorausgesetzt.

Bei den genannten Punkten und weiteren nicht detailliert behandelten Themen steht wohl außer Frage, dass sie realisiert werden können. Die Detailkonzepte hierfür müssen aber z.T. schon vor einer endgültigen Weichenstellung zur Einführung des Relativpreis-Systems vorliegen.
Nun aber zu den nötigen Details.

3.2 Der Relativpreis im Einsatz

Nur mit dem bisher Beschriebenen wäre das Relativpreis-System nicht sauber realisierbar. Einige zusätzliche Einzelheiten müssen bedacht werden, damit das Gesamtsystem gutmütig arbeitet und auch in Extremsituationen gut beherrschbar bleibt.
Die Steuerungsabläufe sollen in ihrer Gesamtheit einen stabilen Regelkreis bilden, der allein über die Stellgröße Relativpreis (nichtlinear errechnet aus dem PI-Signal des Sekundärreglers jeder Regelzone) immer wieder ein Gleichgewicht herstellt zwischen verfügbarer Erzeugungsleistung und tatsächlichem Abruf von Leistung. Darüber hinaus werden Stromausfälle auf Grund von Über-/Unterfrequenz (siehe 3.2.2) oder auch auf Grund von Leitungs-Überlastungen (siehe 3.2.3.1) völlig vermieden.
Das beschriebene System ist so „elastisch“, dass es ohne grundsätzliche Änderung fortgeführt werden könnte, wenn auch das letzte Großkraftwerk stillgelegt würde. Es würde selbst dann noch Stromausfälle (Lastabwürfe) verhindern, wenn (hypothetisch) durch eine zu dünne Basis an kontinuierlichen Stromerzeugungsanlagen eine definitiv zu hohe Abhängigkeit von Wind und Sonne entstanden wäre.

Ob neben der fluktuierenden die steuerbare Erzeugung ausreichend bemessen ist, ergibt sich zukünftig nicht mehr aus dem Vergleich von Leistungswerten, sondern orientiert sich an der nahe Null zu haltenden Wahrscheinlichkeit unzumutbarer Funktionsbeeinträchtigungen auf Verbrauchsseite.

3.2.1 Steuerungsinstrumente für Normal- und Grenzsituationen

Bislang wurde nur der Relativpreis in seiner normalen Rolle als Steuerungs- und gleichzeitig Abrechnungsgröße betrachtet. Das Konzept „dynamischer Relativpreis“ soll aber noch wesentlich mehr leisten. Die Möglichkeit, über eine Art Preisinformation die Leistung der gesamten Verbrauchsseite zu beeinflussen, kann auch ohne tatsächliche Abrechnung des ungewollt hohen oder niedrigen Preises genutzt werden. Außerdem kann eine zusätzliche preisähnliche Information dafür sorgen, dass Verbrauchseinheiten, die selbst nicht die Netzfrequenz auswerten, trotzdem ein frequenzstützendes Verhalten beitragen.

3.2.1.1 Steuerungs-Wert und Abrechnungs-Wert

Man kann zwar weiterhin von „einem“ Relativpreis reden, technisch stecken dahinter aber zwei getrennt zu übermittelnde Größen: Ein „Steuerungs-Wert“ und ein „Abrechnungs-Wert“. Innerhalb des Soll-Schwankungsbereichs werden beide Werte grundsätzlich bundesweit identisch übermittelt (einzelne Ausnahmen hierzu stehen in den folgenden Kapiteln).
Aus den Begriffen geht es schon hervor: Der Steuerungs-Wert wirkt sich auf die angeschlossenen Verbrauchsgeräte und die Erzeugungsanlagen aus und führt zur Stabilisierung des Netzzustands. Er muss immer unverzögert übertragen werden. Der Abrechnungs-Wert sollte über einige Sekunden gemittelt werden, bevor er übertragen wird. Er wird in den Stromzählern (angepasste Smart Meters mit Intervall-Datenerfassung [47]) abgerechnet und den Menschen angezeigt; er verlässt niemals die Soll-Schwankungsbreite (siehe 2.3.6). Denn die Kunden sollen ja finanziell nicht übermäßig leiden, wenn es ein Problem bei der Stromversorgung gibt.

Der Steuerungs-Wert sollte z.B. 3 Nachkommastellen haben. Der Abrechnungs-Wert wird sinnvollerweise als gerundete Ganzzahl übermittelt. Automatische Reaktionen dürfen nur anhand des Steuerungs-Werts erfolgen, nicht anhand des Abrechnungs-Werts, dessen Änderungen immer sprunghaft sind.
Besonderheit: Aus einem Steuerungswert von 1,499...0,001 % wird – entgegen den normalen Rundungsregeln – ein Abrechnungswert von 1 %. Natürlich nur, falls nicht durch die Soll-Schwankungsbreite sowieso ein höherer Wert vorgegeben wird – was für alle normalen Stromkunden immer der Fall sein dürfte.

Überall wo im Text nur allgemein das Wort „Relativpreis“ (die Kurzform) verwendet wird, ist im Zweifel der Steuerungswert gemeint; der zu einem genannten Wert gehörende Abrechnungswert kann bei Kenntnis der Soll-Schwankungsbreite leicht ermittelt werden und wird nicht immer extra genannt. Im allgemeinverständlichen Teil des Textes steht der Begriff „relativer Strompreis“ (die Langform) im Zweifel für den Abrechnungswert.
Damit nicht genug der Differenzierungen: In den folgenden Kapiteln wird sich bestätigen,

dass es mehrere Relativpreis-Steuerungswerte und auch -Abrechnungswerte mit unterschiedlicher Funktion geben muss. Die Hauptunterscheidung wird dabei zwischen Erzeugung und Verbrauch gemacht. Im ganzen Text werden trotzdem die allgemeinen Begriffe Steuerungs- bzw. Abrechnungswert verwendet, wenn es nicht auf die Unterscheidung ankommt oder wenn aus dem Kontext hervorgeht, welcher Wert gemeint ist.

3.2.1.2 Eingrenzung des Normalbetriebsbereichs

Das Relativpreis-System soll von vornherein so flexibel aufgebaut werden, dass man nicht schon nach ein paar Jahrzehnten an eine Grenze stößt, die eine Neudefinition von Kernbestandteilen erzwingt. Eine solche Grenze könnte entstehen, wenn die möglichen Relativpreis-Wertebereiche unter Prämissen eingegrenzt würden, die heute plausibel erscheinen. Aus diesem Grund wird der Relativpreis-Normalbetriebsbereich nicht auf 400 % begrenzt, wie bis zur Version 2.904 (2012) dieses Buches noch geschehen.

Der höchste überhaupt mögliche Zahlenwert, der durch den Steuerungs- bzw. Abrechnungswert technisch abgebildet werden können soll, muss bei Einführung des Relativpreis-Systems festgelegt werden, sinnvollerweise in der Größenordnung 10.000 % oder mehr. Diese Festlegung sollte nicht schon im nächsten Jahrhundert geändert werden müssen, idealerweise nie.
Nur ein kleiner Teil der möglichen Werte wird tatsächlich genutzt: Der Parameter RPmax legt fest, wo der Normalbetriebsbereich des Steuerungswerts aktuell endet. In den ersten Jahrzehnten dürfte RPmax meist nicht höher als 400 % liegen, mit dem oberen Ende der Soll-Schwankungsbreite bei 200…300 %. Nur während Hochpreisphasen (siehe 2.3.5.2) wird ein deutlich größerer Teil der möglichen Werte genutzt.

3.2.1.3 Frequenzstützendes Verhalten: „DOFS“

Die Abkürzung DOFS steht für „dispensability-oriented frequency support“ (Entbehrlichkeits-orientierte Frequenzstützung). Damit ist (schon ohne das Relativpreis-System) ein Verhalten gemeint, das potenziell die gesamte Verbrauchsseite einbezieht, um in Extremst-Situationen die Primärregelung so zu ergänzen, dass jede negative Frequenzabweichung bestmöglich abgefangen wird – was meist nur für Sekunden nötig ist. Das diskriminierungsfrei realisierbare Prinzip hinter DOFS ist: „breitestmöglich gestreuter Verzicht auf die am ehesten verzichtbaren durch Elektrizität bereitgestellten Funktionen“ (Stichwort: Wärmeanwendungen). Hierzu Beispiele in 3.2.2.1.
DOFS kann direkt durch Verbrauchseinheiten realisiert werden, die selbst die Netzfrequenz auswerten (typischerweise im Zusammenhang mit der Erbringung verzögerungsloser Momentanreserve per Leistungselektronik). DOFS zusätzlich beim Relativpreis-System mit vorzusehen, schafft Synergien.

DOFS ist umso leichter handhabbar, je kürzer die Reaktionszeiten auf Frequenzabweichungen sind. Bislang ist kein Grund erkennbar, warum das Relativpreis-System als Echtzeit-System aufgezogen werden sollte – was hieße, es gäbe für alle Komponenten definierte Zeitdauern für Datenübertragung und Reaktion. Gleichwohl wird es sinnvoll sein, etwas festzulegen wie:

„In jeder Regelzone muss ein ausgesendeter Broadcast-Parameter höchster Priorität nach 0,5 s von mindestens 80 % (bezogen auf die beabsichtigte Wirkleistungsänderung) des Empfängerkreises erkannt worden sein, nach 1 s mindestens 95 %."

Damit lässt sich eine wenn nicht ideale, so doch sinnvolle und äußerst hilfreiche Einbindung des Relativpreis-Systems in DOFS gestalten.

DOFS im Relativpreis-System hat nichts mit preisgetriebenem Verhalten je Regelzone/ Netzregelverbund zu tun, sondern will unabhängig von den unterschiedlichen Relativpreis-Steuerungswerten in mehreren bis allen Regelzonen die Wirkleistung schnell und stark beeinflussen. Für DOFS wird also nicht der Relativpreis-Steuerungswert mitgenutzt; stattdessen kann jederzeit mit höchster Prioriät der „DOFS-Wert" übermittelt werden, mit einem Ganzzahl-Wertebereich von z.B. -1000...+1000. DOFS ist inaktiv, wenn der DOFS-Wert Null ist. Negative DOFS-Werte – nur mit ihnen beschäftigt sich das Folgende – verlangen eine Reduktion der Wirkleistung auf Verbrauchsseite, je weiter von Null entfernt, desto stärker insgesamt. Der aktuelle DOFS-Wert muss keine lineare oder auch nur zeitinvariante Funktion der Frequenz sein, sondern kann durch Algorithmen nach regelungstechnischen Gesichtspunkten in Abhängigkeit von der aktuellen Netzfrequenz und ihrer Bewegungsrichtung gewählt werden.

Die Vorteile der Einbindung des Relativpreis-Systems in DOFS lassen sich am besten erkennen, wenn man – bei gedachtem Vollausbau der Systeme – die zukünftigen Verbrauchseinheiten in drei Gruppen unterteilt:

1. mit Teilnahme am Relativpreis-System, eigenständige Auswertung der Netzfrequenz.
2. mit Teilnahme am Relativpreis-System, keine Auswertung der Netzfrequenz.
3. keine Teilnahme am Relativpreis-System, keine Auswertung der Netzfrequenz.

Bei einem Extremst-Ereignis mit abfallender Frequenz können leistungselektronische Einheiten der Gruppe 1 quasi verzögerungslos ihre Wirkleistung reduzieren, müssen sich dabei aber an Frequenzschwellen (z.B. je Art des Geräts, mit Zufallskomponente) orientieren, die vor dem Ereignis generell festgelegt wurden. Sie als Gesamtheit können (im Vollausbau) die Frequenzveränderung zum Stillstand bringen, unter Inkaufnahme teils gravierender Funktionseinbußen. Anstelle von Frequenzschwellen haben Einheiten der Gruppe 2 DOFS-Schwellen und reagieren aufgrund der nötigen Datenübertragung (mit Zeitverzögerung überwiegend auf der „letzten Meile") deutlich verlangsamt. Sie sorgen für eine Rückführung der Netzfrequenz in die Nähe des Definitionsbereichs der Primärregelung. Damit sind die Funktionseinbußen in Gruppe 1 schon nach Sekundenbruchteilen wieder deutlich gemildert. In der Folge, z.B. im Einklang mit Leistungssteigerungen auf Erzeugungsseite, kann nun nach regelungstechnischen Gesichtspunkten der DOFS-Wert in Richtung Null zurückgeführt werden, per Algorithmen oder von Hand. Auch Verbrauchseinheiten der Gruppe 1 orientieren sich dabei am DOFS-Wert und nicht mehr an der Frequenz, wodurch eine situationsangepasste Steuerung der Verbrauchsleistungen möglich ist. Man darf davon ausgehen, dass sich alles Geschilderte bei nahezu allen denkbaren Extremst-Situationen (außer nach System-Split in sehr kleinem Teilnetz) im Frequenzbereich 49,8...49,0 Hz abspielt, also meist ohne Unterfrequenz-Lastabwürfe [48] auskommt. Beim Unterfrequenz-Lastabwurf bleiben alle betroffenen Lasten erstmal abgeworfen, während bei DOFS eine zügige und kontinuierliche Rückkehr in Richtung Normalzustand (unter Berücksichtigung

des dauerhaften Ausfalls von Betriebsmitteln) die Regel ist.

Wie die Reaktionen der Verbrauchsseite auf DOFS-Werte erreicht werden, wird gleich in Kapitel 3.2.2.1 genauer beleuchtet. Hier zunächst ein paar frei ausgedachte und extreme Beispielsituationen zur Nützlichkeit von DOFS in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts, teils mit überraschenden Einsatzzwecken:

- In der Folge eines Sonnensturms nie dagewesener Stärke können HGÜ-Leistungsflüsse vom skandinavischen Verbundnetz ins kontinentaleuropäische Verbundnetz nicht aufrechterhalten werden; innerhalb einer Minute fallen 6 GW an Austauschleistungen weg. Trotz Ausschöpfung aller Primärregelreserven des Kontinentalverbunds sinkt die Frequenz unter 49,8 Hz. Der DOFS-Wert nimmt recht einheitlich über alle Regelzonen schnell Werte im Bereich -100...-200 an. Durch moderate Leistungsreduktionen auf Verbrauchsseite verharrt die Frequenz schließlich bei 49,5 Hz. Die Austauschprogramme werden an die Situation angepasst, und die virtuelle Sekundärregelung in allen Regelzonen sorgt über stark ansteigende Relativpreise dafür, dass die Frequenz wieder steigt. Der DOFS-Wert kehrt zügig zu Null zurück, und schließlich herrscht im Kontinentalnetz wieder Nennfrequenz.
- Nachdem die vorläufige Typzulassung der von ihnen entwickelten Transportdrohne unwiderruflich entzogen wurde, führen die Gründer eines norditalienischen Startups nach durchzechter Nacht einen „Racheakt“ aus: Mittags beladen sie ihre Fahrzeuge und fahren zu Höchstspannungsleitungen an den italienischen Grenzen. Während der Nacht erreichen Sie es dank der fortschrittlichen technischen Fähigkeiten ihrer Prototypen tatsächlich, dass Italien zur elektrischen Insel wird. Anschließend laufen die Frequenzen von Verbundnetz und italienischem Netz sehr schnell auseinander. Nach Anpassung der Austauschprogramme an die Situation ist das Verbundnetz zwar schnell wieder bei Sollfrequenz, aber in Italien bedarf es stärkerer Anstrengungen: Um bei ausgeschöpfter Primär- und Sekundärregelung die Netzfrequenz von 48,9 Hz wieder auf Sollfrequenz zu bewegen, strebt der DOFS-Wert nur in Italien über -500 hinaus weiter von Null weg. Schließlich erfolgt beim Wert -563 nach insgesamt 75 Sekunden die automatische Synchronisation der ersten Leitung, schnell gefolgt von allen weiteren noch nutzbaren Verbundleitungen. Nach Etablierung neuer Werte für Austauschleistungen bewegt sich der italienische DOFS-Wert zügig wieder nach Null. Über die Katastrophen-App werden die Italiener während der Situation informiert über die Gründe für momentane Funktionseinbußen ihrer Geräte. Auf der Website des ÜNB ist ab dem nächsten Tag ein kurzer Bericht abrufbar, der skizziert, was ohne DOFS zu erwarten gewesen wäre.
- Im Jahr 2038 war aus Ressourcengründen entschieden worden, in Festlandseuropa auf einen Vollausbau mit Gaskraftwerken zu verzichten und lieber das handhabbare Risiko in Kauf zu nehmen, dass einmal in 50 Jahren mehr als 50 % der entscheidenden Speicherkapazitäten erschöpft sein könnten. Im Jahr 2073 tritt eine Dunkelflaute auf, deren räumliche Ausdehnung und Dauer alles übersteigt, was seit Auswertung entsprechender Wetterdaten erfasst worden war. Mittels der in 2.3.5 beschriebenen Mechanismen bleibt die Netzfrequenz während der ersten 13 Tage durchgängig bei normalen Werten. In den letzten drei Tagen der Dunkelflaute reichen preisgetriebene Leistungsänderungen zeitweise nicht aus, um die Primärregelung abzulösen, und der DOFS-Wert

bewegt sich verbundnetzweit einheitlich während zusammengenommen 10 Stunden im Bereich -1...-122, um die Primärregelung für Unerwartetes freizuhalten. Dadurch werden in erster Linie Wärmeanwendungen eingeschränkt, siehe 3.2.2.1.

Da das Relativpreis-System auch schon ohne DOFS den Verbundnetz-Betrieb sehr robust macht, konnten nur extreme Beispiele erdacht werden. In den letzten beiden Beispielen wird DOFS sogar bei Frequenzen nahe Sollfrequenz genutzt.

3.2.2 Steuerungswert und DOFS in kritischen Situationen

Wenn der Relativpreis-Steuerungswert den Soll-Schwankungsbereich verlässt oder sich sehr schnell verändert, kann das mehrere Gründe haben:

1. Erzeugung und Netz arbeiten planmäßig, befinden sich aber in einem Auslastungszustand, der im Normalbetrieb bei hohem Relativpreis nur einzelne Male pro Jahr für kurze Zeit erreicht wird, bei niedrigem Relativpreis beliebig häufig und lange.
2. Die Stromversorgung befindet sich im gestörten Betrieb mit Unter- oder Überfrequenz. Ohne Reaktion von Verbrauchsseite müsste (bei Unterfrequenz) ein Stromausfall durch Lastabwurf befürchtet werden.
3. Es gibt ein regionales Problem, z.B. Überlastung einer Hochspannungsleitung durch Ausfall einer anderen. Ohne Reaktion von Verbrauchs- und Erzeugungsseite müsste eine Fortpflanzung von Leitungs-Abschaltungen befürchtet werden.

Wenn sich der Steuerungswert zu höheren Werten hin bewegt, gibt es Reaktionsmöglichkeiten von Erzeugungsseite, aber auch die Verbrauchsseite soll im Rahmen ihres normalen preisabhängigen Verhaltens bei der Rückkehr in den Soll-Schwankungsbereich mithelfen.

Bei immer wieder mal auftretenden Situationen, in denen der Relativpreis-Steuerungswert den Soll-Schwankungsbereich nach unten hin verlässt, müssen generell bei Verbrauchern keine besonderen Schwellen vorgesehen werden. Besondere Arten von Verbrauchern stehen bereit, um überschüssige Erzeugungsleistungen abzunehmen. Für steuerbare Erzeugungseinheiten mit Grenzkosten >> 0 rentiert sich die Fortsetzung der Erzeugung nicht mehr, und sie fahren ab. Reicht all dies nicht aus, um den Steuerungswert zu stabilisieren, so schalten sich fluktuierende Erzeugungseinheiten bei Annäherung an den Steuerungswert 0 % nach und nach ab.

3.2.2.1 Negative DOFS-Werte

Wenn – unabhängig vom Relativpreis-Steuerungswert in den einzelnen Regelzonen – ein negativer DOFS-Wert übermittelt wird, reichen preisgetriebene Leistungsänderungen nicht mehr aus für die aktuelle Situation.

Jedes elektrische Gerät ab einer Mindestleistung von z.B. 30 W muss, abhängig von seinem Zweck und seiner Toleranz gegenüber Steuerung von außen, den DOFS-Wert beachten und eine oder mehrere sinnvoll positionierte DOFS-Schwellen realisieren, die zur Leistungsreduktion und im Extremfall zum Abschalten führen.

Die frühesten DOFS-Schwellen sollen Geräte haben, bei denen die Auswirkungen kaum bemerkt werden. Beispiele:

- Unkritische Wärmeanwendungen reduzieren ihre Leistung bei sehr schwachen DOFS-

Werten und schalten sich bei etwas stärkeren DOFS-Werten vorübergehend ganz ab.
- Kühl- und Gefriergeräte sorgen bei mittleren DOFS-Werten dafür, dass ihr Kühlaggregat für eine situationsabhängige Maximalzeit nicht läuft.
- *Nicht sicherheitskritische Beleuchtungen verhalten sich als Gesamt-Installation je Raum bzw. Außenbereich eines Gebäudes. Leuchtmittel mit schlechtem Wirkungsgrad werden schon nahe DOFS-Wert -300 abgeschaltet; das letzte – hocheffiziente – Leuchtmittel je Raum wird erst in der Nähe von -1000 abgeschaltet, also praktisch nie.*

Die Fragestellung, anhand der die extremeren DOFS-Schwellen festgelegt werden, sollte sein: Wie schlimm muss die Lage sein, damit wir dem Benutzer dieses Geräts zumuten können, dass es seine Leistung stark reduziert bzw. sich kurz ganz abschaltet? Wo ist die Grenze, ab der der Benutzer froh ist, dass ihm dadurch ein längerer Komplett-Stromausfall erspart bleibt?
Beispiel: Ein Durchlauferhitzer im Privatbereich sollte beim DOFS-Wert -200 seine Durchlauf-Leistung reduzieren und beim Wert -500 ganz abschalten. Der Mensch unter der Dusche wird zwar zunächst sehr verärgert sein, sich aber nachträglich klarmachen, dass es ohne diese Maßnahme noch schlimmer gekommen wäre, dass also bei einem Unterfrequenz-Lastabwurf nicht nur das Warmwasser, sondern auch noch das Licht und die Kühlgeräte ausgegangen wären, womöglich für Stunden.

Unabhängig von einzelnen Geräten sieht das Relativpreis-Konzept noch eine weitere Möglichkeit der Reaktion auf DOFS-Werte vor:
Als extra Komponente oder integriert in jeden Stromzähler wird eine automatische Abschaltung des gesamten Anschlusses realisiert: Falls bei Erreichen einer DOFS-Schwelle die Leistungsaufnahme des Anschlusses oberhalb eines vorgegebenen Werts liegt, wird der gesamte Anschluss automatisch abgeschaltet. Da alle Relativpreis-fähigen Geräte selbst auf DOFS-Werte reagieren, trifft das Abschalten nur Haushalte, in denen während des gestörten Betriebs mindestens ein starker nicht Relativpreis-fähiger Stromverbraucher aktiv ist – z.B. ein alter Elektroherd.
Die Wertepaare DOFS-Schwelle zu Leistungsgrenze sind nicht fest einprogrammiert, sondern können vom Energieversorgungsunternehmen (EVU) aus der Ferne eingestellt werden. Sinnvollerweise sind dies 3...10 Wertepaare, die unterschiedlich kritische Situationen abbilden. Als zusätzlicher Parameter käme jeweils auch die Zeitdauer in Frage.
Die Schwellen sollten so eingestellt sein, dass vom Stromkunden im Notfall durchgängig benötigte Geräte (Radio, Fernseher, Computer) auch im gestörten Betrieb ungestört betrieben werden können. Neben Standard-Einstellungen sollte es die Möglichkeit der Vereinbarung individueller Schwellen zwischen EVU und Kunden geben.
Gerade bei gestörtem Betrieb ist mit schwankenden Spannungen zu rechnen; trotzdem soll das Abschalten möglichst reproduzierbar erfolgen. (D.h. durch eine bestimmte Kombination eingeschalteter Geräte im gleichen Betriebszustand soll trotz schwankender Spannung immer das gleiche passende Schaltverhalten – bleibt ein bzw. schaltet aus – hervorgerufen werden.) Bei überwiegend ohmscher Last könnte dieses Ziel erreicht werden, indem man nicht mit der momentanen Wirkleistung, sondern mit einer auf die Nennspannung bezogenen fiktiven Nennleistung vergleicht:
Der resultierende Wirkwiderstand R der am Anschluss aktiven Verbraucher lässt sich aus

den im Stromzähler sowieso ständig ermittelten Größen auf einfachste Weise errechnen. Die fiktive Nennleistung ergibt sich dann zu $P_{fiktiv} = U_{nenn}^2 / R$.
Während dieses Schaltverhalten für hohe Leistungen bei eher schwachen DOFS-Werten geeignet erscheint, wird man für geringere Leistungen bei stärkeren DOFS-Werten von einem höheren Anteil leistungsgeregelter Geräte (z.B. mit Schaltnetzteilen) ausgehen müssen. Es ist somit sinnvoll, auch das Schaltverhalten zu parametrieren.
Nach einer solchen Abschaltung sollte der Strom erst bei deutlich unkritischerem DOFS-Wert wieder eingeschaltet werden (Hysterese). Zusätzlich sollte der Stromkunde die Möglichkeit haben, durch Drücken einer Taste den Strom versuchsweise wieder einzuschalten – sinnvollerweise erst nachdem er störende Stromverbraucher abgeschaltet hat.
Denkbar wäre auch eine automatische Wiedereinschaltung, wenn eine Niederspannungs-Widerstandsmessung (z.B. 1x pro Sekunde) im Vergleich mit dem Zustand direkt nach der Abschaltung ergibt, dass sich die angeschlossene Last so stark verringert hat, dass eine erneute Abschaltung sicher genug ausgeschlossen werden kann. Wenn der Stromkunde ein Gerät vom Netz trennt und sich der Strom direkt danach automatisch wieder einschaltet, hat er einen erhöhten Anreiz, dieses alte Gerät stillzulegen bzw. durch ein Relativpreis-fähiges zu ersetzen.
Eine Verbundnetz-weite Realisierung der automatischen Abschaltung wäre insbesondere in den Einführungs-Jahrzehnten sinnvoll, um auch bei einem extremen Mangel auf Erzeugungsseite einen Stromausfall durch Lastabwurf zu verhindern. Auch viele Jahre nach Einführung des Relativpreis-Systems wird es in Haushalten immer noch alte Geräte geben, die in keiner Weise auf Preissignal oder DOFS-Wert reagieren.
Bei einer Einführung des Relativpreis-Systems für Inselnetze oder in Ländern außerhalb Europas mit (heutzutage) häufig unterbrochener Versorgung würde durch die automatische Abschaltung von Hausanschlüssen eine durchgängige Versorgung realisiert. Häufige Überlast-Situationen würden durch die Verbrauchsseite komplett ausgeregelt; Lastabwürfe fänden nicht mehr statt. Der „Erziehungs“-Effekt einer automatischen Wiedereinschaltung (s.o.) böte den Menschen in jedem Haushalt Strategien für eine verlässliche Versorgung und würde die Verbreitung Relativpreis-fähiger Geräte beschleunigen.

3.2.2.2 Positive DOFS-Werte

Mit DOFS sollen die Netzbetreiber ein universelles Werkzeug haben, mit dem sie die Verbrauchs- und ggf. Erzeugungsseite auch unabhängig von der momentanen Netzfrequenz so schnell und stark wie gewünscht beeinflussen können, z.B. bei der Überlastung wichtiger Leitungen und beim Netzwiederaufbau. Mit positiven DOFS-Werten lassen sich auf Verbrauchsseite in gewissem Maße Leistungssteigerungen bewirken.

Verbrauchsgeräte, die ohne nennenswerten Funktionsnachteil, ohne große Auffälligkeit und völlig ohne jede Gefährdung für eine begrenzte Zeit zusätzliche Leistung ziehen können, sollen bei passenden positiven DOFS-Werten mindestens eine Schwelle haben. Beispiel: Gefriergeräte können bei Überschreiten der Schwelle zusätzlichen Verbrauch aktivieren, unabhängig vom eigentlichen Bedarf.
Beleuchtungen, die sich normalerweise unter bestimmten Bedingungen (Dunkelheit, Bewegung) automatisch einschalten, müssen bei sehr hohen DOFS-Werten eine Schwelle

haben, bei deren Überschreiten sie sich einschalten.

Die Stromkunden sollen keinen Nachteil aus dem zusätzlichen Stromverbrauch haben, der aktiviert wird, um auf positive DOFS-Werte zu reagieren:

- *Völlig unabhängig vom Steuerungswert springt der Abrechnungswert (nur für die Verbrauchsseite) auf 0 %, solange positve DOFS-Werte gelten.*
- *Zeiten mit einem Abrechnungswert von 0 % dürfen nicht in die Ermittlung des durchschnittlichen relativen Strompreises einbezogen werden.*

3.2.2.3 Allgemeine Vorgaben für DOFS

DOFS-Schwellen müssen mit einer angemessenen Zufallsvariation versehen werden, z.B. +/–5 (vgl. 3.2.5.1). Eine kurze Zufallsverzögerung 0...xxxx ms erscheint sinnvoll (vgl. 3.2.4); hierfür muss ein für alle Arten von Situationen adäquater Algorithmus gefunden werden. Beispiel: Bei Sprüngen in Richtung kritischerer Werte tritt die Differenz |vorheriger DOFS-Wert – aktueller DOFS-Wert| bei der Ermittlung des Wertes xxxx im Nenner auf, was bei starkem Sprung zu kurzer Zufallsverzögerung führt. Für das gesamte DOFS-Verhalten müssen generelle, nach Arten von Geräten differenzierte Vorgaben erarbeitet werden.

3.2.3 Regional abweichende Relativpreis-Werte

Soweit sinnvoll, soll der relative Strompreis (für die Verbrauchsseite) im ganzen Bundesgebiet einheitlich schwanken. Zwei Themen, denen die beiden Unterkapitel gewidmet sind, bieten gute Gründe, in eher seltenen Situationen davon regional abzuweichen.

3.2.3.1 Vermeidung der Überlastung von Hoch-/Höchstspannungsleitungen

Durch folgende Erweiterung des Gesamtkonzepts können Überlastungen von Hoch-/Höchstspannungsleitungen vermieden werden:
Die regionalen Leitstellen des Netzes, von denen aus der Relativpreis verteilt wird, können bei drohender Leitungsabschaltung regional abweichende Relativpreis-Steuerungswerte übermitteln, in diesem speziellen Fall auch innerhalb des Soll-Schwankungsbereichs.

Jede Regelzone wird unterteilt in viele Relativpreis-Zonen. Innerhalb jeder Relativpreis-Zone kann der Relativpreis nur einheitlich (aber getrennt nach Erzeugung und Verbrauch) übermittelt werden; zwischen den Relativpreis-Zonen kann er sich in besonderen Situationen unterscheiden.
Für jede Relativpreis-Zone wird (getrennt für Erzeugung und Verbrauch) näherungsweise ermittelt, wie viel Prozent einer Leistungsänderung in dieser Relativpreis-Zone als Leistungsfluss-Änderung bei jedem der umliegenden Anschlusspunkte von Hoch-/Höchstspannungsleitungen ankommen. Die Relativpreis-Zonen sollten so klein gewählt werden, dass diese Angaben kaum vom Entstehungsort innerhalb der Zone abhängen.

Wird bei einer Hoch-/Höchstspannungsleitung der Sicherheitsgrenzwert überschritten, so kann man für jeden Leitungsabschnitt auf folgende Messwerte zurückgreifen:

- Welche Richtung und Stärke hat der Leistungsfluss in diesem Abschnitt?

- Welche Richtung und Stärke hat der Leistungsfluss an allen relevanten Anschlusspunkten der Leitung?

Ohne allzu großen Aufwand lassen sich für jeden einzelnen der Anschlusspunkte folgende Fragen beantworten, auch automatisiert:

- In welcher Richtung müsste der Leistungsfluss an diesem Anschlusspunkt verändert werden, um einer Überlastung des Leitungsabschnitts entgegen zu wirken?
- Wie viel Prozent einer Leistungsflussänderung an diesem Anschlusspunkt kämen tatsächlich dem Leitungsabschnitt zugute?

Hieraus können diejenigen Anschlusspunkte ermittelt werden, bei denen sich eine Leistungsfluss-Änderung ausreichend stark auf den betroffenen Leitungsabschnitt auswirken würde. Den Anschlusspunkten wiederum werden diejenigen Relativpreis-Zonen zugeordnet, die nennenswert zu einer Leistungsfluss-Änderung beitragen können (s.o.).

Mit dem Ziel, die Leitungsüberlastung durch Leistungsänderungen in den Relativpreis-Zonen zu beenden, werden die ausgewählten Relativpreis-Zonen (im einfachsten Fall) in drei Gruppen eingeteilt:

- Diejenigen, deren Verbrauchsleistung einheitlich reduziert werden soll (ggf. gekoppelt mit einer Steigerung der Erzeugungsleistung).
- Diejenigen, deren Erzeugungsleistung einheitlich reduziert werden soll (ggf. gekoppelt mit einer Steigerung der Verbrauchsleistung).
- Diejenigen, bei denen sich eine Leistungsänderung nicht stark genug auf den betroffenen Leitungsabschnitt auswirken würde.

Für die ersten beiden Gruppen von Relativpreis-Zonen können nun die erwünschten Gesamt-Leistungsänderungen ermittelt werden und entschieden werden, ob sie von Erzeugung und/oder Verbrauch erbracht werden sollen. Für die dritte Gruppe soll keine Relativpreis-Änderung stattfinden.

Wie aus den erwünschten Leistungsänderungen regionale Änderungen der Relativpreis-Steuerungswerte errechnet werden, wird beschrieben in 3.6.4.

All dies läuft automatisch innerhalb einzelner Sekunden nach Überschreitung eines Sicherheitsgrenzwerts ab.

Die Leistungsänderungen in den ausgewählten Relativpreis-Zonen finden natürlich ohne Rücksicht auf Sollfrequenz und Austauschprogramme statt. Die als Reaktion hierauf einsetzende Primärregelung verteilt sich im ganzen Verbundnetz, so dass die hierdurch auf das betroffene Gebiet entfallende Leistungsänderung vernachlässigt werden kann. Die Sekundärregelung, die den Ausgleich herstellen soll, arbeitet Regelzonen-übergreifend im Netzregelverbund. Die ausgewählten Relativpreis-Zonen werden dabei auf einfachste Weise vor Veränderungen durch die Sekundärregelung geschützt: Stellgröße der zukünftigen virtuellen Sekundärregelung ist ja der Relativpreis (siehe unten 3.8.2).

Weder Stromkunden noch Erzeugern soll aus einer solchen nicht von ihnen zu verantwortenden Situation ein Abrechnungs-Nachteil entstehen. Deshalb muss aus dem Vergleich des regional abweichenden Steuerungswerts mit dem allgemein geltenden Relativpreis auf Verbrauchsseite der niedrigere und auf Erzeugungsseite der höhere Wert als Abrechnungswert angesetzt werden.

Beispiel: Eine Höchstspannungsleitung nördlich von Frankfurt muss aufgrund eines technischen Problems abgeschaltet werden. Die dadurch über die Leitungen Großkrotzenburg-Dipperz-Mecklar nach Norden fließenden Leistungen übersteigen die Sicherheitsgrenzwerte. Bundesweit hält sich der Relativpreis momentan bei 120 %. Es werden nun folgende Relativpreise übermittelt:
Relativpreis-Zonen im Bereich Hannover bis Kassel (Anschlusspunkt Mecklar: Reduzierung des kommenden Leistungsflusses durch die betroffene Leitung):

- Erzeugung: Steuerungswert 200 %, Abrechnungswert 200 %.
- Verbrauch: Steuerungswert 180 %, Abrechnungswert 120 %.

Relativpreis-Zonen im Rhein-Main-Gebiet (Anschlusspunkt Großkrotzenburg: Reduzierung des gehenden Leistungsflusses):

- Erzeugung: Steuerungswert 80 %, Abrechnungswert 120 %.
- Verbrauch: Steuerungswert 110 %, Abrechnungswert 110 %.

Restliches Bundesgebiet: Steuerungswert 120 %, Abrechnungswert 120 %.

Es muss sicher gestellt werden, dass bei absichtlicher oder Notfall-Abschaltung einer Regelzonen-übergreifenden Leitung das Austauschprogramm schlagartig automatisch angepasst wird, falls der bisherige Leistungsfluss dieser Leitung nicht problemlos von anderen Leitungen übernommen werden kann. Die Sekundärregler müssen diese Information automatisch und ohne Verzögerung erhalten, so wie das auch beim Netzregelverbund geschieht. So kann die virtuelle Sekundärregelung (siehe unten 3.8.2) in den betroffenen Regelzonen schnellstmöglich reagieren, und die Überlastung anderer Leitungen wird vermieden oder auf einen kurzen Zeitraum begrenzt.
Bei lückenloser Einhaltung des (n-1)-Kriteriums [49] müsste diese Forderung eigentlich ins Leere stoßen, aber überall wo sich die Wirklichkeit anders entwickelt, als es zum Berechnungszeitpunkt absehbar war, oder nach Auftreten eines ersten Ausfalls einer Komponente, kann durch diese Maßnahme Schlimmeres verhindert werden. Wenn die Regelzone, in die nun eine reduzierte Leistung fließt, auch Relativpreis-gesteuert ist, sollte eine schlagartige Reduzierung des Austauschprogramms nirgendwo zu Problemen führen.

3.2.3.2 Vermeidung von Leistungsspitzen beim ÜNB-Netznutzungsentgelt

Das Netznutzungsentgelt, das der regionale Versorger an den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zahlen muss, besteht u.a. aus einem Arbeitspreis (Ct/kWh) und einem Leistungspreis (EUR/kW). Die hierdurch entstehenden Kosten gibt der Versorger weiter an seine Kunden; bei Haushaltskunden ist der Leistungspreis in den Grundpreis und Arbeitspreis eingepreist und wird nicht separat berechnet. Es soll hier nur um das Netznutzungsentgelt gehen, das der regionale Versorger an den ÜNB bezahlt.

Bei Handhabung der Netznutzungsentgelte so wie heute könnte der variable Strompreis nie wirklich billig werden, denn es käme ja immer der vom Preisverlauf unbeeindruckte ÜNB-Arbeitspreis hinzu. Deshalb sieht das Relativpreis-Konzept vor, dass der Netznutzungsentgelt-Arbeitspreis mit dem zentral vorgegebenen Verbrauchs-Relativpreis schwankt. Der ÜNB kommt dabei genauso auf seine Kosten, wenn man davon ausgeht, dass nicht nur private Stromkunden insgesamt (siehe 2.3.7), sondern auch alle anderen zusammen auf einen

Durchschnitts-Relativpreis von ca. 100 % kommen.

Beim Netznutzungsentgelt-Leistungspreis gibt es einen Stolperstein:
Durch besonders niedrige Momentanpreise soll ja gezielt zusätzlicher Stromverbrauch hervorgerufen werden. Deshalb wäre es ohne weitere Maßnahmen durchaus denkbar, dass die gewohnten Viertelstunden-Leistungsspitzen bei manchem Versorger zu Zeiten mit sehr billigem Strompreis noch übertroffen werden – was natürlich niemand will. Aber auch hier gibt es Abhilfe, die ganz regulär zum Relativpreis-Konzept gehört:
Jeder Versorger, der an einen ÜNB Netznutzungsentgelt zahlen muss, erweitert sein Lastmanagement-System um die Fähigkeit, die von der Zentrale her übertragenen Relativpreis-Werte für sein Versorgungsgebiet zeitweise gezielt um +/– x % und/oder um +/– y Prozentpunkte zu verändern. Wenn eine ÜNB-Leistungsspitze droht, erhält der Relativpreis (Steuerungs- und Abrechnungswert) regional ein positives Delta. Zu anderen Zeiten schafft das Lastmanagement-System automatisch einen Ausgleich durch ein negatives Delta – denn die Forderung nach dem Durchschnitts-Relativpreis 100 % soll ja trotzdem eingehalten werden. Das Delta zum vorgegebenen Relativpreis soll sich im Normalfall immer nur sanft verändern, darf allerdings stärkere Sprünge des vorgegebenen Relativpreises in die vom Versorger nicht gewünschte Richtung sofort zunichte machen, d.h. es findet gar kein oder ein schwächerer Preissprung statt.
Diese regionale Relativpreis-Modifikation kann der Versorger natürlich nicht nur bei besonders niedrigen Relativpreisen einsetzen, sondern auch zur Formung der gewohnten ÜNB-Leistungsspitzen. Die hierdurch erzielbaren Ersparnisse beim ÜNB-Leistungspreis sorgen für eine schnelle Amortisation des aufwändigeren Lastmanagements. Zusätzlich ist auch eine bewusste Steuerung der Erzeugungsleistung im Versorgungsgebiet über regionale Relativpreis-Modifikationen denkbar, was über die bevorzugte Nutzung regionaler Ressourcen zu Einsparungen beim ÜNB-Arbeitspreis führen kann.

3.2.4 Zufallsverzögerung bei jedem preisabhängigen Schalten

Auf jede Veränderung des Relativpreis-Steuerungswerts im normalen Betrieb wird von Verbrauchsseite eine Reaktion erfolgen. Bei steigendem Preis wird sich die Gesamt-Verbrauchsleistung reduzieren, und bei fallendem Preis wird sie sich erhöhen. In den folgenden Kapiteln wird beschrieben, wie die Reaktionen über die Preisskala möglichst gleichmäßig gestreut werden; hier geht es darum, dass keine Reaktion schlagartig erfolgen darf (vgl. 2.2.6.3):

Auf Verbrauchsseite muss jegliche automatische Reaktion auf die Relativpreis-Information mit einer adäquaten zufälligen Verzögerung arbeiten.

Dieser wichtige Grundsatz muss für alle Entwickler von Steuerungen und alle Netzteilnehmer in verbindliche Regelungen gegossen werden. Er wird im Text nicht überall ausdrücklich wiederholt, soll aber tatsächlich bei jeglicher automatischer Reaktion gelten.
Empfohlen wird die Realisierung zufälliger Verzögerungen von 0...20 s.
Die zufällige Verzögerung verhindert eine schlagartige Gesamtreaktion; dadurch werden unnötige Frequenzschwankungen vermieden.
Wenn sich der Relativpreis schon während der Verzögerungszeit, also noch vor der beab-

sichtigten Reaktion des einzelnen Geräts, wieder zurück entwickelt und dann nicht mehr das Schaltkriterium erfüllt, wird die Reaktion gar nicht mehr ausgeführt.
Die Dauer der zufälligen Verzögerung soll nach jedem Schaltzyklus neu ermittelt werden.

3.2.5 Streuung preisabhängiger Reaktionen ...

Wenn man die Beispiele in 2.3.2 durchgeht, kann man folgende Arten von preisabhängigen Steuerungsprinzipien finden:

- Vermeidung hoher Preise durch Nutzung eines immanenten Wärme- oder Kältespeichers (typisch für Geräte, die kontinuierlich eine Aufgabe erfüllen).
- Ein- oder mehrmaliges Warten auf einen günstig(er)en Preis in einem vorgegebenen Zeitfenster (typisch für Geräte mit einmaligem Ablauf eines Betriebsprogramms).
- Orientierung an Preisschwellen (Vorgabe per default, durch den Benutzer und/oder automatisch anhand wirtschaftlicher Kriterien).

Es gibt auch Kombinationen der Prinzipien, z.B. bei Warmwasserbereitern.
Bei den ersten beiden Prinzipien kann man davon ausgehen, dass die preisabhängige Steuerung mit der Auflösung des Relativpreis-Steuerungswerts (z.B. 3 Stellen nach dem Komma) arbeitet und schon dadurch eine preisliche und somit auch zeitliche Streuung von Schaltvorgängen selbst bei identischen Geräten erreicht wird – weil die Parameter (Temperatur, Menge, …) gestreut sind.
Typische Beispiele für das dritte Steuerungsprinzip sind neben Beleuchtungen (z.B. im gewerblichen Bereich) insbesondere hybride Verbraucher, die neben dem aktuellen Strompreis auch den Gaspreis kennen. Auf das Verhalten schwellenabhängiger Steuerungen lohnt ein genauerer Blick.

3.2.5.1 … im Kleinen …

Schaltschwellen richten sich oft nach default- oder Benutzervorgaben. Einfaches Beispiel: Die Außenbeleuchtung eines Hotels hat einen Schwellwert bei 140 % Relativpreis. Sobald der Strom teurer wird als dieser Schwellwert, wird die Leistung der Beleuchtung auf 70 % abgesenkt. Wenn der Relativpreis irgendwann später wieder unter 140 % sinkt, leuchten wieder alle Lampen mit voller Helligkeit.
Man muss davon ausgehen, dass solche Schaltschwellen in elektrischen Geräten meist in 10-%-Schritten festgelegt werden. Eine Springbrunnen-Anlage schaltet vielleicht bei 120 % Relativpreis den höchsten Strahl und bei 140 % ganz ab; Wohnzimmerbeleuchtungen schalten per default bei 190 % Relativpreis unwichtigere Teile ab. In einer Situation, in der der Relativpreis langsam von 180 % aus ansteigt, kämen zwischen 180 % und 189,999 % nur Reaktionen von Geräten mit nicht schwellenabhängigen Steuerungen, und bei 190 % Relativpreis würden auf einmal Millionen von Lampen abgeschaltet. Durch den starken Einbruch der Nachfrage würde der Relativpreis wieder unter 190 % sinken, daraufhin wäre der Stromverbrauch wieder wie vorher, usw.
Man sieht, eine wenn nicht konstante, so doch annähernd stetig verlaufende Preiselastizität stellt sich nicht von selbst ein. Deshalb muss gefordert werden:

Automatische Reaktionen auf die Relativpreis-Information dürfen sich nicht einfach

an festen Schwellen orientieren, sondern müssen stattdessen mit adäquaten zufälligen Abweichungen arbeiten. Dies gilt auch für automatisch errechnete Schwellen, wenn die Berechnungsbasis nicht für das Gerät einzigartig ist.

Empfohlen wird bei automatisch errechneten Schwellen die Realisierung zufälliger Abweichungen von –0,999...+1,000 Prozentpunkten, ansonsten sogar von –4,999...+5,000 Prozentpunkten.
Die Preise eines bestimmten Versorgers für Gas und Strom stellen keineswegs eine für ein Gerät einzigartige Berechnungsbasis dar, die geschätzte Wärmekapazität eines Kühlschranks incl. Inhalt zusammen mit den momentanen Temperaturen dagegen schon.

Jeder Stromkunde soll die Freiheit haben, die innerhalb des Soll-Schwankungsbereichs liegenden Schwellwerte seiner Geräte entsprechend seinen Vorstellungen anzupassen.
Fünf Prozentpunkte mögen für manchen Sparfuchs eine zu große Ungewissheit bedeuten. Es wäre durchaus denkbar, bei manueller Einstellung einer Schwelle xx5 % (z.B. 145 %) nur eine Zufälligkeit von -2,999...+3,000 Prozentpunkten und bei Einstellung einer nicht durch 5 teilbaren Schwelle (z.B. 144 %) nur eine Zufälligkeit von -0,999...+1,000 Prozentpunkten vorzusehen. Im Auslieferungszustand sollten aber alle Geräte die normal große Zufälligkeit realisieren.

Geräte mit individuell verstellten Schwellwerten sollten diese Besonderheit irgendwie kommunizieren, z.B. durch ein weltweit einheitliches Symbol im Display und/oder durch eine 4x pro Jahr erscheinende Abfrage: „Individuelle Schwellwerte beibehalten?“, die bestätigt werden muss. Damit wäre der Kauf eines gebrauchten Geräts mit verstellten Schwellwerten selbst für unerfahrene Benutzer kein Problem.

Die zufälligen Abweichungen von eingestellten Schwellwerten sollten immer wieder – wenn der momentane Relativpreis in keinem der Schwellwert-Variationsbereiche liegt – neu ermittelt werden, so dass sich ein durchschnittliches Verhalten jedes Geräts nahe den vorgegebenen Schwellwerten ergibt. Die Neuermittlung könnte z.B. alle 2...4 Stunden und bei jedem Einschalten erfolgen.
Extrem wichtig ist, dass es bei der Erzeugung der Zufallswerte keinerlei Synchronisation zwischen verschiedenen Geräten, z.B. desselben Herstellers, gibt. Die Zufallswerte dürfen also keinesfalls allein aus der zentral übermittelten Datum/Uhrzeit-Angabe abgeleitet werden. Ein akzeptabler Ausgangswert wäre die Uhrzeit des letzten Einschaltens/Tastendrucks in Verbindung mit einer weltweit einmaligen Gerätenummer je Gerät-Exemplar.

Es kann Nachteile haben, wenn ein Gerät sein Schaltverhalten nur an bestimmten Schwellwerten orientiert, ohne Berücksichtigung sonstiger, z.B. zeitlicher Vorgaben. Beispiel:

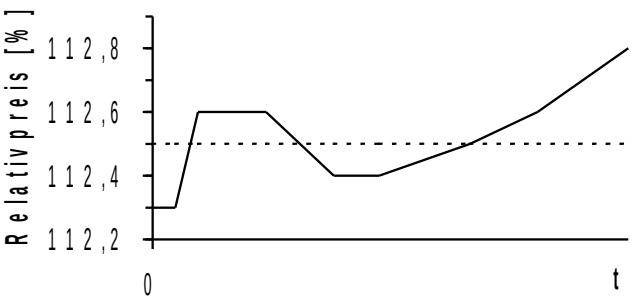

Abb. 2: Ein Gerät mit Schaltschwelle 112,5 % würde 3x schalten.

Am Spätvormittag findet eine kontinuierliche Zunahme der Verbrauchslast statt. Aufgrund einer Lasterhöhung steigt der Relativpreis von 112,3 % auf 112,6 %. Damit wurde für ein mittelgroßes Kraftwerk der Einstiegs-Relativpreis überschritten; es fährt an und liefert seine Einstiegsleistung von 50 MW. Das ist jedoch mehr als die letzte Lasterhöhung, und deswegen geht der Relativpreis wieder auf 112,4 % zurück, denn es darf ja keine Leistungsabweichung stehen bleiben. Innerhalb der folgenden Minuten nimmt der Verbrauch jedoch weiterhin zu, so dass bald wieder 112,6 % und dann 112,8 % erreicht werden.
Ein Gerät, das eine zufallsvariierte Schaltschwelle bei 112,5 % hat, würde hier innerhalb weniger Minuten 3x schalten (siehe Abb. 2). Dies könnte die Nutzer des Geräts irritieren und manche Geräte (z.B. mit Kühlaggregaten) sogar schädigen.
Empfohlen wird eine zusätzliche Zeitdauer-Abhängigkeit des Schaltverhaltens, die auf die Geräte-Besonderheiten abgestimmt wird. Allerdings muss (außer bei Gefahr einer Schädigung) sofort (aber zufallsverzögert) reagiert werden, sobald eine weitere Schaltschwelle außerhalb des Soll-Schwankungsbereichs erreicht wird.

Zum Prognose-abhängigen Schaltverhalten von Geräten siehe 3.2.6.

Differenziert betrachten muss man die Möglichkeit unterschiedlicher Schaltschwellen für Abschalten und Einschalten, also die Einführung einer Hysterese. Beispiel: Die Außenbeleuchtung eines Betriebs verringert bei einem Relativpreis von 140 % ihre Helligkeit, kehrt aber erst bei Erreichen von 135 % wieder zur normalen Helligkeit zurück. Hätten alle Geräte eine solche Hysterese von 5 Prozentpunkten, so käme von Verbrauchsseite auf das Absinken des Relativpreises nach einem Anstieg auf z.B. 140 % überhaupt keine Reaktion, bis der Relativpreis auf 135 % gefallen wäre. Solch ein nichtlineares Verhalten der Verbrauchergesamtheit wäre auf keinen Fall erwünscht.
Auf der anderen Seite gibt es viele Arten von Geräten, die z.B. eine Temperatur halten müssen und sich keine sehr langen Verbrauchseinschränkungen leisten können. D.h. diese Geräte kehren u.U. noch bei hohem Relativpreis zu ihrer vorherigen Leistung zurück. Geräte mit Hysterese fallen genau auf der anderen Seite „vom Pferd". Beide Arten von Geräten könnten sich im Mittel recht gut ergänzen.

Einen positiven Effekt auf das Netzverhalten dürften schwellenlose Leistungsanpassungen von Geräten haben, d.h. dass Stromverbraucher nicht mit Schwellen, sondern mit Anpassungsbereichen arbeiten. Eine Außenbeleuchtung würde z.B. bei 130...180 % Relativpreis (ohne Zufallsvariation!) ihre Leistung im Bereich von 100...60 % kontinuierlich herunter-steuern. Eine Zufallsverzögerung (für die Umsetzung jedes einzelnen neuen Steuerungswerts) und eine (recht hohe) maximale Leistungsänderungsgeschwindigkeit müssen allerdings realisiert werden, falls die gesteuerte Gesamtleistung aller identisch arbeitenden Steuerungen nicht geringfügig ist.

3.2.5.2 … und im Großen

Einen auch nur annähernd linearen Zusammenhang zwischen Relativpreis und Leistung aller Netzteilnehmer, die auf den Relativpreis reagieren, wird es nicht geben, das ist klar. Über die Zufälligkeiten bei Schwellen wird sichergestellt, dass sich die kurzfristige Preiselastizität (siehe 2.2.5.1) „einigermaßen“ stetig verändert. Muss noch mehr gefordert werden? Darf die Preiselastizität in einem Relativpreisbereich -zig Mal höher sein als in einem Preisbereich am Rande der Skala? Darf sich die Preiselastizität innerhalb eines schmalen Relativpreis-Bereichs vervielfachen?

Wenn der Relativpreis wirklich nicht nur Steuergröße, sondern auch die nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimale Abrechnungsgröße sein soll, muss die Relativpreis-Ermittlung (siehe 3.3 bis 3.5) so ausgefeilt und robust realisiert werden, dass sie mit extrem unterschiedlichen Preiselastizitäten zurecht kommt.
Nicht zuletzt auch durch die im nächsten Kapitel beschriebenen Mechanismen kann man tatsächlich davon ausgehen, dass die adäquate nichtlineare Ermittlung eines nächsten Relativpreis-Steuerungswerts nach einer beliebigen Änderung des Leistungsgleichgewichts jederzeit und in jeder Situation durch entsprechende Algorithmen möglich ist.
Dahinter steht insbesondere die Vorstellung, dass für die automatisierte Relativpreis-Ermittlung in jeder Situation eine ausreichend gute Abschätzung vorliegt, welche Leistungsänderung sich aus welcher Preisänderung ergeben wird. Sollte sich diese Abschätzung als deutlich unpassend erweisen, so kann man noch während der Laufzeit der zufälligen Verzögerungen einen korrigierten Relativpreis-Steuerungswert nachschieben. Somit ist keine Situation vorstellbar, die nicht auf die in diesem Buch beispielhaft beschriebenen Weisen beherrschbar wäre.

Alle in diesen Kapiteln gegebenen Zahlenwerte sollen nur Beispiele sein. Die genauen Vorgaben für zufällige Verzögerungen, zufällige Schwellwertabweichungen, Zeitabstand bis zur Neuermittlung und Erzeugung der Zufallswerte können sicher nach umfangreichen Diskussionen und Tests einheitlich festgelegt werden.

3.2.6 Prognose-abhängiges Schaltverhalten von Geräten

Die Relativpreis-Prognose wird nicht nur einmalig erstellt, z.B. am Vortag, sondern kontinuierlich angepasst. Dies gilt auch für die direkt bevorstehenden Minuten und Stunden. Die Prognose bietet also jederzeit eine kontinuierliche Weiterführung der Preisentwicklung vom momentanen Relativpreis aus.
Grundsätzlich ist es ausreichend, wenn der prognostizierte Relativpreis als gerundete Ganzzahl (d.h. in 1-%-Schritten) im 5-Minuten-Raster angegeben wird. Diese Angaben können durch die Steuerungen der Geräte interpoliert werden. Allerdings sollten die direkt bevorstehenden zwölf Werte (für die kommenden 60 Minuten) mit 1 Nachkommastelle übertragen werden, damit die Geräte ihren Benutzern die voraussichtliche Uhrzeit für einen bevorstehenden Schaltvorgang ohne allzu große Sprünge ankündigen können.

Geräte, die ihr Verhalten nicht nur vom momentanen Relativpreis, sondern auch von der Prognose abhängig machen, müssen auch dabei zufällige Variationen realisieren, s.u.

3.2.6.1 Geräte ohne Synchronisation von Schaltzeitpunkten

Wenn sicher gestellt ist, dass Geräte gleicher Bauart aufgrund der Umstände zu völlig unterschiedlichen (ungefähr gleich verteilten) Schaltzeitpunkten kommen, dürfen sie einfach unter Einbeziehung der Prognose einen Zeitpunkt errechnen und brauchen dabei nur die normale Zufallsverzögerung von 0...20 s einzuhalten. Beispiele:
Ein prall gefüllter Kühlschrank „weiß“, dass er während der angekündigten Hochpreiszeit voraussichtlich 173 Minuten lang ohne Kühlleistung auskommt, wenn er jetzt das Kühlaggregat ausschaltet. Falls er weiter kühlt, steigt die überbrückbare Zeit. Sobald es günstiger wird, den jetzigen steigenden Preis nicht mehr zu zahlen, sondern erst wieder nach der Hochpreiszeit bei fallenden Preisen zu kühlen, schaltet er ab.
Der Kühlschrank im Nachbarhaus, der momentan wenig Kühlgut enthält, stammt aus derselben Serie, „weiß“ aber, dass er selbst bei Erreichen der niedrigsten Temperatur seines Toleranzbandes nicht mehr als 117 Minuten überbrücken können wird. Aus den Temperaturverläufen während der letzten Abschaltphasen hat er das errechnet. Also wird er die steigenden Preise noch deutlich länger mitmachen müssen, bevor er nach den gleichen Kriterien wie sein „Kollege“ abschaltet.
Selbst wenn alle Kühlschränke im Land dieselbe Steuerung hätten, ergäbe sich durch ihre unterschiedliche Beladung und Umgebungstemperatur eine weite Streuung der Schaltzeitpunkte. Die Ermittlung der Überbrückungszeit sollte allerdings fein genug abgestuft sein, z.B. in 10-Sekunden-Schritten.

Entsprechendes gilt – hier bezogen auf ein bewusstes Aufsuchen der billigsten Zeiten – z.B. für Elektroautos, deren Ladevorgang nachts so lange dauert, dass die Zeit des Preisminimums nicht ausreicht und auch noch die etwas teureren Preise vorher und nachher gezahlt werden müssen. Da man davon ausgehen kann, dass alle diese Autos abends unterschiedliche Ladezustände haben, dürften sich die Schaltzeiten gleichmäßig verteilen.
Die Situation ändert sich grundlegend, wenn ein Auto noch so viel Restladung hat, dass es den Ladevorgang vollständig zum Minimum-Preis erledigen könnte. Dann müssen zusätzliche Vorgaben (s.u.) beachtet werden, damit nicht alle diese Autos gleichzeitig zu Beginn der Minimum-Zeit ihren Ladevorgang starten.

3.2.6.2 Vermeidung der Synchronisation von Schaltzeitpunkten

Wenn viele Geräte gleicher Bauart anhand der Prognose zu identischen Schaltzeitpunkten kommen könnten, sollten diese anders ermittelt werden. Beispiel:
Eine Million Waschmaschinen haben am frühen Abend den Auftrag erhalten, bis 22:00 Uhr eine Ladung Wäsche zu waschen. Da die Preise bis dahin kontinuierlich fallen, würden alle Maschinen so spät wie möglich starten, um genau um 22:00 Uhr fertig zu sein. Die daraus entstehenden Lastwechsel von 2 GW innerhalb einzelner Minuten wären zumindest als unvorteilhaft zu bezeichnen.
Eine gleichmäßige Streuung der Schaltzeiten wird auf folgende Weise erreicht:
Für jede Schaltzeit wird eine Zufälligkeit von 10 % der Dauer des neuen Zustands, mindestens aber 5 Minuten, vorgesehen. Eine Waschmaschine aus obigem Beispiel würde also folgendermaßen vorgehen:

- Der Zustand „Programmablauf“ wird voraussichtlich 90 Minuten dauern.

- 10 % davon sind 9 Minuten.
- Da die vom Benutzer vorgegebene Ende-Zeit nicht nach hinten geschoben werden darf, liegt das Zufalls-Zeitfenster für den Start des Programms bei 20:21:00...20:30:00 Uhr.
- Die Zufallszahl für die Festlegung des Startzeitpunkts innerhalb dieses Fensters kann vorab generiert werden, so dass der Benutzer direkt die Information erhält, von wann bis wann die Maschine voraussichtlich arbeiten wird.

Der tatsächliche Startzeitpunkt bleibt allerdings bis zum Beginn des Start-Zeitfensters ungewiss, da die Prognose ja noch einmal geändert werden könnte. Beispiel:
Um 20:00 wird beginnend ab 21:45 Uhr ein deutlicher Relativpreis-Anstieg angekündigt, so dass die günstigsten 99 Minuten nun zwischen 20:14:00 Uhr und 21:53:00 Uhr liegen. Deswegen verschieben alle Maschinen ihr Start-Zeitfenster auf die Zeit 20:14:00...20:23:00 Uhr.

Für die allermeisten Arten von Geräten, die zu möglichst niedrigem Preis ein Programm durchlaufen sollen, wird es allerdings nicht ausreichen, nur das hier beschriebene Vorgehen zu realisieren. Das im Folgenden beschriebene Verfahren ist wesentlich komplexer, deckt aber die oben beschriebenen Fälle gleich mit ab.

3.2.6.3 Aufsuchen von Preis-Minima

Aufgrund meist deutlich niedrigerer Preise werden viele Waschmaschinen nicht abends, sondern nachts laufen. Hier wird das prognostizierte Preis-Minimum meist deutlich länger andauern als der Programmablauf der Geräte.
Wenn im Folgenden von Waschmaschinen die Rede ist, sind für die Gesamtsicht immer alle Arten von Geräten gemeint, für die es sinnvoll ist, sich an Preis-Minima zu orientieren, z.B. auch E-Mobile und Plug-In-Hybride, die nachts geladen werden sollen.
Ich möchte denkbare Vorgaben an einem konkreten Beispiel entwickeln; ihre Übertragung auf andere Arten von Geräten sollte problemlos möglich sein.

Bei einem länger dauernden Preis-Minimum besteht die Aufgabe nicht nur darin, zu verhindern, dass alle Geräte gleichzeitig starten. Die Ziele des Relativpreis-Konzepts werden dann erreicht, wenn sich die Startzeitpunkte aller seriengleichen Maschinen mit identischer Vorgabe (z.B. 60°-Wäsche ohne Vorwäsche) ab Beginn des Minimums möglichst gleichmäßig verteilen und die letzte Maschine ihr Programm mit Ende des Minimums beendet.
Eine Erleichterung ergibt sich aus folgender Tatsache: Wenn ein konstantes Preis-Minimum angekündigt wird, geht ihm ja i.d.R. eine kontinuierliche Abnahme der Verbrauchslast voraus. Diese setzt sich – wenn man nur die vom Minimum unabhängig agierende Last betrachtet – auch nach Erreichen des angekündigten Minimum-Preises fort. D.h. ohne die Reaktionen von Waschmaschinen usw. würde der Preis weiter sinken. Dadurch dass immer mehr Geräte nun mit ihrem Programm beginnen, bleibt der Preis ungefähr konstant.
Entsprechend ist es gegen Ende des Preis-Minimums: Schon lange vor seinem angekündigten Ende steigt die normale Verbrauchslast wieder an. Parallel dazu nimmt aber ja die durch die Waschmaschinen usw. verursachte Last gleichmäßig wieder ab, weil jetzt viele mit ihrem Programm fertig werden, ohne dass andere neu gestartet werden.
Aufgrund dieser Zusammenhänge kann man für die meisten Nächte von einem Preis-Mini-

mum ausgehen, das über mehrere Stunden konstant prognostiziert wird. Das im Folgenden beschriebene Vorgehen lässt sich allerdings auch auf schwankende Relativpreis-Verläufe anwenden. Wichtig ist nur, dass sich jedes Gerät den für seine Zwecke günstigsten Gesamtzeitraum der Nacht heraussucht und den richtigen RP_{end} verwendet, s.u.

Unser Beispiel:
Fünf Millionen Waschmaschinen haben am Abend den Auftrag bekommen, irgendwann nachts bis 6 Uhr Wäsche zu waschen. Die Prognose sagt, dass der Relativpreis im Zeitraum 1:30...5:00 Uhr ein konstantes Minimum von 53 % haben wird.

Wir picken uns eine bestimmte Waschmaschine raus und schauen, wie sie vorgeht:
- Ihre Vorgaben sind: Bis 6:00 Uhr fertig sein, 60°-Wäsche ohne Vorwäsche, Schleuderzeitpunkt beliebig.
- Der Programmablauf wird voraussichtlich 90 Minuten dauern.
- Da das Aufheizen sofort mit dem Einlaufen des Wassers beginnt und das abschließende Schleudern auch viel Strom verbraucht, soll das gesamte Programm während des Preis-Minimums ausgeführt werden.
- Die Maschine wartet darauf, dass die Prognose für den nächsten Prognosezeitpunkt (die nächsten vollen 5 Minuten) dem dann prognostizierten Minimum entspricht. Das ist um 1:25 Uhr der Fall; das konstante Minimum liegt nun bei 52 % Relativpreis; es gilt nun bis 4:50 Uhr; für 4:55 Uhr wird schon ein Relativpreis von 53 % prognostiziert.
- Die Maschine will ihr Programm spätestens um 4:55 Uhr beenden und wählt deshalb als Start-Zeitfenster die Zeit 1:25 bis 3:25. (Dieses Zeitfenster darf niemals 10 % der Programmablaufzeit unterschreiten, müsste also ggf. verbreitert werden, siehe 3.2.6.2).
- Damit alles Folgende optimal ablaufen kann, braucht die Maschine noch einen allgemeinen Parameter, der von der Relativpreis-Zentrale zusammen mit der Prognose übermittelt wird: Die Schwankungsunempfindlichkeit (fluctuation insensitivity) FI wird momentan mit 4,75 Pp/h (Prozentpunkte / Stunde) vorgegeben. Dieser Wert soll für uns zunächst einfach nur eine Rechengröße sein; in 3.2.6.4 wird ausführlich darauf eingegangen.
- Die Maschine ermittelt ihre Zufallszahl neu, das ist eine Zahl zwischen 0 und 1.
- Der momentane Relativpreis für die Verbrauchsseite (RPC, siehe S. 74) ist = 53,341 %.

Nun stehen alle nötigen Werte fest:
- Momentane Uhrzeit: t_{mom} = 1:25:00 Uhr
- Momentaner RPC: RPC_{mom} = 53,341 %
- Beginn des Start-Zeitfensters: $t_{beg} = t_{mom}$ = 1:25:00 Uhr
- Ende des Start-Zeitfensters: t_{end} = 3:25:00 Uhr
- Prognose-Relativpreis bei t_{end}: RP_{end} = 52 %
- Schwankungsunempfindlichkeit: FI = 4,75 Pp/h = 0,00131944 Pp/s
- Zufallszahl: z = 0,37921

Daraus werden folgende Werte errechnet:
- Zeit-Rahmen (frame): $t_{fra} = t_{end} - t_{beg}$ = 2 h = 7200 s
- Countdown-Zeit (Startwert): $t_{cd} = t_{fra}$ = 7200 s
- Relativpreis-Rahmen (frame): $RP_{fra} = FI * t_{fra}$ = 4,75 Pp/h ∗ 2 h = 9,5 Pp
- Relativpreis-Variationsbereich: $\Delta RP_{var} = RPC_{mom} - (RP_{end} - RP_{fra})$ = 10,841 Pp

Während die Zeit läuft, wird 1x pro Sekunde der Vergleichs-Relativpreis ausgerechnet:

$RP_{comp} = RP_{end} + z * \Delta RP_{var} - t_{cd} * FI$

Sobald folgende Bedingung erfüllt ist, startet der Programmablauf:

$RP_{comp} \geq RPC$ RPC = Relativpreis-Steuerungswert für die Verbrauchsseite

Wie man sieht, gibt die Schwankungsunempfindlichkeit FI die Steigung von RP_{comp} über die Zeit vor (t_{cd} wird ja mit jeder abgelaufenen Sekunde geringer), und zwar für alle Geräte einheitlich. Über die Zufallszahl z, die sich von Gerät zu Gerät unterscheidet, wird nur der Anfangswert von RP_{comp} zwischen $RP_{end} - RP_{fra}$ und RPC_{mom} unterschiedlich eingestellt. Als Erstes wird – bei ansonsten identischen Parametern – eine Waschmaschine mit z = 1 starten (s.u. Abb. 3, Maschine 1), als Letztes eine mit z = 0.

Die Benutzer unserer Beispielmaschine sollen über die voraussichtliche Start- und Ende-Zeit des Programms informiert werden:
RP_{comp} wird für jede kommende Minute berechnet. Voraussichtliche Startzeit ist die Minute, in der RP_{comp} nicht mehr kleiner ist als der prognostizierte RPC.
Um 1:25 Uhr zeigt unsere Maschine als voraussichtliche Startzeit 2:33(:05) Uhr an.

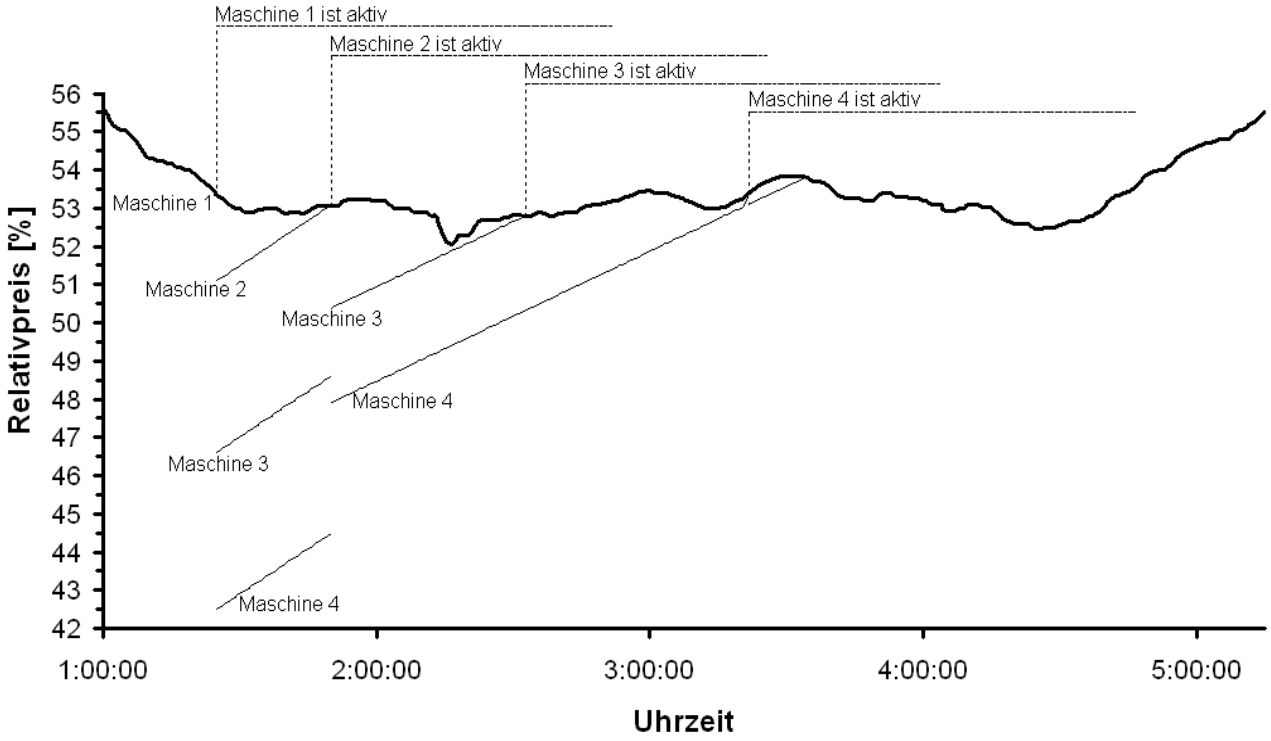

Abb. 3: Nächtlicher Relativpreis-Verlauf mit vier Beispielen zum Text

Falls kurz vor Erreichen von $t_{cd} = 0$ ein nicht rechtzeitig prognostizierter Relativpreis-Anstieg beginnt, kann es dazu kommen, dass t_{cd} negativ wird. Damit die Geräte mit dem spätesten vorgesehenen Startzeitpunkt dann nicht viele Minuten zu spät starten, wird die RP_{comp}-Ermittlung für $t_{cd} < 0$ abgeändert:

$$RP_{comp} = RP_{end} + z * \Delta RP_{var} - t_{cd} * FI * \left(\frac{120\,s - t_{cd}}{120\,s}\right)^2$$

Dadurch steigt RP_{comp} nach Erreichen von $t_{cd} = 0$ überproportional, aber stetig. Nach zwei

Minuten wird mit vierfachem, nach sechs Minuten mit sechzehnfachem, nach vierzehn Minuten mit vierundsechzigfachem FI gerechnet, usw. Für die momentane Relativpreis-Entwicklung ist das zwar kontraproduktiv, aber hier ist es wichtiger, dass sich die Benutzer auf die Ausführung der geplanten Programme verlassen können. (Dies kann ja nur einen sehr kleinen Teil aller Geräte betreffen, weil es nur durch einen Relativpreis-Anstieg verursacht werden kann, der so kurz vor Erreichen von $t_{cd} = 0$ beginnt, dass die Prognose nicht mehr rechtzeitig angepasst und somit t_{end} nicht mehr korrigiert werden kann.)
Beispiel: Abb. 3, Maschine 4 hätte eigentlich um 3:20:00 Uhr starten sollen, startet tatsächlich um 3:21:51, wäre aber ohne Formel-Änderung erst um 3:34:13 gestartet.

Solange $t_{cd} > 0$ ist und die o.g. Bedingung für den Programmstart noch nicht erfüllt ist, müssen die Werte hin und wieder angepasst werden. Beispiel:
Um 1:50 Uhr, bei einem momentanen RPC von 53,074 %, verändert sich die Prognose für die Zeit 1:55...4:45 Uhr auf 53 % Relativpreis; für 4:50 Uhr werden schon 54 % angekündigt. Außerdem wird FI von der Relativpreis-Zentrale neu vorgegeben mit 3,4 Pp/h. Um den neuen Vorgaben zu folgen, muss die Berechnung von RP_{comp} angepasst werden.
Für unsere Beispiel-Waschmaschine (Abb. 3, Maschine 3), deren momentane Countdown-Zeit $t_{cd} = 5700$ s ist, gelten also folgende neuen Werte:

- Momentane Uhrzeit: t_{mom} = 1:50:00 Uhr
- Momentaner RPC: RPC_{mom} = 53,074 %
- Beginn des Start-Zeitfensters: t_{beg} = 1:25:00 Uhr (bleibt unverändert)
- Ende des Start-Zeitfensters: t_{end} = 3:20:00 Uhr
- Prognose-Relativpreis bei t_{end}: RP_{end} = 53 %
- Schwankungsunempfindlichkeit: FI = 3,4 Pp/h = 0,00094444 Pp/s

Die Countdown-Zeit muss neu gesetzt werden: $t_{cd} = t_{end} - t_{mom} = 5400$ s

Der neue Relativpreis-Variationsbereich ΔRP_{var} lässt sich nicht mehr wie zum Zeitpunkt t_{beg} aus drei Werten nachvollziehbar zusammensetzen. In ihm werden jetzt alle Unterschiede zwischen der bisherigen und der neuen Situation zusammengefasst, also die Veränderungen bei t_{end}, RP_{end} und FI. Diejenigen Geräte mit einem $z = z_0$, deren Schaltzeitpunkt im Moment der Änderung erreicht ist, sollen mit den geänderten Werten denselben $RP_{comp} = RP_{mom}$ erreichen. Beispiel: Abb. 3, Maschine 2, mit $z = z_0 = 0{,}79281$.
Ermittlung des neuen ΔRP_{var} incl. Herleitung:
Die RP_{comp}-Formel wird sowohl für die bisherigen Werte als auch für die geänderten Werte nach z_0 aufgelöst:

$$z_0 = \frac{RPC_{mom} - RP_{end_old} + t_{cd_old} * FI_{old}}{\Delta RP_{var_old}} = \frac{RPC_{mom} - RP_{end} + t_{cd} * FI}{\Delta RP_{var}}$$

z_0 interessiert uns hierfür nicht; wir lösen nach ΔRP_{var} auf:

$$\Delta RP_{var} = \frac{RPC_{mom} - RP_{end} + t_{cd} * FI}{RPC_{mom} - RP_{end_old} + t_{cd_old} * FI_{old}} * \Delta RP_{var_old}$$

Für alle noch nicht gestarteten Maschinen ergibt sich einheitlich: $\Delta RP_{var} = 6{,}5262$ Pp.
Der momentane RP_{comp} macht einen Sprung nach oben oder unten, abhängig von den geänderten Werten, liegt aber in jedem Fall unterhalb RPC_{mom}, vgl. Abb. 3, Maschinen 3 und 4.
Die Ermittlung eines neuen ΔRP_{var} aus dem bisherigen kann – immer wenn eine Änderung

dies erforderlich macht – beliebig oft vorgenommen werden.

Unter den neuen Bedingungen und bei leichten Schwankungen von RPC erreicht unsere Beispiel-Waschmaschine (Abb. 3, Maschine 3) ihr Startkriterium um 2:32:43 Uhr bei einem RPC = 52,795 %. Mit einer Zufallsverzögerung von 0...20 s startet sie ihr Programm.

Wenn alle Geräte, die sich am nächtlichen Minimum orientieren, nach dem oben beispielhaft beschriebenen Algorithmus vorgehen, ergeben sich bei konstanten Lastverhältnissen, d.h. konstantem Relativpreis, durch die gleichmäßig verteilten Zufallszahlen z sehr gleichmäßig verteilte Schaltzeiten. Treten während der als konstantes Minimum angekündigten Zeit Schwankungen bei Lastverhältnissen/Relativpreis auf, so sorgt der Algorithmus für eine stärkstmögliche Glättung des Lastverlaufs und somit des Relativpreises.

3.2.6.4 Die Schwankungsunempfindlichkeit als Steuergröße

Wenn Waschmaschinen, Geschirrspülmaschinen usw. nachts zur Sekundärregelung beitragen sollen, dann am ehesten, indem durch ihr vorzeitiges Einschalten zusätzliche Leistung abgerufen wird, bzw. indem durch die Verzögerung ihres Einschaltens weniger Leistung abgerufen wird als eigentlich vorgesehen. Weil Relativpreis-unabhängige Verbraucher, auf das Preisminimum reagierende Verbraucher und sonstige Relativpreis-abhängig gesteuerte Verbraucher zeitgleich agieren, ist es sehr vorteilhaft, das Verhalten einer dieser Gruppen durch einen zentral vorzugebenden Parameter steuern zu können. Besonders dann, wenn alle Steuerungen von Geräten, die sich am nächtlichen Minimum orientieren, nach gleichen Algorithmen arbeiten.

Die Aussage, die in der Steuergröße „Schwankungsunempfindlichkeit“ (FI, fluctuation insensitivity) liegt, lässt sich recht anschaulich beschreiben: Wenn die Relativpreis-Zentrale den Wert FI = 6 Pp/h (Prozentpunkte pro Stunde) vorgibt, dann soll ein Gerät z.B. in einem zeitlichen Abstand vom vorgesehenen Schaltzeitpunkt von

- mehr als 60 Minuten nicht auf Schwankungen von 6 Prozentpunkten,
- mehr als 30 Minuten nicht auf Schwankungen von 3 Prozentpunkten,
- mehr als 10 Minuten nicht auf Schwankungen von 1 Prozentpunkt

reagieren. Umgekehrt heißt das, auf stärkere Schwankungen soll es reagieren, also früher oder – bei vorübergehend ansteigendem Preis – etwas später schalten.
Die Realisierung dieser Vorgabe ist ganz einfach: Die Schwankungsunempfindlichkeit FI gibt, wie im vorigen Unterkapitel beschrieben, die Steigung von RP_{comp} über die Zeit vor. Je stärker die Steigung, desto stärker muss eine Schwankung sein, um den Schaltvorgang auszulösen (vgl. Abb. 3, Maschine 3, Relativpreis-Einbruch ca. 15 Minuten vor dem Einschalten) bzw. zu verzögern.

Qualitativ kann durch optimale FI-Werte Folgendes erreicht werden:

- Am Beginn des nächtlichen Minimums können darüber die Besonderheiten dieser Nacht berücksichtigt werden: Mit welcher Rate nimmt der Minimum-unabhängige Verbrauch ab, und wie viel Gesamt-Verbrauchsleistung wird Minimum-abhängig gesteuert?
- Nach Stabilisierung des Minimums sollte FI passend zur Stärke der Relativpreis-Schwankungen eingestellt werden, mit denen gerechnet wird. So reagieren nicht zu vie-

le, aber auch nicht zu wenige Waschmaschinen usw. auf kurzzeitige Schwankungen.

3.2.7 Problemgeräte außer Reichweite?

Eine Schwäche des hier vorgestellten Gesamtkonzepts soll nicht verschwiegen werden: Hergestellte Verbrauchsgeräte befinden sich nach ihrem Verkauf beim Kunden und sind damit grundsätzlich erst einmal außerhalb der Reichweite des Herstellers und der zentralen Netzsteuerung. Man wird nicht zu 100 % ausschließen können, dass Steuerungs-Chips, die in großen Stückzahlen in Geräte eingebaut wurden, mit Algorithmen arbeiten, die nach ein paar Jahren nicht mehr adäquat auf die mittlerweile veränderten Situationen im Netz reagieren und an der Stabilität des Netzes nagen. Vielleicht könnte man schon in die allererste Generation von Relativpreis-Geräten eine Möglichkeit zum zentral gesteuerten Update der Steuerungsparameter einbauen. Dies könnte z.B. auf einen Schlag für Gerätenummern bestimmter Nummernkreise stattfinden.
Da es sich nicht um ein Update der gesamten Firmware handelt, muss nicht befürchtet werden, dass ein Gerät nach einem fehlgeschlagenen Update gar nicht mehr funktioniert. Durch geeignete Maßnahmen muss allerdings dafür gesorgt werden, dass Manipulationen/ Missbrauch der Update-Möglichkeit ausgeschlossen sind und dass jedes Update sich auch von Hand rückgängig machen lässt. Es bleibt zu hoffen, dass hier bis zum Beginn der Einführungsphase „wasserdichte“ Lösungen gefunden werden.

3.3 Schritt für Schritt zur Relativpreis-Ermittlung

Um eine dynamische Preisbildung mit relativer Preisinformation zu realisieren, wären natürlich unterschiedliche Konzepte denkbar. In den folgenden Unterkapiteln werden die Merkmale herausgearbeitet, die das Konzept „Dynamischer Relativpreis“ charakterisieren. Allen voran die enge Verknüpfung zwischen Preisbildung und zukünftiger virtueller Sekundärregelung, für die es mehrere gute Gründe gibt (siehe 2.1.2 und 3.8.2).

Wer dies und alles weitere zum Kern des Konzeptes Gehörende überspringen möchte, sollte weiter lesen bei 3.7 auf Seite 91 (Fazit zur Relativpreis-Ermittlung).
Um einen Eindruck von der Flexibilität des Konzepts zu erhalten, sollte man auf jeden Fall Kapitel 3.3.5 (Seite 73) überfliegen.

3.3.1 Woran orientiert sich der Relativpreis?

Der Relativpreis soll widerspiegeln, wo Angebot und Nachfrage gerade stehen. Hierbei kommt es nicht auf absolute Aussagen zu beiden Größen an, sondern es reicht eine Gesamtaussage nach nebenstehendem Schema.

Preis	**Nachfrage**		
Angebot	**hoch**	**mittel**	**niedrig**
hoch	normal	billig	sehr billig
mittel	teuer	normal	billig
niedrig	sehr teuer	teuer	normal

Bei starker Windleistung ist das Angebot hoch. Ohne Wind ist das Leistungs-Angebot (zukünftig) „niedrig“.
Der Strom soll dann am teuersten werden, wenn die steuerbare Erzeugung knapp unter

Maximallast fährt. Diese soll ja möglichst nicht erreicht oder gar überschritten werden, und dafür sorgt ein hoher Strompreis automatisch, indem die Strom verbrauchenden Geräte ihren Verbrauch reduzieren. Am wahrscheinlichsten werden solche Situationen natürlich bei wenig Wind erreicht, aber die momentane Leistung der fluktuierenden Erzeugung interessiert hier für die Preisbildung nicht wirklich.
Entsprechend ist es am unteren Ende: Der Strom soll dann am billigsten werden, wenn die steuerbare Erzeugung insgesamt kaum Leistung beiträgt. Noch weiter soll die Schere zwischen Angebot und Nachfrage möglichst nicht auseinanderklaffen, und dafür sorgt ein niedriger Strompreis automatisch, indem die Strom verbrauchenden Geräte ihren Verbrauch steigern. Am wahrscheinlichsten werden solche Situationen bei viel Wind erreicht, aber die momentane Leistung der fluktuierenden Erzeugung interessiert auch hier für die Preisbildung nicht wirklich.

Der Unterschied zwischen der fluktuierenden Einspeisung und den anderen Erzeugungsanlagen ist ja, dass fluktuierende Leistung im Normalfall immer so genutzt wird, wie sie gerade kommt, während die steuerbaren Anlagen nur bei entsprechendem Bedarf produzieren. Extrembeispiel: In -zig Jahren wird es Nächte geben, in denen so viel Windleistung vorhanden ist, dass – ggf. mit Ausnahme an der Primärregelung beteiligter Anlagen – fast alle anderen Erzeugungsanlagen aufhören können (und müssen!), Strom zu produzieren.

Wie ist es in dem weiten Bereich zwischen den Extremen? Wenn der Strompreis ein Instrument zur Angebot-Nachfrage-Steuerung sein soll, bietet es sich an, ihn auch zwischen den Extremen mit Bezug zur Auslastung der steuerbaren Erzeugung zu ermitteln. Das muss nicht unbedingt linear, sollte aber doch kontinuierlich geschehen.

Wohlgemerkt: Der Preis orientiert sich einzig und allein an der Auslastung der steuerbaren Erzeugung, nicht an der absoluten Verbraucherlast. Und auch die momentane fluktuierende Erzeugungsleistung ist unerheblich für die Höhe des Preises.

3.3.2 Das Grundprinzip der Relativpreis-Ermittlung

Auf den ersten Blick liegt es nahe, den Relativpreis aus Leistungsmessungen aller steuerbaren Erzeugungsanlagen kontinuierlich zu ermitteln. Dabei stößt man jedoch auf ein Problem: Erzeugungsanlagen sollen automatisch entscheiden können, ob sich das Anfahren bzw. eine Leistungssteigerung lohnt. Die Größe, anhand der sie das entscheiden, soll der Relativpreis sein. Wenn dieser aber die gleiche Größe misst, die er steuert, gibt es eine unerwünschte Rückkopplung:
Wenn der Relativpreis auf Grund einer geringfügigen Leistungssteigerung etwas ansteigt, reagieren einzelne Erzeugungsanlagen darauf mit einer leichten Leistungssteigerung. Diese wiederum lässt den Relativpreis ansteigen, usw. Mit dem Bedarf der Stromverbraucher hätte das nicht mehr viel zu tun.
Es gibt aber eine viel elegantere, allerdings nicht ganz simple Möglichkeit, die im Folgenden Schritt für Schritt entwickelt werden soll.

Erste Maßnahme ist die Deaktivierung der heutigen Sekundärregelung. Die bisher daran beteiligten Erzeugungsanlagen werden von ihrer Stellgröße abgekoppelt. Eine besondere

Rolle haben jetzt nur noch die an der Primärregelung beteiligten Anlagen. Die Sekundärregler der Regelzonen ermitteln zwar noch ihre Stellgrößen ΔP_{di}, [50] stellen sie aber nun ausschließlich für die zentrale und die Regelzonen-bezogene Relativpreis-Ermittlung zur Verfügung; mehr dazu in 3.3.6.
Für die zentrale Relativpreis-Ermittlung wird folgende Summe gebildet:

$\Delta P_d = \Delta P_{d1} + \Delta P_{d2} + \ ... \ + \Delta P_{dn}$ n = Anzahl der inländischen Regelzonen

Für das leichtere Verständnis nehmen wir drei Vereinfachungen vor, die im Folgenden nach und nach aufgelöst werden (auf den Seiten 69, 70 und 75):

1. Es gibt keine automatische Reaktion der Verbraucher auf den Relativpreis.
2. Außer den an der Primärregelung beteiligten Erzeugungsanlagen sind alle steuerbaren Erzeugungsanlagen so eingestellt, dass sie ihre Leistung linear durch den Relativpreis steuern lassen, der sich im Bereich 0...400 % bewegt. D.h. bei 0 % Relativpreis liefern sie keine Leistung, bei 400 % Relativpreis laufen alle mit Volllast.
3. Alle Austauschprogramme sind = 0, und Leistungsänderungen bei Verbrauchern und Erzeugungsanlagen sind immer gleichmäßig auf die inländischen Regelzonen verteilt.

Dass fluktuierende Erzeugungsanlagen für die Relativpreis-Bildung nicht interessieren, wurde ja weiter oben schon festgestellt. Wir ignorieren sie zunächst, untersuchen ihren Einfluss aber noch.

Wir definieren nun eine neue, virtuelle Sekundärregelung, deren Realisierung zunächst offen bleibt:
Solange nach einer Lasterhöhung mit aktiver Primärregelung ein positives ΔP_d zurück bleibt, erhöhen wir den Relativpreis so, dass über eine gesteigerte Leistung aller Erzeugungsanlagen die Primärregelung abgelöst wird.
Das Ganze geht genauso gut umgekehrt: Solange nach einer Lastverringerung mit aktiver Primärregelung ein negatives ΔP_d zurück bleibt, verringern wir den Relativpreis so, dass über eine verringerte Leistung aller Erzeugungsanlagen die Primärregelung abgelöst wird.

Die Verwendung der ΔP_{di}-Werte erspart uns die Ursachenforschung bei einer Frequenzabweichung. Durch ihre Summierung erhalten wir den von der Sekundärregelung im Inland auszugleichenden Leistungsanteil – denn eine Laständerung mit entsprechender Frequenzabweichung kann ihren Ursprung ja auch teilweise im Ausland haben.

Einen Relativpreis von 0 % erhalten wir nur dann, wenn keine der von ihm gesteuerten Erzeugungsanlagen eine Leistung liefert. Ein Relativpreis von 400 % kann nur dann auftreten, wenn alle Anlagen mit Volllast laufen. Im ganzen Bereich dazwischen ist es immer so, dass der Relativpreis steigt, wenn die Auslastung der von ihm gesteuerten Erzeugungsanlagen steigt, und dass er fällt, wenn ihre Auslastung absinkt.
Der Relativpreis ist eigentlich die steuernde Größe, man macht aber nichts verkehrt, wenn man ihn – wie in den vorigen Aussagen – so charakterisiert, als sei er eine Größe, die sich an der Auslastung der steuerbaren Erzeugungsanlagen orientiert. Genau dieses am Ende des vorigen Unter-

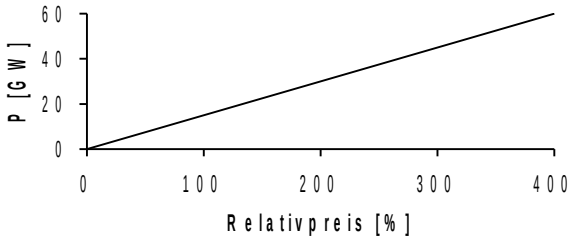

Abb. 4: Erzeugungsleistung über Relativpreis (mit allen Vereinfachungen)

kapitels formulierte Ziel haben wir somit erreicht: Die Höhe des Relativpreises orientiert sich an der momentanen Auslastung der steuerbaren Erzeugung.

Eigentlich setzen wir den Relativpreis nur als Stellgröße einer virtuellen Sekundärregelung ein. Dass sich daraus ein fester Zusammenhang zwischen dem Auslastungsgrad der von ihm gesteuerten Erzeugungsanlagen und der Höhe des Relativpreises ergeben soll, leuchtet nicht auf den ersten Blick ein. Das Entscheidende hierbei ist, dass die von ihm gesteuerten Erzeugungsanlagen, wie oben beschrieben, mit ihrer momentanen Leistung immer wieder reproduzierbar der Bewegung des Relativpreises folgen. Bei einem bestimmten Relativpreis kann sich nur die eine zugehörige Gesamtleistung aller von ihm gesteuerten Erzeugungsanlagen ergeben, wenn man mal von Mess- und Regeltoleranzen absieht.

Mit anderen Worten: Die Gesamtleistung aller steuerbaren Erzeugungsanlagen wird durch Variation des Relativpreises immer wieder an die nicht von fluktuierenden Erzeugungsanlagen abgedeckte Verbraucherleistung angepasst. Daraus ergibt sich ein Maß für die Auslastung der steuerbaren Erzeugung: der Relativpreis. Genau das sollte erreicht werden.
Dieser Zusammenhang ist grundlegend für das Folgende.

Nun wird Vereinfachung Nr. 1 aufgelöst, d.h. ab jetzt reagiert die Verbrauchergesamtheit auf Änderungen des Relativpreises. Wie wirkt sich das aus?

- Wenn der Relativpreis auf Grund eines Lastwechsels anfängt zu steigen, verringern einige Verbraucher ihre Leistungsaufnahme, um dem höheren Preis auszuweichen. Die zum Ausgleich des Lastwechsels nötige Änderung der Gesamt-Erzeugungsleistung fällt also geringer aus, als es ohne Reaktion der Geräte der Fall gewesen wäre, ebenso die Änderung des Relativpreises.
- Das Gleiche gilt auch anders herum: Wenn der Relativpreis auf Grund eines Lastwechsels anfängt abzusinken, steigern einige Verbraucher ihre Leistungsaufnahme, um die verbesserte Preissituation auszunutzen. Dadurch fallen auch hier die nötigen Änderungen der Gesamt-Erzeugungsleistung und des Relativpreises geringer aus.

Wie sieht der Einfluss der fluktuierenden Erzeugung auf den Relativpreis aus?

- Wenn die einzige Änderung, die in einem Moment passiert, eine Verringerung der Windleistung ist, muss der Relativpreis erhöht werden, um einen Ausgleich durch eine gesteigerte Relativpreis-gesteuerte Erzeugungsleistung und eine verringerte Verbraucherlast zu erhalten. Die Momentanleistung der Relativpreis-gesteuerten Erzeugung ist näher an ihre Maximalleistung herangekommen, was korrekterweise durch den höheren Preis ausgedrückt wird.
- Auch dies gilt umgekehrt entsprechend: Wenn die einzige Änderung, die in einem Moment passiert, eine Erhöhung der Windleistung ist, muss der Relativpreis abgesenkt werden, um einen Ausgleich durch eine verringerte Relativpreis-gesteuerte Erzeugungsleistung und eine erhöhte Verbraucherlast zu erhalten. Die Maximalleistung der Relativpreis-gesteuerten Erzeugung liegt weiter entfernt, was korrekterweise durch den niedrigeren Preis ausgedrückt wird.

3.3.3 Der Relativpreis als wirtschaftliche Größe

Nun soll Vereinfachung Nr. 2 aufgelöst werden.

Der Relativpreis ist ja nicht nur Steuergröße für die Erzeugungsanlagen, sondern von ihm hängt gleichzeitig auch der wirtschaftliche Ertrag der Anlagen ab.
Wir geben also Vereinfachung Nr. 2 mit voller Absicht auf. Ein Relativpreis, der linear die rein technische Auslastung aller steuerbaren Erzeugungsanlagen widerspiegelte, wäre für die Abrechnung der durch sie erzeugten Energie kaum brauchbar. Die Aussage, die der Relativpreis liefern soll, ist eher: Die momentane Auslastung der steuerbaren Erzeugungsanlagen ist so hoch, dass die Erzeuger einen Relativpreis von 170 % fordern können und ihn auch erhalten. Oder: Die momentane Auslastung der steuerbaren Erzeugungsanlagen ist so niedrig, dass die Erzeuger nur einen Relativpreis von 60 % fordern können. Der Relativpreis kann also als wirtschaftliche Größe verstanden werden, die eine nichtlineare Nebenaussage über die Gesamt-Auslastung der steuerbaren Erzeugung macht.

3.3.4 Relativpreis-gesteuerte Erzeugungsanlagen

Das Folgende möge nicht so missverstanden werden, als ob zukünftig alle Erzeugungsanlagen nur noch Relativpreis-gesteuert arbeiten dürften. Es reicht, wenn ein nicht allzu kleiner Teil der Anlagen direkt Relativpreis-gesteuert ist, mit allen denkbaren Freiheiten. Der Relativpreis orientiert sich dann eben nur an diesem Teil der Erzeugungsanlagen. Hierzu mehr in 3.6.1.

Für eine funktionierende Preisbildung und virtuelle Sekundärregelung wird von der Erzeugungsseite insgesamt erwartet, dass sie – ähnlich wie auch die Verbrauchsseite – auf jede Änderung des Relativpreises reagiert. Dabei müssen keinesfalls alle Relativpreis-gesteuerten Erzeugungsanlagen auf jede einzelne Änderung reagieren. Bei niedrigeren Preisen sind und bleiben viele Anlagen abgefahren, und bei hohen Preisen laufen viele Anlagen schon mit ihrer Nennleistung und haben keine Variationsmöglichkeit mehr. Es reicht aus, wenn – ähnlich wie auf Verbrauchsseite – immer nur ein Teil der gerade aktiven Anlagen reagiert.

Wenn eine Anlage Relativpreis-gesteuert betrieben wird, heißt das einfach nur, dass sie ihre Leistung in einem schmalen oder weiten Relativpreis-Bereich steigert, wenn der Relativpreis steigt, und verringert, wenn der Relativpreis fällt. Dies kann auf beliebig komplexe Weise gesteuert werden, aber wir fangen mal mit einfachen Beispielen an.
Für viele Erzeugungsanlagen wird es rentabel sein, sie in einem recht schmalen Relativpreis-Bereich zwischen ihrer Mindestleistung und Maximalleistung zu steuern. Solange der Relativpreis noch unter diesem Bereich liegt, bleibt die Anlage im Ruhezustand. Oberhalb des Bereichs läuft sie mit Maximalleistung. Dazwischen wird ihre Leistung im einfachsten Fall linear variiert. Für viele Anlagen kann es Sinn machen, beim „Einstiegspreis“ mit einer relativ hohen „Einstiegsleistung“ anzufahren und dann erst bei einem deutlich niedrigeren „Ausstiegspreis“ und Erreichen der Minimalleistung abzufahren.
Stromspeicher beliebiger Art werden nur dann als Erzeugungsanlagen gesehen, wenn sie Leistung abgeben; auch sie haben einen Einstiegs- und Ausstiegspreis.

Für jeden Erzeuger besteht die Freiheit, seine Anlage möglichst rentabel zu betreiben.
Eine Anlage, die für teure Zeiten bereit gehalten wird, könnte so eingestellt sein:

- Anfahren bei Relativpreis 170 % mit 20 % der Nennleistung.
  Die Nennleistung wird erreicht ab einem Relativpreis von 195 %.
  Abfahren wieder bei Relativpreis 170 %.

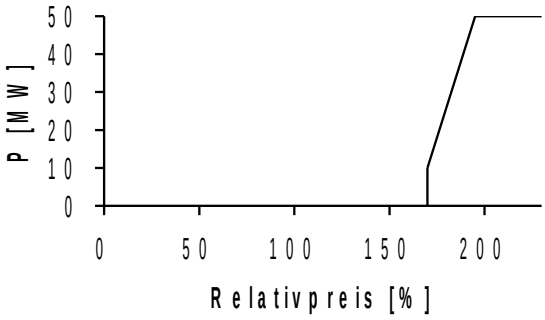

Abb. 5: Eine 50-MW-Anlage für teure Zeiten

Eine Anlage, die möglichst ständig Geld verdienen soll, wäre z.B. so eingestellt:

- Anfahren bei Relativpreis 70 % mit 40 % der Nennleistung.
  Die Nennleistung wird erreicht ab einem Relativpreis von 90 %.
  Abfahren erst bei Relativpreis 45 % mit 20 % der Nennleistung.

Wohlgemerkt: Der Preis, den ein Erzeuger fordern kann, wird automatisch ermittelt und hängt davon ab, in welchem Preisbereich seine Erzeugungsanlage ihre Leistung variiert und wie ihre Preispositionierung im Vergleich zu allen anderen Anlagen liegt. Daraus ergibt sich dann, wie häufig seine Anlage im Laufe eines Jahres wie viel Strom zu welchem Relativpreis liefert.

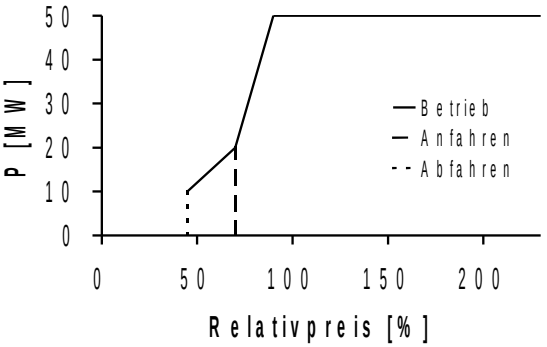

Abb. 6: Eine 50-MW-Anlage, die häufig läuft

In Abb. 7 fällt auf, dass die Gesamtleistung dort unterschiedlich sein kann, wo der Relativpreis für Anfahren und Abfahren nicht identisch ist, je nachdem ob die betreffenden Anlagen gerade laufen oder nicht.

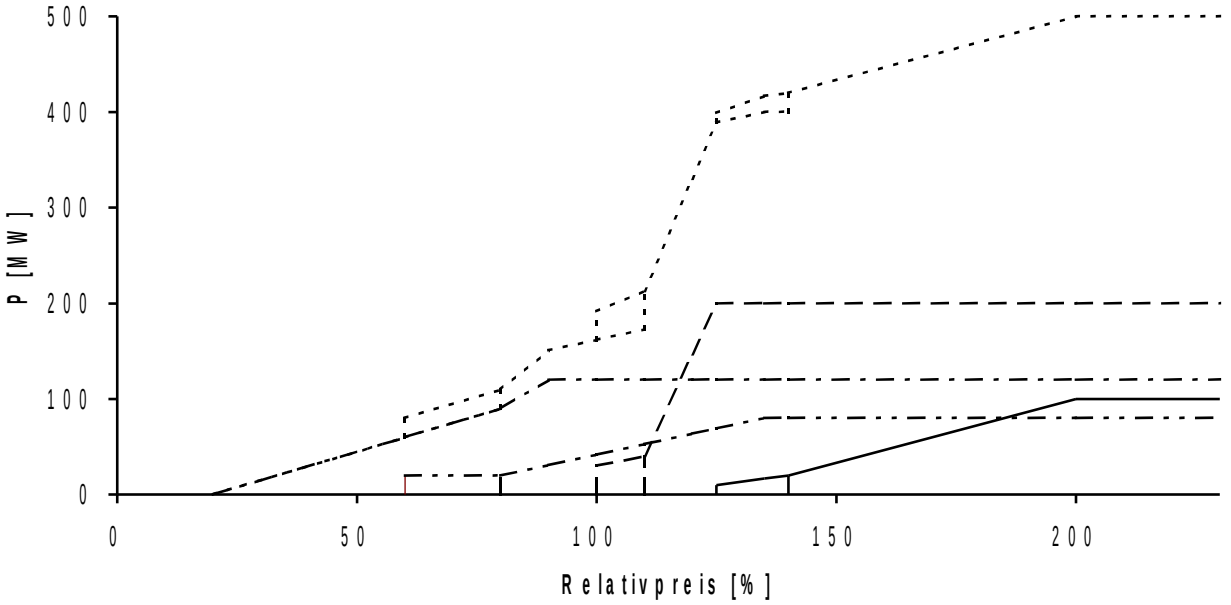

Abb. 7: Leistung von vier Erzeugungsanlagen mit Gesamtleistung

Wenn jemand erstmalig eine Anlage mit einer solchen einfachen Relativpreis-Steuerung betreibt, möchte er natürlich Anhaltspunkte dafür haben, wie rentabel ihr Betrieb sein wird. Unter der Annahme, dass sich die kommenden zwölf Monate ähnlich gestalten werden wie die vergangenen, könnte er z.B. auf einer Internet-Seite seines Netzbetreibers die Relativpreis-bezogenen Parameter seiner Anlage probeweise eingeben und variieren und dann automatisch errechnete Aussagen erhalten:

1. Wie viele Stunden pro Jahr wird die Anlage voraussichtlich Strom erzeugen?
2. Wie viele Stunden pro Jahr wird sie voraussichtlich mit Maximalleistung laufen?
3. Wie viele MWh elektrische Arbeit wird sie voraussichtlich erzeugen?
4. Welchen durchschnittlichen Relativpreis wird sie voraussichtlich erzielen?
5. Welchen Gesamtertrag pro Jahr wird sie voraussichtlich erzielen?

Auch auf Erzeugungsseite sollen starke Sprünge der Preiselastizität natürlich vermieden werden. Diese könnten z.B. durch eine Zusammenballung von Einstiegs- oder Ausstiegs-Relativpreisen vieler Erzeugungsanlagen entstehen. Für diese Schwellwerte müssen ähnliche Zufälligkeiten vorgesehen werden wie für die Verbrauchsseite in 3.2.5 beschrieben. Bei jeglichen Leistungsänderungen sollen Erzeugungsanlagen allerdings keine zufällige Verzögerung, sondern eine maximale Leistungsänderungsgeschwindigkeit von z.B. 20 % der Nennleistung pro Minute haben.

Wenn es einen bestimmten lukrativen Relativpreis-Bereich gibt, der jeden Tag für längere Zeit erreicht wird, liegt es nahe, dass dort viele Relativpreis-gesteuerte Erzeugungsanlagen ihren Variationsbereich haben. Das ist kein Problem. Es führt einfach nur dazu, dass der Relativpreis bei

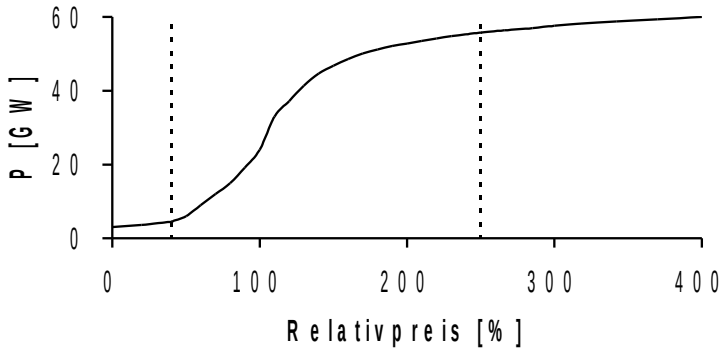

Abb. 8: Gesamtleistung der steuerbaren Erzeugung über Relativpreis, mit Soll-Schwankungsbreite – im Jahr 2037?

gleich bleibender Leistungssteigerung in diesem Bereich sehr langsam ansteigt.
Aufgrund der Vielfalt an Erzeugungsanlagen sollte man davon ausgehen können, dass es keine Relativpreis-Bereiche gibt, in denen auf eine Relativpreis-Änderung keine adäquate Änderung der Erzeugungsleistungen erfolgt. Dies sollte in der Praxis vom Netzbetreiber überprüft werden. Ggf. müsste er durch Anreize (z.B. einen erhöhten Basispreis) dafür sorgen, dass auch in unbeliebten Bereichen der Relativpreis-Skala immer genügend Variation auf Erzeugungsseite stattfindet.

Natürlich gibt es auch in der Welt der Relativpreis-gesteuerten Erzeugungsanlagen immer wieder Veränderungen.

- Wenn eine Relativpreis-abhängig gesteuerte Erzeugungsanlage wegen Defekts oder Wartung vom Netz genommen wird, dann wird eine größere Relativpreis-Änderung als bisher benötigt, um in dem Relativpreis-Bereich, in dem diese Anlage ihre Leistung variiert hat, eine bestimmte Veränderung der Erzeugungsleistung zu erreichen. Für eine bestimmte absolute Gesamtlast oberhalb dieses Bereichs heißt das, dass sie bei etwas höherem Relativpreis erreicht wird. Genau das soll passieren, denn das Gesamt-Angebot hat abgenommen.
- Umgekehrt gilt Entsprechendes: Wenn eine zusätzliche Relativpreis-abhängig gesteuerte Erzeugungsanlage ans Netz geht, z.B. ein neues Biomasse-Kraftwerk, dann erreicht man in dem Relativpreis-Bereich, in dem diese Anlage ihre Leistung variiert, mit einer kleineren Relativpreis-Änderung als bisher eine bestimmte Veränderung der Erzeugungsleistung. Für eine bestimmte absolute Gesamtlast oberhalb dieses Bereichs heißt das, dass sie bei etwas niedrigerem Relativpreis erreicht wird. Genau das soll passieren, denn das Gesamt-Angebot hat zugenommen.

3.3.5 Hohe Freiheitsgrade für steuerbare Erzeugungsanlagen

Erzeuger haben natürlich das Interesse, ihre Anlagen möglichst rentabel einzusetzen. Hierfür werden alle Möglichkeiten und Freiheiten geboten.
Die Möglichkeit, Anlagen ganz oder teilweise Relativpreis-unabhängig zu steuern, besteht immer (siehe 3.6.1), dürfte aber bei Berücksichtigung des Gesamtaufwands oft schlechter abschneiden als automatisierte Lösungen.
Im Unterschied zu den einführend genannten Beispielen können Erzeugungsanlagen natürlich beliebig dynamisch auf der Relativpreis-Skala positioniert werden. Ein-/Ausstiegspreise können beliebig häufig verändert werden, und die Leistungsvariation bei Relativpreis-Änderungen kann einer beliebig komplexen und veränderbaren Funktion folgen.

Da Erzeuger u.U. die Vorstellung haben, ein bestimmtes Preisbildungssystem brächte ihnen die größten Vorteile, sollen alle Freiheiten gelassen werden, auch Systeme einzusetzen bzw. zu integrieren, die unabhängig vom Relativpreis-Konzept entwickelt wurden. Ausgewählte Erzeugungsanlagen und größere gewerbliche Verbraucher könnten dann so betrieben werden, als würde ihre gesamte Preisbildung nach dem alternativen Konzept ablaufen.
Wird ein solches System neben dem Relativpreis-System betrieben (also nicht integriert), kann es nur einen indirekten Einfluss auf die Relativpreis-Neuermittlung haben, nämlich durch die resultierende Leistungsvariation der beteiligten Anlagen. Hierbei muss sicher ge-

stellt werden, dass die Preiselastizität keine Sprünge macht.
Jedes Preisbildungssystem, dessen oberste Ebene mitteilt, wie viel Gesamtleistung/-leistungsunterschied bei welchem Preis zu erwarten ist, kann in das Relativpreis-System integriert werden. Hierbei wird eine direkte Beeinflussung der Relativpreis-Neuermittlung erreicht, und hier sind Vorgaben für die Preiselastizität nicht nötig.
Wenn für einen Teil der Erzeugungsanlagen ein anderes Preisbildungskonzept angewandt wird, entscheidet es natürlich nicht allein über den sich einstellenden Relativpreis, denn die nicht von ihm abhängigen Anlagen und Verbraucher reagieren ja unabhängig auf Preisvariationen. Betrachtet man eine einzelne daran angeschlossene Erzeugungsanlage, steht dann nicht die Preisbildung im Vordergrund, sondern die Entscheidung über die Leistungsvariation in Abhängigkeit vom neu erreichten Relativpreis. Aus Sicht der einzelnen Erzeugungsanlage ergibt sich jedoch sehr wohl der Eindruck, die gesamte Preisbildung würde durch das gewählte System vorgenommen, mit den entsprechenden Vorteilen.
Anmerkung: Dies gilt allerdings nicht in Hinblick auf Vorteile, die sich allein durch Ausgrenzung anderer potenzieller Marktteilnehmer ergeben würden.
Beispiel: Ein System, das mithilfe eines hohen Kommunikations-Aufwands Online-Auktionen zur Preisbildung durchführt, schließt u.U. durch diesen Aufwand billige Haushaltsgeräte aus und erzielt allein stehend höhere Preisspitzen als bei Integration ins Relativpreis-System. Für das Angebot-Nachfrage-Management wird nur bei Einbindung aller Marktteilnehmer das maximal Mögliche erreicht (siehe 2.2.4); da bleibt kein Platz für solche „Vorteile des exklusiven Kreises“.

3.3.6 Vorgaben für die Relativpreis-Ermittlung im Normalbetrieb

Die Größe, nach der sich das Verhalten aller an der Sekundärregelung Beteiligten (auch heute schon) richtet, ist ΔP_{di}. Es wird auch zukünftig im Sekundärregler jeder Regelzone unverändert ermittelt, [51] nur eben nicht mehr direkt als Leistungswert verteilt. Es wird zur Eingangsgröße für die Relativpreis-Ermittlung. Ziel ist, dass die Aufgaben der Sekundärregelung trotz des nichtlinearen Umwegs über die Relativpreis-Werte als Steuergrößen für Erzeugung und Verbrauch mindestens genauso effektiv abgedeckt werden wie heute durch direkte Leistungssteuerung. Proportionalanteil und Integrationszeitkonstante bei der Ermittlung von ΔP_{di} sollten in keiner Regelzone verändert werden müssen. Eher sollte man darüber nachdenken, ob der vorgeschlagene Zeitrahmen 0...20 s für die zufälligen Verzögerungen bei automatischen Reaktionen der Verbraucher optimal gewählt ist.

Neben die ΔP_{di} der Regelzonen treten zukünftig die unterschiedlichen Relativpreis-Werte als Stellgrößen, die den Regelkreis der virtuellen Sekundärregelung schließen:
RPN: Diese Abkürzung bezeichnet den generellen Relativpreis-Steuerungswert im Normalbetrieb. Aus ihm leiten sich die anderen Werte ab, bzw. (je nach Situation) er kann aus den anderen Werten ermittelt werden. Er ist gemeint, wenn allgemein vom Relativpreis die Rede ist, und es spricht viel dafür, aus ihm auch die Relativpreis-Abrechnungswerte zu ermitteln (siehe 3.6.5).
RPC: Dies ist der Relativpreis-Steuerungswert für die Verbrauchsseite (consumption side), der einheitlich für alle Regelzonen gebildet wird. Durch ihn wird dafür gesorgt, dass alle Verbraucher aller Regelzonen gleichermaßen in den Ausgleich von Lastschwankungen ein-

bezogen werden. In den meisten Situationen ist er identisch mit RPN oder sehr nahe an RPN.
RPG_i: Der Relativpreis-Steuerungswert für die Erzeugungsseite (generation side) wird getrennt je Regelzone i gebildet. Potenziell weicht er von RPN ab; allerdings wird dafür gesorgt, dass sich die RPG_i-Werte aller Regelzonen immer so nah wie möglich um RPN herum verteilen; Einzelheiten s.u.

Nun kann endlich Vereinfachung Nr. 3 aus 3.3.2 aufgelöst werden.
Die Ermittlung des Relativpreises so zu beschreiben, als liefe sie für alle Regelzonen zentral und einheitlich ab, war nicht völlig verkehrt. Die Werte RPN und RPC sollen sich tatsächlich von Regelzone zu Regelzone nicht unterscheiden, also zentral für alle Regelzonen ermittelt werden. Alle Verbraucher im ganzen Land sollen einheitlich auf den gleichen Relativpreis reagieren.
RPN wird grundsätzlich so gesteuert, dass alle inländischen Regelzonen gemeinsam ein im Inland entstandenes Leistungsungleichgewicht ausgleichen. Für die Steuerung der Relativpreis-abhängigen Erzeugungsanlagen gibt es allerdings je Regelzone einen eigenen RPG_i. Denn hierbei sollen ja die Momentan-Besonderheiten jeder Regelzone berücksichtigt werden: der tatsächliche Anteil der Zone an der Entstehung der letzten Lastschwankung, die in der Zone zu erwartenden Reaktionsstärken von Verbrauchs- und Erzeugungsseite und natürlich die Austauschprogramme incl. Veränderungen im Rahmen des Netzregelverbundes.
Aus der Sicht von Auslastung und Abrechnung der Erzeugungsseite wäre der Idealzustand, dass alle RPG_i = RPN sind. Dem kommt man im Netzregelverbund trotz der Besonderheiten der Regelzonen sehr nahe. Aber auch unabhängig vom Netzregelverbund legt sich RPN immer so zwischen die RPG_i-Werte, dass sich die leistungsmäßigen Abweichungen aller Regelzonen vom o.g. Idealzustand ausgleichen.
Die Ermittlung von RPG_i muss Hand in Hand gehen mit der RPC-Ermittlung, denn eine Veränderung von RPC führt bei unverändertem RPG_i zu einer Veränderung von ΔP_{di}, weil die Verbrauchsseite in Regelzone i auf jede RPC-Änderung reagiert.

Da die Relativpreis-Ermittlung bewusst mit der Sekundärregelung verknüpft wird, sind auch deren Bedingungen einzuhalten. [52]
Die Zeitvorgabe von 15 Minuten bis zur vollständigen Ablösung der Primärregelung klingt zunächst komfortabel. Aufgrund des geringen Proportionalanteils bei der fortlaufenden Ermittlung von ΔP_{di} wird aber die ausgleichende Leistung nur nach und nach abgefordert; die Trompetenkurve [53] kann nur dann eingehalten werden, wenn auf Änderungen bei ΔP_{di} immer recht zügig reagiert wird. Überschwingen oder gar Oszillationen bei Preis oder Leistung müssen natürlich vermieden werden.

Die Ermittlung neuer Relativpreis-Werte je Regelzone i orientiert sich an der auf Verbrauchs- und Erzeugungsseite insgesamt zu erreichenden Leistungsänderung ΔP_i, die durch die Eingangsgröße ΔP_{di} vorgegeben wird: $\Delta P_i = a * \Delta P_{di}$ wobei $0 < a \leq 1$
Der Faktor a bestimmt den Anteil von ΔP_{di}, der mit einem Berechnungsdurchlauf ausgeglichen werden soll. Im ganzen weiteren Text wird vereinfachend davon ausgegangen, dass a = 1 ist, d.h. dass bei jedem Durchlauf das volle ΔP_{di} ausgeglichen werden soll. Es wird also immer direkt mit ΔP_{di} gearbeitet.

Für die zentrale Relativpreis-Ermittlung wird folgende Summe gebildet:

$\Delta P_d = \Delta P_{d1} + \Delta P_{d2} + \ldots + \Delta P_{dn}$ n = Anzahl der inländischen Regelzonen

Vereinfacht kann man die virtuelle Sekundärregelung und damit auch die Relativpreis-Ermittlung so beschreiben:
RPN wird immer wieder so eingestellt, dass ΔP_d durch Reaktionen von Verbrauch und Erzeugung = 0 wird. Für die RPN-Ermittlung wird dabei so getan, als ob statt RPC und RPG_i nur RPN zur Steuerung von Erzeugung und Verbrauch verwendet würde. Dass dieses Vorgehen zu einem passenden Relativpreis führt, wurde in den vorigen Unterkapiteln erläutert.
Für die Verbrauchsseite wird in allen Regelzonen RPC = RPN eingestellt.
Für die Erzeugungsseite wird in jeder Regelzone i der Wert RPG_i immer wieder so eingestellt, dass ΔP_{di} in der Regelzone = 0 wird. *Hierbei wird die aus RPC resultierende Reaktion von Verbrauchsseite berücksichtigt, d.h.:*

- *Im Normalfall, wenn ΔP_{di} das gleiche Vorzeichen hat wie ΔP_d, übernimmt die Verbrauchsseite einen Teil der in Regelzone i beabsichtigten Leistungsänderung. Nur der verbleibende Rest muss noch durch Veränderung von RPG_i über die Erzeugungsseite hervorgerufen werden.*
- *In besonderen Fällen ist zwar das Vorzeichen von ΔP_d gleich, aber sein Betrag (aufgrund einer vielfach stärkeren Leistungsabweichung in einer anderen Regelzone) so hoch, dass die Leistungsänderung der Verbraucher in Regelzone i über das eigentlich gewünschte Maß hinaus geht. RPG_i muss sich dann entgegen der ursprünglich von ΔP_{di} vorgegebenen Richtung verändern, damit die Erzeugungsseite in der Regelzone das Gleichgewicht herstellen kann.*
- *In anderen besonderen Fällen, in denen ΔP_{di} ein anderes Vorzeichen hat als ΔP_d, muss RPG_i stärker verändert werden als eigentlich von ΔP_{di} vorgegeben, weil die Verbrauchsseite in die Gegenrichtung zieht.*

Die beiden letzten Fälle stellen bei kleinen oder mittleren Leistungsabweichungen in Regelzone i kein Problem dar. Sie treten gerade dann auf, wenn in mindestens einer anderen Regelzone eine deutlich stärkere Leistungsabweichung besteht. Bei starken Leistungsabweichungen in Regelzone i wird ihr ΔP_{di} ausschlaggebend für Betrag und Vorzeichen von ΔP_d sein, also werden die besonderen Fälle gerade dann nicht zutreffen.
Es ist sinnvoll, wenn alle Verbraucher im Land dabei mithelfen, die stärksten Lastveränderungen auszugleichen – genau dafür sorgt ΔP_d mit Vorzeichen und Betrag.
Eine Beschränkung auf die Verbraucher der betroffenen Regelzone würde Extremsituationen bei Leistung und Preis in jeder Regelzone viel wahrscheinlicher machen.

Bis hierher wurde alles so beschrieben, dass es auch ohne Netzregelverbund [54] funktioniert, d.h. jede Regelzone könnte Leistungsungleichgewichte vollständig selbst ausregeln. Dies macht Sinn, weil die Regelzonen auch im Netzregelverbund die Fähigkeit behalten müssen, in den autarken Betrieb zurückzufallen [55]. Wenn der Netzregelverbund aktiv ist, findet eine fortwährende Veränderung der Sollwerte für die Austauschleistungen statt, siehe unten am Ende von 3.4.2.

Wie aus den Leistungswerten ΔP_{di} und ΔP_d in jeder Situation passende Relativpreis-Steuerungswerte RPC und RPG_i werden können, soll im Folgenden erarbeitet werden.

3.4 Die Realisierung der Relativpreis-Ermittlung

In diesem Kapitel wird ein mögliches Verfahren vorgestellt, wie der Relativpreis für Erzeugung und Verbrauch ermittelt und kontinuierlich angepasst und somit die neue virtuelle Sekundärregelung realisiert werden könnte. Oberstes Ziel bei Auswahl und Beschreibung des Verfahrens war die leichte Nachvollziehbarkeit, aufbauend auf den in 3.3 erarbeiteten Grundlagen. Das Verfahren arbeitet in sich perfekt; bei ungefähr passender Bereitstellung der benötigten Hilfsgrößen (siehe 3.5) arbeitet es einwandfrei.
Es gäbe durchaus auch andere denkbare Wege der Realisierung, die genauso auf Kapitel 3.3 aufbauen könnten, aber möglicherweise komplexer zu beschreiben und schwieriger nachzuvollziehen wären.

3.4.1 Von der Preiselastizität zur Leistungsreaktion

Hinter der Ermittlung neuer Relativpreis-Werte steckt ja immer die Absicht von Leistungsveränderungen bei Erzeugung und Verbrauch. Leider kann aber weder für die Erzeugungs- noch für die Verbrauchsseite eine verlässliche Preis-/Leistungs-Funktion angegeben werden, geschweige denn eine konstante Preiselastizität. Dafür gibt es zu viele sich ständig ändernde Einflussgrößen.
Um die Sekundärregelung gut genug zu erledigen, müssen wir aber Leistungsveränderungen abschätzen können.
Die kurzfristige Preiselastizität (siehe 2.2.5.1) wäre hier definiert als relative Änderung der Leistung geteilt durch relative Änderung des Preises, eine Zahl ohne Einheit. Auf Verbrauchsseite wäre es eine negative Zahl, auf Erzeugungsseite ein positive Zahl.
Im Folgenden werden wir allerdings nicht direkt mit der so definierten Preiselastizität arbeiten, sondern mit einer wie folgt frei definierten „Leistungsreaktion“ (power response) Pre:

$$\mathrm{Pre} = \frac{\Delta P}{\Delta RP} \qquad \textit{mit der Einheit } \frac{\mathrm{MW}}{\mathrm{Prozentpunkt}},\ \textit{kurz } \frac{\mathrm{MW}}{\mathrm{Pp}}$$

Als positive Leistungsdifferenz ΔP (bei positiver Relativpreisänderung ΔRP) gilt auf Erzeugungsseite eine Leistungssteigerung, auf Verbrauchsseite eine Leistungsreduzierung. Entsprechend sind bei negativer Relativpreisänderung (Preisreduzierung) auch negative Leistungsdifferenzen zu erwarten, nämlich auf Erzeugungsseite eine Leistungsreduzierung, auf Verbrauchsseite eine Leistungssteigerung. Wir werden somit bei normalem Verhalten von Geräten und Anlagen immer eine positive Pre erhalten.
Die Leistungsreaktion Pre unterscheidet sich also von der Preiselastizität dadurch, dass sie

- einheitenbehaftet ist,
- keine Vorzeichenumkehr zwischen Erzeugung und Verbrauch vornimmt,
- die betrachteten Differenzen nicht ins Verhältnis zum jeweiligen Ausgangswert setzt.

Man darf annehmen, dass sie, ohne allzu große Fehler zu riskieren, vom momentanen Punkt aus linear für alle Sprünge nach oben und unten angewendet werden kann.

Für das Folgende gehen wir davon aus, dass zu jedem Zeitpunkt in jeder Regelzone i ungefähr passende Werte für die Leistungsreaktion bekannt sind: PreC_i für die Verbrauchsseite (consumption side) und PreG_i für die Erzeugungsseite (generation side). Dass und wie die-

se Werte tatsächlich passend ermittelt werden können, werden wir später noch sehen (in 3.5.1 und 3.5.2).

Ein hilfreicher Zusammenhang soll noch erwähnt werden: Dadurch, dass alle Regelzonen mit einem sehr ähnlichen Mix an Verbrauchseinheiten ausgestattet sein werden (anders als auf Erzeugungsseite), werden Veränderungen bei $PreC_i$ in allen Regelzonen recht einheitlich ausfallen. Dies natürlich nur relativ, denn aufgrund der unterschiedlich großen Gebiete werden sich die $PreC_i$ absolut immer unterscheiden.

3.4.2 Die Ermittlung des Relativpreises im Normalbetrieb

Alles hier Beschriebene baut auf den in 3.3.6 gemachten Vorgaben auf.

Die Ermittlung neuer Relativpreis-Werte erfolgt nicht in einem festen Rhythmus, allerdings wird es i.d.R. sinnvoll sein, nach der Übermittlung neuer Werte so lange zu warten, bis die zufälligen Verzögerungen von 0...20 s auf Verbrauchsseite beendet sind. Wenn regelmäßig neue Werte ermittelt werden, dürfte sich so zwischen den Berechnungsdurchgängen ein Abstand von ca. 30 s ergeben. Diese Zeit kann bei Bedarf auf einen Bruchteil abgekürzt werden (siehe 3.5.3). Solange alle $\Delta P_{di} = 0$ oder sehr gering sind, werden keine neuen Relativpreis-Werte ermittelt; sobald sich das ändert, kann zu einem beliebigen Zeitpunkt ein neuer Berechnungsdurchlauf erfolgen.

Die Relativpreis-Ermittlung im Normalbetrieb kennt zwei Zustände:
- den Normalzustand (dauerhaft),
- den Zustand „Lastsprung-Ausgleich“ (vorübergehend).

Im **Normalzustand** werden nur die RPG_i-Werte und RPN verändert, aber nicht RPC. In diesem Zustand werden geringe ΔP_{di}-Werte, die in der einen oder anderen Regelzone auftreten, durch RPG_i-Anpassungen immer wieder ausgeglichen:

$$\Delta RPG_i = \frac{\Delta P_{di}}{PreG_i}$$

$$RPG_{i_neu} = RPG_{i_alt} + \Delta RPG_i$$

RPC bleibt unverändert, aber RPN muss angepasst werden:

$$RPN = \frac{(RPC * (PreC_1 + PreC_2 + \ ... \ + PreC_n) + RPG_1 * PreG_1 + RPG_2 * PreG_2 + \ ... \ + RPG_n * PreG_n)}{(PreC_1 + PreC_2 + \ ... \ + PreC_n + PreG_1 + PreG_2 + \ ... \ + PreG_n)}$$

Hierdurch spiegelt RPN die auf die Leistung(sveränderbarkeit) bezogene „Mitte“ zwischen den RPC- und RPG_i-Werten wider.
Die veränderten RPG_i-Werte werden an alle Erzeugungsanlagen in der betreffenden Regelzone übertragen, und diejenigen Anlagen, die sich automatisch davon steuern lassen, verändern ihre Leistung. Dadurch wird ΔP_{di} wieder in Richtung 0 bewegt. Die Ermittlung und Übertragung von RPG_i-Werten sollte in allen Regelzonen synchron erfolgen.

Die auf die Leistung bezogene Abweichung von RPC zu RPN kann nach jedem Berechnungsdurchlauf wie folgt ermittelt werden:

$$\Delta P_{RPC} = (RPC - RPN) * (PreC_1 + PreC_2 + \ ... \ + PreC_n)$$

Es wird eine Maximalabweichung ΔP_{RPCmax} festgelegt, die im Normalzustand nicht überschritten werden soll: $|\Delta P_{RPC}| \leq \Delta P_{RPCmax}$

Der Normalzustand wird vorübergehend verlassen, wenn das folgende Ereignis eintritt:
Es liegen ein oder mehrere $\Delta P_{di} \neq 0$ vor, nach deren Ausgleich im Normalzustand ein über die Maximalabweichung hinaus gehendes ΔP_{RPC} entstünde. In diesem Fall wird nicht versucht, den Leistungsausgleich im Normalzustand ohne Veränderung von RPC durchzuführen.
Dieses Ereignis bewirkt einen Wechsel zum Zustand „Lastsprung-Ausgleich".

Der **Zustand „Lastsprung-Ausgleich"** sorgt bei beliebigen Verläufen aller ΔP_{di} für eine adäquate Reaktion von Verbrauchs- und Erzeugungsseite.
Zunächst werden RPN und RPC entsprechend ΔP_d neu ermittelt:

$$\Delta P_d = \Delta P_{d1} + \Delta P_{d2} + \ ... \ + \Delta P_{dn}$$

$$\Delta RPN = \frac{\Delta P_d}{PreC_1 + PreC_2 + \ ... \ + PreC_n + PreG_1 + PreG_2 + \ ... \ + PreG_n}$$

$$RPN_{neu} = RPN_{alt} + \Delta RPN$$

$$RPC_{neu} = RPN_{neu}$$

Nun werden auch alle RPG_i neu ermittelt:

$$\Delta RPG_i = \frac{\Delta P_{di} - (RPC_{neu} - RPC_{alt}) * PreC_i}{PreG_i}$$

$$RPG_{i_neu} = RPG_{i_alt} + \Delta RPG_i$$

Die neuen Werte RPC und RPG_i werden in allen Regelzonen zeitgleich übertragen. Die von der Sekundärregelung erwartete Leistungsveränderung je Regelzone ergibt sich durch die Reaktionen von Verbrauchs- und Erzeugungsseite. Nach ca. 30 s können die veränderten ΔP_{di} für eine weitere Neuermittlung aller Werte verwendet werden.

Es wird eine so genannte Rückkehrschwelle ΔP_{d_min} festgelegt, deren Wert deutlich unter ΔP_{RPCmax} (siehe Normalzustand) liegen muss. Vor jeder weiteren Relativpreis-Neuermittlung im Zustand „Lastsprung-Ausgleich" wird ΔP_d verglichen mit ΔP_{d_min}:

$$|\Delta P_d| \geq \Delta P_{d_min}$$

Sobald diese Bedingung einmal nicht mehr eingehalten wird, erfolgt der Wechsel zurück in den Normalzustand. Bei der Rückkehr aus dem Zustand „Lastsprung-Ausgleich" ist in jedem Fall RPC=RPN.

Durch die beiden beschriebenen Zustände wird erreicht, dass die Verbrauchsseite in alle größeren Ausregelvorgänge und alle dauerhaften Preisbewegungen voll einbezogen wird, aber von den ständigen kleineren Schwankungen verschont bleibt. Letztere werden – wie heute auch – ausschließlich von Erzeugungsseite ausgeregelt.

Die beschriebene Relativpreis-Ermittlung lässt sich sehr gut im Netzregelverbund [56] anwenden. Dabei ist es nur im Zustand „Lastsprung-Ausgleich" nötig/sinnvoll, die Sollwerte der Austauschleistungen fortwährend zu modifizieren; Maßstab für die Aufteilung der Leistungsungleichgewichte sind die für die Sekundärregelung verfügbaren Erzeugungsleistun-

gen. Außerdem soll dafür gesorgt werden, dass die RPG_i der Regelzonen immer möglichst nahe bei RPN bleiben. Hierfür wird, so häufig wie durch den Netzregelverbund vorgegeben, immer wieder folgende Berechnung umgesetzt:
Der saldierte Regelzonensaldo [57], ein vorzeichenbehafteter Leistungswert, wird aufgeteilt in einen Ausgleichswert je Regelzone, und zwar im Verhältnis der ($PreG_i$+$PreC_i$) der Regelzonen. Je Regelzone wird die momentane Abweichung zwischen RPG_i und RPN über $PreG_i$ in einen vorzeichenbehafteten Leistungswert umgerechnet und zum Ausgleichswert addiert; das geschieht über alle Regelzonen summenneutral.
Entsprechend den Vorgaben des Netzregelverbundes [58] müssen nun noch ggf. begrenzte Austauschsaldi berücksichtigt werden. Kann ein Ausgleichswert deswegen nicht voll übernommen werden, so muss der verbleibende Rest (vorzeichenbehaftet) diesmal im Verhältnis der $PreG_i$ (ohne $PreC_i$) auf die Ausgleichswerte der übrigen Regelzonen verteilt (d.h. addiert) werden. Im letzten Schritt werden, so wie heute, die Sollwerte der Austauschleistungen summenneutral so verändert, dass innerhalb jeder Regelzone nicht das gemessene Leistungsungleichgewicht, sondern nur der jeweils errechnete Ausgleichswert ausgeglichen werden muss.

3.4.3 Zusammenfassung: Relativpreis-Ermittlung im Normalbetrieb

Was die hier in 3.4 beschriebene Relativpreis-Ermittlung leistet und was auch jede andere Realisierungsvariante – aufbauend auf den in 3.3.6 gemachten Vorgaben – leisten müsste, lässt sich wie folgt zusammenfassen:

Im Zuge der Relativpreis-Ermittlung sind folgende Steuerungswerte von Bedeutung:
RPN = genereller Relativpreis-Steuerungswert im Normalbetrieb
RPC = Relativpreis-Steuerungswert für die Verbrauchsseite
RPG_i = Relativpreis-Steuerungswert für die Erzeugungsseite, getrennt je Regelzone i

Mit jedem neu ermittelten RPN ist eine Summe beabsichtigter Leistungsänderungen auf Verbrauchs- und Erzeugungsseite verbunden. Diese entspricht der Summe der Stellgrößen der Sekundärregler aller Regelzonen. RPC setzt dies für die Verbrauchsseite in allen Regelzonen gleichermaßen um. Für die Erzeugungsseite ergeben sich in den einzelnen Regelzonen RPG_i-Werte, die sich an der Stellgröße der jeweiligen Regelzone orientieren.
Der Effekt ist, dass bundesweit alle Verbraucher gleich stark an der Ablösung der Primärregelung mitwirken, während die Erzeugungsanlagen in den einzelnen Regelzonen darauf hinwirken, dass neben der Ablösung der Primärregelung auch die Einhaltung der Austauschprogramme erreicht wird. Dies geschieht sehr gut auch im Netzregelverbund. [59]

Durch die Übertragung der Relativpreise an Verbraucher und Relativpreis-gesteuerte Erzeugung wird gleichzeitig die zukünftige virtuelle Sekundärregelung realisiert, siehe 3.8.2.

3.5 Die Hilfsgrößen für die Relativpreis-Ermittlung

Um alles in Kapitel 3.4 Beschriebene zu realisieren, müssen die Hilfsgrößen $PreC_i$ (Leistungsreaktion der Verbrauchsseite) und $PreG_i$ (Leistungsreaktion der Erzeugungsseite) je Regelzone ermittelt werden. Hierfür gibt es unterschiedliche denkbare Lösungen, die sich

vor allem im Aufwand und in der Exaktheit der Werte unterscheiden dürften.
Wer nicht daran zweifelt, dass sich die Hilfsgrößen mit genügend Aufwand in jeder Situation genau genug ermitteln lassen, könnte dieses Kapitel überspringen und weiter lesen bei Kapitel 3.6 auf Seite 86.

Der Weg, der hier beispielhaft beschrieben werden soll, zeichnet sich folgendermaßen aus:

- Beschränkung auf Eingangsgrößen, die auch heute schon für die Sekundärregelung genutzt werden.
- Leichte Nachvollziehbarkeit.
- Mit Rücksicht auf die beiden ersten Punkte wird als Grundversion eine „gut-genug"-Lösung beschrieben, die Perfektionisten möglicherweise nicht befriedigen wird. Als schwächstes Glied in der Kette macht sie auch aus dem in 3.4 beschriebenen Verfahren eine gut-genug-Lösung. Gut genug bedeutet hier allerdings, dass schon bei der Grundversion die Einhaltung aller ENTSO-E-Vorgaben für die Sekundärregelung [60] (incl. Qualitätsüberprüfung anhand der Trompetenkurve [61]) mit Sicherheit gegeben sein dürfte.

Bedenken bzgl. der grundsätzlichen Realisierbarkeit des Relativpreis-Konzepts sollten sich nicht an der hier dargestellten Lösung entzünden. Denn mit leichter Erhöhung der Komplexität und ggf. durch Verwendung weiterer Eingangsgrößen ließe sich die Grundversion so weit perfektionieren wie gewünscht, siehe 3.5.4. Damit könnte das in 3.4 beschriebene Verfahren seine Perfektion ausspielen.

Um $PreC_i$ und $PreG_i$ immer wieder neu zu ermitteln, werden die beiden in 3.4.2 genannten Zustände um einen weiteren ergänzt: Zustand „$PreC_i$-Ermittlung" (vorübergehend).
Wenn das in 3.4.2 genannte Kriterium für das Verlassen des Normalzustands erfüllt ist, wird nun – abweichend von der dortigen Beschreibung – der Zustand „$PreC_i$-Ermittlung" angesprungen.

Im **Zustand „$PreC_i$-Ermittlung"** werden nur RPC und RPN verändert, aber kein RPG_i. Er dient in erster Linie der Neuermittlung der Leistungsreaktion auf Verbrauchsseite.
RPC wird anhand der bisherigen $PreC_i$-Werte neu ermittelt:

$$\Delta RPC = RPN_{old} - RPC_{old} + \frac{\Delta P_d}{PreC_1 + PreC_2 + \ ... \ + PreC_n}$$

$$RPC_{new} = RPC_{old} + \Delta RPC$$

RPC soll den Wert des (bisherigen) RPN annehmen und außerdem noch voll die durch ΔP_d geforderte zusätzliche Leistungsveränderung übernehmen.
RPN muss dann wieder angepasst werden, wie in 3.4.2 beim Normalzustand beschrieben.

Man beachte: RPN stellt ja bei Beginn des Zustands die an der Leistung orientierte „Mitte" zwischen RPC und allen RPG_i dar. Leistungsbezogen weicht RPC davon in der einen Richtung so weit ab wie der Durchschnitt aller RPG_i in der anderen Richtung. Durch den obigen Berechnungsgang setzt der neue RPC-Wert nicht beim bisherigen RPC, sondern bei RPN an. Dies führt in jedem Fall zu einem Leistungsungleichgewicht, das beim nächsten Berechnungsdurchlauf von der Erzeugungsseite ausgeglichen werden muss. Dadurch wird eine Messung der Leistungsreaktion erst von Verbrauchsseite (siehe 3.5.1) und dann von

Erzeugungsseite (nur im Normalzustand, siehe 3.5.2) möglich.
Nachdem im Zustand „$PreC_i$-Ermittlung“ einmalig ein geänderter RPC-Wert ausgegeben wurde, wird anhand des sich ca. 30 s danach einstellenden ΔP_d entschieden, wie es weitergeht:

$$| \Delta P_d | \leq | \Delta RPC * (PreC_1 + PreC_2 + \ ... \ + PreC_n) |$$

Falls obige Bedingung erfüllt ist, also das neue ΔP_d höchstens die gleiche Größenordnung hat wie die zuletzt durch ΔRPC beabsichtigte Leistungsänderung, erfolgt die Rückkehr zum Normalzustand. Dort besteht die Möglichkeit, $PreG_i$ zu ermitteln.
Falls obige Bedingung nicht erfüllt ist, also ein stärkerer Lastsprung auszugleichen ist, erfolgt der Wechsel zum Zustand „Lastsprung-Ausgleich“.

Der dritte Zustand wurde eingeführt, um $PreC_i$ und $PreG_i$ gut ermitteln zu können. Die eigentliche Ermittlung wird im Folgenden beschrieben.

3.5.1 Ermittlung der Leistungsreaktion auf Verbrauchsseite

Im Zustand „$PreC_i$-Ermittlung“ wird RPC einmalig neu ermittelt und an die gesamte Verbrauchsseite übertragen. Unter Berücksichtigung der zufälligen Verzögerungen von 0...20 s auf Verbrauchsseite sollte man ca. 30 s später die zugehörige Veränderung der Gesamtregelabweichung (area control error [62]) G_i in jeder Regelzone messen können. Daraus errechnet sich die tatsächliche Leistungsreaktion der Verbrauchsseite $PreC_i$:

$$\Delta G_i = G_{i_neu} - G_{i_alt}$$

$$PreC_i = \frac{\Delta G_i}{\Delta RPC}$$

Alle Laständerungen auf Verbrauchs- oder Erzeugungsseite, die zufällig während der 30 s stattgefunden haben, verfälschen natürlich das Ergebnis. Da diese Messung jedoch nicht bei sehr geringen RPC-Änderungen stattfindet, kann man davon ausgehen, dass man recht häufig nahezu unverfälschte Messungen erhält. Durch eine Analyse der letzten 5...10 Messungen, die sich ja i.d.R. alle in einem sehr nahen Preisbereich abspielen, kann man die Ausreißer ermitteln und je Regelzone eine plausible $PreC_i$ berechnen.

3.5.2 Ermittlung der Leistungsreaktion auf Erzeugungsseite

Wie in 3.4.2 beschrieben, sollen im „Normalzustand“ nur die RPG_i auf $\Delta P_{di} \neq 0$ reagieren. Hierbei können die Verläufe von ΔP_{di} und G_i in jeder Regelzone ständig aufgezeichnet werden. Die meistens zu beobachtenden sehr geringen Schwankungen eignen sich nicht für eine Ermittlung von $PreG_i$, da neben den durch RPG_i verursachten Leistungsänderungen störende sonstige Laständerungen zu erwarten sind, die in der gleichen Größenordnung liegen. Gibt es jedoch in einer Regelzone ein etwas stärkeres ΔP_{di}, das nicht zum Verlassen des Normalzustands führt, so kann man anhand der Änderung von G_i innerhalb von 1...3 Minuten ermitteln, wie stark die Leistungsreaktion auf die in dieser Zeit erfolgten RPG_i-Änderungen ist. Das Gleiche gilt für die ersten Minuten nach jeder Rückkehr aus dem Zustand „$PreC_i$-Ermittlung“.
Der Messzeitraum sollte so gewählt werden, dass die Reaktion spät/langsam reagierender

Erzeugungsanlagen größtenteils mit erfasst wird, aber die Wahrscheinlichkeit störender sonstiger Laständerungen nicht zu groß wird.

Auf Erzeugungsseite sind zwar die einzelnen Regelzonen durchaus unterschiedlich ausgestattet und müssen deshalb völlig getrennt behandelt werden. Aber im Gegensatz zur Verbrauchsseite muss man hier nicht damit rechnen, dass die Preiselastizität in einem Preisbereich stark variiert. Natürlich wird es über die gesamte Soll-Schwankungsbreite gesehen stark unterschiedliche Preiselastizitäten geben. Aber in einem nicht allzu großen Ausschnitt der Soll-Schwankungsbreite kann man sich auf ungefähr gleich große Preiselastizitäten verlassen. Das heißt, dass man bei der $PreG_i$-Ermittlung durchaus -zig letzte Werte mit heranziehen kann, um Verfälschungen durch störende Laständerungen auszublenden.

3.5.3 Besondere Situationen beim Leistungsausgleich

Wie oben beschrieben, stehen ständig sowohl für die Erzeugungs- als auch für die Verbrauchsseite passend ermittelte Werte der Leistungsreaktion bereit. Unter normalen Umständen sollte sich mit wiederholter Anwendung dieser Werte jede Lastschwankung vollständig ausregeln lassen. Dies gilt auch dann, wenn während des Regelvorgangs weitere Lastschwankungen hinzu kommen und nach insgesamt starken Preisbewegungen die Pre-Werte nicht mehr als gut passend anzusehen wären, sich also z.B. um 30...50 % verändert hätten. Denn durch die ΔP_{di} wird – auch heute schon – dafür gesorgt, dass der Ausgleich stattfindet, auch wenn die Reaktionen unterschiedlich stark oder schnell ausfallen. Insgesamt ist das also ein sehr robustes System.

Stellt die Annäherung an das nächtliche Preis-Minimum (siehe 3.2.6.3) eine besondere, kritische Situation dar? Ja und nein.
Ja, weil die Leistungsreaktion von Verbrauchsseite stark ansteigt, sobald der Minimum-Preisbereich erreicht wird. Bei großen Last- und RPC-Sprüngen in den Preisbereich hinein können die Leistungsreaktionen ein Vielfaches der zuletzt im Zustand „$PreC_i$-Ermittlung“ gemessenen Werte betragen. Wäre die Relativpreis-Ermittlung darauf nicht vorbereitet, so ergäbe sich ein deutliches Überschwingen bei Preis und Leistung.
Nein, weil der kritische Preisbereich und die zu erwartenden Leistungsreaktionen ja bestens bekannt sind. Der Preisbereich wird durch die Relativpreis-Prognose vorgegeben, braucht also einfach nur berücksichtigt werden. Und auch die zu erwartende Stärke der Reaktionen wird durch die Schwankungsunempfindlichkeit FI (siehe 3.2.6.4) von der Relativpreis-Zentrale vorgegeben und kann – bei richtig prognostizierter Gesamtleistung der beteiligten Geräte – exakt vorherbestimmt werden. Somit sind – falls nötig – beliebig große Sprünge in den Preisbereich hinein möglich – ohne Überraschungen.
Insgesamt stellt also das nächtliche Minimum gerade keinen kritischen, sondern einen bestens beherrschbaren Sonderfall dar. Dies wird erreicht durch die in 3.2.6.3 entwickelten Vorgaben für Geräte, die sich an Preis-Minima orientieren.

Durch die Gesamtheit aller Vorgaben für automatische Reaktionen auf Relativpreis-Änderungen sollte eigentlich ausgeschlossen sein, dass die Preiselastizitäten bzw. die Leistungsreaktionen (siehe 3.4.1) unerwartete Sprünge machen. Die Relativpreis-Ermittlung soll

aber so robust arbeiten, dass dies nicht als selbstverständlich vorausgesetzt wird, d.h. dass auch Situationen mit unerwartet starken Leistungsreaktionen gut beherrschbar bleiben.
Es gibt ein recht einfaches Mittel, solchen Überraschungen zu begegnen: Statt nach der Verbreitung eines neuen RPC-Werts immer 30 s zu warten, bevor man die Reaktionen darauf auswertet, sollte man die Entwicklung von G_i (siehe 3.5.1) grundsätzlich in einem schnelleren Takt auswerten, z.B. im Rhythmus von 3...5 s. Eine unerwartet starke Leistungsreaktion von Verbrauchsseite erkennt man daran, dass die Gesamtreaktion von Erzeugungs- und Verbrauchsseite in allen Regelzonen gleichermaßen deutlich stärker als erwartet ausfällt (siehe Ende von 3.4.1). Dann sollte schon vor Ablauf der maximalen zufälligen Verzögerung von 20 s ein neuer RPC-Wert verbreitet werden, der bewirkt, dass die meisten derjenigen Geräte, bei denen die zufällige Verzögerung noch nicht abgelaufen ist, ihre Leistung doch nicht verändern. Hierdurch würde auch die in 2.2.6.4 beschriebene Anforderung an eine dynamische Preisbildung erfüllt.
Bei solch einer unerwarteten Situation wäre dann der einzige nicht zu vermeidende Effekt ein RPC-Sprung, der schon nach wenigen Sekunden wieder korrigiert würde.
Alle anderen „Überraschungen“ (unerwartet starke Reaktion von Erzeugungsseite; vom Relativpreis unabhängige Lastwechsel) sind daran erkennbar, dass sie nicht alle Regelzonen gleichermaßen betreffen. Sie können einfach im nächsten Berechnungsdurchlauf berücksichtigt werden.

Während eines Lastsprung-Ausgleichs, der sich länger hinzieht, besteht übrigens durchaus die Möglichkeit, die $PreC_i$- und $PreG_i$-Werte grob anzupassen, auch ohne Wechsel in den Normalzustand oder in den Zustand $PreC_i$-Ermittlung:
Nach jedem Berechnungsdurchlauf kann man durch Vergleich der tatsächlichen ΔG_i mit den erwarteten Leistungsänderungen feststellen, ob die $PreC_i$- und $PreG_i$-Werte noch plausibel sind. Je einheitlicher eine unerwartete Veränderung in allen Regelzonen auftritt, desto stärker sollte man sie einer veränderten Leistungsreaktion der Verbrauchsseite zuschreiben und die $PreC_i$-Werte entsprechend anpassen.
Bei einer unerwartet starken Leistungsänderung in einer Regelzone, deren Ursache auf Erzeugungsseite vermutet wird, sollte man den zugehörigen $PreG_i$-Wert auf Verdacht erhöhen und – falls sich der Verdacht nicht bestätigt – ggf. später wieder herabsetzen. Bei unerwartet schwachen Leistungsänderungen sollte ein $PreG_i$-Wert erst dann dauerhaft korrigiert werden, wenn nach mehreren Berechnungsdurchgängen sicher ist, dass die Leistungsreaktion auf Erzeugungsseite tatsächlich gesunken ist.
Durch die fortlaufende grobe Anpassung der Pre-Werte darf der Zustand „Lastsprung-Ausgleich“ beliebig lange andauern.

3.5.4 Perfektionierung der Ermittlung der Hilfsgrößen

Alles bisher hier in 3.5 Beschriebene ist als Grundversion anzusehen, mit den eingangs genannten Vorteilen. Dass die Grundversion nur eine „gut-genug“-Lösung ist, wird von kritischen Fachleuten vermutlich als Nachteil gesehen werden. Auf ihre Bedenken möchte ich hier eingehen.
Mehr als ungefähr passende $PreC_i$- und $PreG_i$-Werte werden eigentlich nicht benötigt, da bei deutlich unpassenden Werten schlimmstenfalls eine leichte Verlangsamung der Sekun-

därregelung zu erwarten ist.
Der handfeste Nachweis, dass die Hilfsgrößen in jeder Situation ausreichend exakt bereit gestellt werden, kann hier allerdings nicht erbracht werden. Aber – und das sollte bei einem visionären Konzept gleichwertig sein – es gibt nahezu unbegrenzte Möglichkeiten, die bisher hier in 3.5 vorgestellte Grundversion so aufzurüsten, dass die momentanen Leistungsreaktionen so perfekt wie gewünscht ermittelt werden. Damit hätte die in 3.4 beschriebene Relativpreis-Ermittlung, die in sich perfekt arbeitet, die Randbedingungen, um ihre Aufgabe so perfekt wie gewünscht zu erledigen.

Hier – ohne Anspruch auf Vollständigkeit – eine Liste von Möglichkeiten, um die bisher vorgestellte Grundversion so aufzurüsten, dass die Hilfsgrößen $PreC_i$ und $PreG_i$ so perfekt wie gewünscht ermittelt werden:

- *Allein schon durch Perfektionierung von Algorithmen für die $PreC_i$- bzw. $PreG_i$-Ermittlung aus mehreren zuletzt gemessenen Werten könnte die Treffsicherheit der Ermittlung vermutlich so gesteigert werden, dass auch kritische Fachleute nichts mehr zu bemängeln hätten.*
- *Nur $PreC_i$-Ermittlung: Veränderungen bei $PreC_i$ fallen in allen Regelzonen recht einheitlich aus (siehe Ende von 3.4.1). Durch Einbeziehung dieser Tatsache in ausgefeilte Algorithmen wird man selbst in Situationen mit sehr dünner Datenbasis und störenden Laständerungen gut passende Werte $PreC_i$ für jede Regelzone ermitteln können.*
- *Bezöge man als Eingangsgröße zusätzlich die absolute Gesamtleistung P_{Gi} der Erzeugungsseite je Regelzone i ein, so könnte man in jeder dynamischen Situation immer klar unterscheiden zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsseite, könnte sich also etliche der hier in 3.5 geschilderten Mutmaßungen ersparen. Unter Einbeziehung der sowieso bekannten aktuell gemessenen Summe der Übergabeleistungen P_{meas_i} [63] der Regelzone i errechnet sich die Verbrauchsleistung P_{Ci} (incl. Übertragungsverlusten usw.) dann zu:*
  $P_{Ci} = P_{Gi} - P_{meas_i}$
- *Durch verschiedenste Maßnahmen könnte man dafür sorgen, dass die Relativpreis-abhängig gesteuerten Erzeugungsanlagen sich möglichst berechenbar verhalten.*
- *Sollte das immer noch nicht sicher genug erscheinen, könnte man die Momentan-Leistungswerte aller Relativpreis-gesteuerten Erzeugungsanlagen zusammenführen.*
- *Auch die Verbrauchsseite, soweit sie auf den Relativpreis reagiert, verhält sich durchaus nicht planlos. Auf verschiedenste Weise könnte man das, was in der Gesamtheit der Verbrauchsgeräte abläuft, in Modellen abbilden und damit dem tatsächlichen Verhalten sehr nahe kommen.*
- *Die allermeisten Lastsituationen gibt es immer wieder, und die Leistungsreaktionen werden immer wieder vergleichbare Werte haben. Wenn man die Hauptgrößen identifiziert, durch die Situationen unterscheidbar oder eben vergleichbar werden, könnte man zu erwartende Reaktionen viel besser eingrenzen. Z.B. durch Einsatz eines selbstlernenden Systems.*
- *Um den Perfektionismus auf die Spitze zu treiben, könnte man die zu erwartenden Leistungsreaktionen unterscheiden nach Stärke und Richtung der Relativpreis-Änderung vom momentanen Punkt aus. Je Regelzone und Berechnungsdurchlauf hätte man dann eine Tabelle „$PreC_i$ zu ΔRPC“ und eine Tabelle „$PreG_i$ zu ΔRPG_i“. Sie sollten so dicht*

gefüllt sein, dass zwischen ihren Werten linear interpoliert werden kann. Jede in 3.4.2 zur Ermittlung eines ΔRP... angeführte Gleichung sollte so umgestellt werden, dass die eine Seite = 0 wird. Durch Einsetzung der aus den Tabellen gewonnenen Werte findet man die beiden Kombinationen, deren Ergebnisse am nächsten um 0 herum liegen und kann dann den ΔRP...-Wert und den/die zugehörigen Pre...-Wert/e bestimmen, bei denen exakt das Ergebnis 0 erreicht wird.

Mit all diesen Möglichkeiten zur Perfektionierung der Grundversion sollten sich höchste Perfektions-Ansprüche befriedigen lassen. Dadurch dass das in 3.4 beschriebene Verfahren die benötigten Hilfsgrößen so exakt wie gewünscht erhält, wird das Gesamtverfahren so perfekt wie gewünscht arbeiten.

Bei allem Perfektionismus darf aber eins nicht vergessen werden: Selbst bei einer nur „gut-genug"-Lösung werden stärkere und häufigere unerwartete Leistungsveränderungen immer durch Relativpreis-unabhängig eingesetzte Anlagen und Verbraucher zu erwarten sein, so wie heute von allen nicht an der Sekundärregelung Beteiligten. Solange die durch eine „gut-genug"-Lösung verursachten unerwarteten Leistungsveränderungen kleiner und seltener sind und die Trompetenkurve in jedem Fall eingehalten wird, sollte man keinen Grund zur Beanstandung haben. Auch heute wird bei der Reaktion auf ΔP_{di}-Werte „nur mit Wasser gekocht."

Die vorgestellte Grundversion dürfte einem in jeder Situation einwandfrei arbeitenden System schon sehr nahe sein. Es gilt abzuwägen, welche Maßnahmen der Perfektionierung sinnvoll sind und welche nur dazu beitragen würden, ein rundum einwandfrei arbeitendes System unnötig aufzublähen.

3.6 Weitere Aspekte der Relativpreis-Steuerung

3.6.1 Vom Relativpreis unabhängige Erzeugungsanlagen

Wie in 3.3.4 und 3.3.5 dargestellt, gibt es für Betreiber Relativpreis-gesteuerter Erzeugungsanlagen sehr große Freiheiten. Ideal wäre es natürlich, wenn alle steuerbaren Erzeugungsanlagen Relativpreis-gesteuert betrieben würden. Aber schon ein Anteil von 10...30 % der steuerbaren Erzeugung sollte genügen. Bei einer ausreichenden Abdeckung der Relativpreis-Schwankungsbreite mit Relativpreis-abhängigen Leistungsveränderungen wird ein genügend fester Zusammenhang zwischen Relativpreis und Auslastung der steuerbaren Erzeugung hergestellt.

Erzeugungsanlagen, die vom Betreiber nach eigenem Gutdünken angefahren, in der Leistung variiert und abgefahren werden, haben innerhalb der Soll-Schwankungsbreite des Relativpreises eine ähnliche Auswirkung wie fluktuierende Erzeugung. Mit dem positiven Unterschied, dass der Betreiber vorzugsweise in Situationen mit steigendem Leistungsbedarf und Preis die Anlage anfahren oder ihre Leistung erhöhen wird. Jedes Anfahren einer größeren Anlage führt zu einer leichten Absenkung des momentanen Relativpreises, jedes Abfahren zu einer leichten Erhöhung.

Je nach Betriebsweise sind Blockheizkraftwerke und große Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) mal hier, mal da einzuordnen. Wenn bei niedrigem Strompreis die Wärmeer-

zeugung im Vordergrund steht, wird eine KWK-Anlage nach außen hin den Effekt einer fluktuierenden Erzeugungsanlage haben. Wenn bei hohem Strompreis noch Leistungsreserven frei sind, tritt sie Relativpreis-gesteuert auf; die zusätzliche Leistung rentiert sich allein über den Strompreis. Wird die überschüssige Wärme nicht verworfen, sondern gespeichert oder zur Kälteerzeugung genutzt (KWKK [64]), so bleibt der Wirkungsgrad-Vorteil erhalten.

Wenn ein Erzeuger unter Kenntnis des momentanen Relativpreises und anderer Einflussgrößen die Entscheidung trifft, seine Anlage an- oder abzufahren oder ihre Leistung zu verändern, dann nimmt sie genau wie die Relativpreis-gesteuerten Anlagen am Marktgeschehen teil, nur halt nicht automatisiert. Man wird davon ausgehen können, dass am unteren Ende der Soll-Schwankungsbreite des Relativpreises die wenigsten Erzeugungsanlagen aktiv sind und dass am oberen Ende die meisten Anlagen mit Volllast laufen. Im Bereich dazwischen hängt das Verhalten der Anlagen von den Entscheidungen der Erzeuger ab. Die Aussage, dass der Relativpreis als wirtschaftliche Größe die Auslastung aller steuerbaren Erzeugungsanlagen (nichtlinear!) widerspiegelt, ist somit auch dann gegeben, wenn der größere Teil der Anlagen gar nicht direkt Relativpreis-gesteuert betrieben wird. Je größer der Anteil der Relativpreis-gesteuerten Anlagen insgesamt ist, desto klarer kann aus der wirtschaftlichen Größe „Relativpreis“ eine technische, leistungsbezogene Aussage über die Gesamt-Auslastung der steuerbaren Erzeugungsanlagen abgeleitet werden. Solange man weit genug von 0 % oder RPmax entfernt ist, ist eine solche technische Aussage aber ziemlich uninteressant. Je näher man diesen Grenzen kommt, desto klarer wird diese dort durchaus interessierende Aussage. Dafür sorgen u.a. die weiter unten beschriebenen Regeln.

Die Flexibilität des Relativpreis-Konzepts zeigt sich nicht nur darin, dass der Großteil der steuerbaren Erzeugungskapazitäten unabhängig vom Relativpreis gesteuert werden darf. Sondern auch darin, dass für jede dieser Erzeugungsanlagen nach Belieben entschieden werden kann, dass sie doch Relativpreis-gesteuert arbeiten soll oder wieder vom Relativpreis abgekoppelt werden soll. Darüber hinaus sollte jede umschaltbare Steuerung es auch ermöglichen, dass der Betreiber einen beliebigen Prozentsatz der Nennleistung festlegt, der Relativpreis-gesteuert eingesetzt werden soll. Der verbleibende Anteil wäre dann nach (irgendeinem) Plan zu steuern.

Bei allen Freiheiten, die innerhalb des Soll-Schwankungsbereichs des Relativpreises bestehen, müssen für Situationen außerhalb der Soll-Schwankungsbreite doch Regeln aufgestellt werden, damit der Relativpreis seine beabsichtigte Wirkung in seltenen Normalbetriebs-Situationen auch tatsächlich erzielen kann. Erzeugungsanlagen, die grundsätzlich oder zeitweise/teilweise unabhängig vom Relativpreis gesteuert werden, müssen in folgender Weise eine Mindest-Relativpreis-Abhängigkeit realisieren:

1. Momentan ruhende Anlagen, deren Anfahren mit erheblichem Zeit- und Kostenaufwand verbunden ist, sollten dann rechtzeitig automatisch anfahren, wenn die Relativpreis-Prognose einen Relativpreis oberhalb der Soll-Schwankungsbreite ankündigt und in Zusammenhang damit eine insgesamt rentable Energielieferung stattfinden kann. (Solche Anlagen, am ehesten Grundlastkraftwerke, dürfte es in wenigen Jahrzehnten kaum mehr geben.)

2. Anlagen, die momentan zur Erzeugung beitragen oder ohne großen Zeit- und Kostenaufwand angefahren werden können, sollten so eingestellt sein, dass sie zumindest oberhalb der Soll-Schwankungsbreite automatisch auf den Relativpreis reagieren. D.h. dass sie mit steigendem Relativpreis ihre Leistung angemessen steigern bis zu Volllast bei RPmax – falls sie nicht schon vorher Volllast fahren.
3. Anlagen, die momentan zur Erzeugung beitragen, sollten so eingestellt sein, dass sie zumindest unterhalb der Soll-Schwankungsbreite automatisch auf den Relativpreis reagieren, d.h. mit fallendem Relativpreis ihre Leistung angemessen verringern.
   Anlagen, die ohne großen Zeit- und Kostenaufwand ab- und wieder angefahren werden können, sollten dabei deutlich oberhalb eines Relativpreises von 0 % automatisch abgefahren werden.
4. Anlagen, die nicht an der Primärregelung beteiligt sind, müssen jederzeit bereit sein, bei einem Relativpreis-Steuerungswert unter 1,000% (s.u.) ihren Leistungsfluss ins Netz zu kappen; das gilt auch für jegliche fluktuierende Erzeugung. Auch aktive KWK-Anlagen dürfen dann die erzeugte elektrische Leistung nicht mehr nach außen liefern; ihre interne Nutzung zur Erzeugung zusätzlicher Wärme bietet sich an.
   Anlagen unterhalb einer Mindestgröße (z.B. 50 MW) müssen die Abschaltschwelle im Bereich 1,000…0,001 % per Zufall wählen; für größere Anlagen wird diese mit dem Netzbetreiber gemeinsam festgelegt.

3.6.2 Besonderheiten bei Auslands-Leistungsflüssen

Soll aus einer Regelzone Strom ins Ausland geliefert werden, so darf dieser Leistungsfluss nur einer Erzeugungsanlage zugerechnet werden, die (während der Lieferung ins Ausland) nicht Relativpreis-gesteuert ist, d.h. auf Änderungen des Relativpreises nicht mit einer Leistungsänderung reagiert. Dies dürfen auch fluktuierende Erzeugungsanlagen sein.
Beispiel:
Für eine geplante Lieferung von 600 MW ins Ausland stehen voraussichtlich 400 MW Windleistung und 300 MW Leistung eines Relativpreis-unabhängig betriebenen Kraftwerks zur Verfügung. Sollte die Windleistung während der Zeit der Lieferung um mehr als 100 MW absinken, müsste das Kraftwerk seine Leistung entsprechend steigern, oder irgendwo in der Regelzone müsste ein entsprechender Anteil Erzeugungsleistung aus der Relativpreis-Steuerung herausgenommen werden.

Jede (vorübergehend) von der Relativpreis-Steuerung abgekoppelte Erzeugungsanlage, die Strom ins Ausland liefern soll, muss die am Ende von 3.6.1 genannten Punkte einhalten, sobald sich der Relativpreis aus dem Soll-Schwankungsbereich heraus bewegt bzw. bewegen wird. Von wirtschaftlicher und technischer Seite spricht alles dafür, Austauschprogramme mit ausländischen Regelzonen bei Überschreiten der Soll-Schwankungsbreite des Relativpreises so zurückzufahren, dass spätestens bei einem Relativpreis von RPmax keine Leistung mehr ins Ausland fließt.

Für aus dem Ausland herein fließende Leistungen muss nichts Besonderes beachtet werden. Sie wirken Relativpreis-mindernd, wie gesteigerte fluktuierende Erzeugung, denn die inländischen Erzeugungsanlagen können entsprechend weniger Leistung produzieren.

Von wirtschaftlicher und technischer Seite spricht alles dafür, Austauschprogramme mit ausländischen Regelzonen schon vor Unterschreiten der Soll-Schwankungsbreite des Relativpreises so zurückzufahren, dass bei einem Relativpreis von deutlich über 0 % keine Leistung mehr aus dem Ausland herein fließt.

Die Abrechnung von Energieflüssen mit dem Ausland kann Relativpreis-basiert oder anders erfolgen. Die Abrechnung von Energieflüssen zwischen inländischen Regelzonen sollte Relativpreis-basiert erfolgen. Unter dieser Voraussetzung ist es kein Problem, wenn inländische Austauschprogramme durch Erzeugungsanlagen erbracht werden, die nicht vom Relativpreis abgekoppelt sind.

3.6.3 Relativpreis-Eingrenzungen am Rande des Normalbetriebs

Die Ausführungen dieses Kapitels haben nur dann eine Bedeutung, wenn die Regelzonen eines Landes ohne Netzregelverbund arbeiten oder wenn im Netzregelverbund eine Leistungsbegrenzung greift.

Je nach Stärke der Besonderheiten einer Regelzone i können RPN und RPG_i recht weit auseinander liegen, auch in Randsituationen. Es gibt jedoch Gründe, dafür zu sorgen, dass RPG_i immer näher an RPN heran geführt wird, je näher RPN an 0 % bzw. an RPmax heran kommt.

Betrachten wir zunächst die größtmögliche Auslastung der Erzeugung:
Bei RPmax sollen alle steuerbaren Erzeugungsanlagen, auch die normalerweise nicht Relativpreis-gesteuerten, volle Leistung liefern. Ein RPG_i-Wert oberhalb RPmax hätte keinerlei Auswirkung mehr auf die Erzeugungsanlagen.
Ein RPN-Wert von RPmax soll nur erreicht werden, wenn tatsächlich alle inländischen Regelzonen mit maximaler Erzeugungsleistung laufen. Es muss also gefordert werden, dass dann RPG_i = RPN ist. Wenn RPN nun z.B. um 0,001 % absinkt, soll kein RPG_i einen riesigen Sprung machen, also z.B. nicht plötzlich nur noch bei RPmax – 30 % liegen.
Alles Geforderte wird erreicht durch folgende generelle Einschränkung:

$$RPmax - N*(RPmax - RPN) \leq RPG_i \leq RPmax \quad \text{bei } RPN \leq RPmax$$

N wird als Konstante dauerhaft festgelegt aus einem Wertebereich 2...100.
Falls RPG_i diese Vorgabe nicht erfüllt, wird er so begrenzt, dass sie eingehalten wird.
Bei kleineren Werten von RPN hat diese Regel keine Auswirkung, aber wenn RPN nahe an RPmax heran kommt, dann werden genau die o.g. Forderungen erfüllt.

Nun geht es um die kleinstmögliche Auslastung der Erzeugung:
Bei Relativpreis 0 % darf keine Erzeugungsanlage mehr Leistung liefern, es sei denn sie ist an der Primärregelung beteiligt. Ein RPG_i-Wert unter 0 % hätte keinerlei Auswirkung mehr auf die Erzeugungsanlagen.
Ein RPN-Wert von 0 % soll nur erreicht werden, wenn tatsächlich alle inländischen Regelzonen mit minimaler Erzeugungsleistung laufen. Es muss also gefordert werden, dass dann RPG_i = RPN ist. Wenn RPN nun z.B. um 0,001 % ansteigt, soll kein RPG_i einen riesigen Sprung machen, also z.B. nicht plötzlich bei 30 % liegen.

Außerdem muss gefordert werden, dass bei RPN >> 0 % in keiner Regelzone ein RPG_i = 0 % existiert. D.h. es muss ein gemeinsames Ziel sein, dass in allen Regelzonen ein sicherer Abstand zur minimalen Erzeugungsleistung erreicht bzw. gehalten wird.
Alles Geforderte wird erreicht durch folgende generelle Einschränkung:

$$RPN / K \leq RPG_i \leq L * RPN \quad \text{bei } RPN \geq 0\ \%$$

K und L werden als Konstanten dauerhaft festgelegt aus einem Wertebereich jeweils 2...100.
Falls RPG_i diese Vorgabe nicht erfüllt, wird er so begrenzt, dass sie eingehalten wird.
Bei großen Werten von RPN hat diese Regel keine Auswirkung, aber wenn RPN nahe an 0 % heran kommt, dann werden genau die o.g. Forderungen erfüllt.

Die beschriebenen Eingrenzungen von RPG_i müssen in jedem Baustein der Relativpreis-Ermittlung berücksichtigt werden. Wenn die RPG_i-Eingrenzung in einer Regelzone tatsächlich greift, bedeutet das, dass kein zu ΔP_{di} passender RPG_i mehr eingestellt werden kann. In dieser Situation darf natürlich nicht dauerhaft ein $\Delta P_{di} \neq 0$ akzeptiert werden, denn damit würde die Sekundärregelung ihre Aufgaben nicht mehr erfüllen. Die inländischen Austauschprogramme müssen automatisch so angepasst werden, dass überall wieder $\Delta P_{di} = 0$ werden kann.
Die Austauschprogramme aller inländischen Regelzonen mit dem Ausland insgesamt werden allein durch die korrekte Ermittlung von RPN weiterhin eingehalten, selbst dann, wenn sich die Erzeugung völlig am Rand befindet.

3.6.4 Regionale Relativpreis-Ermittlung bei Überlastungsgefahr

Wie in 3.2.3.1 beschrieben, sollen bei Überlastungsgefahr einer oder mehrerer Hoch-/ Höchstspannungsleitungen regional abweichende Steuerungswerte übermittelt werden.

Entscheidend dürfte die Ermittlung des ersten Relativpreis-Werts nach Überschreiten des Sicherheitsgrenzwerts sein, die getrennt für Erzeugungsseite und Verbrauchsseite stattfinden muss. Alle weiteren Werte können durch Vergleich der Auswirkung mit der gewünschten Auswirkung recht unkritisch ermittelt werden, wobei ggf. die verzögerte Reaktion der Verbrauchsseite berücksichtigt werden muss.
Folgendes grob skizzierte Vorgehen könnte zielführend sein:
Für jede Regelzone wurden beim momentanen Relativpreis bestimmte Leistungsreaktionen (siehe 3.4.1) ermittelt, getrennt für Erzeugung und Verbrauch. Für jede der Relativpreis-Zonen (siehe 3.2.3.1), aus denen eine Regelzone besteht, kann anhand ihrer erzeugungs- und verbrauchsseitigen Ausstattung eine grobe Angabe gemacht werden, welcher Bruchteil der Leistungsreaktion der Regelzone auf sie entfällt, ebenfalls getrennt für Erzeugung und Verbrauch. Somit kann für jede Gruppe von Relativpreis-Zonen, deren Erzeugungs- und/ oder Verbrauchs-Leistung einheitlich verändert werden soll, die zu erwartende Leistungsreaktion ausgerechnet werden. Aus dem für diese Gruppe gewünschten Gesamt-Leistungsunterschied ergibt sich die nötige Änderung der Relativpreis-Steuerungswerte für Erzeugung und/oder Verbrauch, die für alle Relativpreis-Zonen dieser Gruppe einzustellen ist.
Für die normale Relativpreis-Ermittlung (siehe 3.4.2) dürfen während einer solchen Situation natürlich nur die Leistungsreaktionen der verbleibenden Relativpreis-Zonen berück-

sichtigt werden.
Falls mehrere Leitungsabschnitte gleichzeitig überlastet sind, wird das Ganze nur geringfügig komplizierter. I.d.R. wird man dann mehr als zwei Gruppen von Relativpreis-Zonen zu bilden haben, deren Leistung jeweils einheitlich verändert werden soll (siehe 3.2.3.1), passend zu unterschiedlich starken Überlastungswerten der Leitungsabschnitte.

Bei Überlastungswerten, bei denen die automatische Abschaltung eines Leitungsabschnitts nur durch Verringerung des Leistungsflusses innerhalb einzelner Sekunden vermieden werden kann, sollte das DOFS-Verhalten (siehe 3.2.1.3) einbezogen werden mit Sprüngen zu hohen negativen bzw. (um das andere Leitungsende herum) positiven DOFS-Werten, die für sehr schnelle Reaktionen der Verbrauchsseite sorgen. Die DOFS-Werte können bald wieder in Richtung 0 bewegt werden, weil ja nach kurzer Zeit die Reaktionen auf den Steuerungswert stärker werden.

Alles in 3.2.3.1 und hier Beschriebene sollte sich in Form automatischer Abläufe nach Überschreitung eines Sicherheitsgrenzwerts realisieren lassen. Die Frage, ob sich dieser Aufwand lohnt, dürfte eine recht klare Antwort finden, denn er schafft die Möglichkeit, wichtige Leitungen mit n-Sicherheit (statt n-1) zu betreiben und gleichzeitig einen durch kaskadierendes Abschalten denkbaren System Split selbst unter extremen Umständen sicher zu vermeiden.

3.6.5 Die Ermittlung der Relativpreis-Abrechnungswerte

Die Notwendigkeit getrennter Abrechnungswerte für Erzeugung und Verbrauch ergibt sich aus den Überlegungen in mehreren vorangegangenen Kapiteln, angefangen bei 3.2.3.1.

Werden die inländischen Regelzonen im Netzregelverbund betrieben, so liegen die RPG_i i.d.R. sehr dicht um RPN herum. Auch RPC und RPN unterscheiden sich immer nur minimal. Von daher bietet es sich an, die generellen Abrechnungswerte für Erzeugung und Verbrauch einheitlich aus RPN zu erzeugen.
In den preislichen Randbereichen kommen die in 2.3.6 zum Thema Soll-Schwankungsbereich gemachten Überlegungen zum Tragen.
Unterhalb des Soll-Schwankungsbereichs müsste für die Abrechnung der Erzeugungsseite ggf. die in 2.3.4.2 vorgeschlagene Sonderregelung berücksichtigt werden.

Jeder Abrechnungswert sollte durch Mittelung über einige Sekunden und anschließende Rundung als Ganzzahl ermittelt werden.

3.7 Fazit zur Relativpreis-Ermittlung

Mit dem Beschriebenen sollte kein Zweifel mehr bestehen, dass die zentrale, Regelzonenweite bzw. regionale Relativpreis-Ermittlung in allen Netzsituationen adäquat möglich ist:
1. Statische Situationen, für kurze oder lange Zeit:
   - Niedrige oder mittlere Auslastung der steuerbaren Erzeugungsanlagen.
   - Hohe bzw. grenzwertig hohe Auslastung der steuerbaren Erzeugungsanlagen.
   - Übermäßig hohes Leistungsangebot von Windkraft und Photovoltaik – hierbei ver-

lässt die Frequenz-Wirkleistungsregelung nicht den normalen Betriebsbereich.

2. Dynamische Normalsituationen durch Änderungen auf Verbrauchs- oder Erzeugungsseite:
   - Schwache oder starke, allmähliche oder schlagartige Lasterhöhung.
   - Schwache oder starke, allmähliche oder schlagartige Lastverringerung.
   - Zu vermeidende Leistungsspitze beim ÜNB-Netznutzungsentgelt.
3. Netzweit gestörter Betrieb:
   - Unzulässige Unterfrequenz durch nicht ausreichende Erzeugungsleistung.
   - Unzulässige Überfrequenz durch überhöhte Erzeugungsleistung.
4. Regional gestörter Betrieb bzw. Vorboten dafür:
   - Nicht dauerhaft tolerierbare Überlastung von Hoch-/Höchstspannungsleitungen, unabhängig von der Ursache.
5. Regelzonen-interne Abweichungssituationen:
   - Austauschleistungen überschreiten die vereinbarten Austauschprogramme.
   - Austauschleistungen unterschreiten die vereinbarten Austauschprogramme.

Für alle genannten Situationen wurde ausreichend gründlich (für ein visionäres Konzept) erläutert, dass nicht nur „irgendein“ Relativpreis-Wert ermittelt und verteilt wird, sondern dass dieser Wert in allen genannten Fällen zu einer völlig adäquaten Gesamtreaktion führt, durch die statische Effekte abgemildert werden, dynamische Effekte ausgeglichen werden und ein gestörter Betrieb nach Möglichkeit wieder verlassen werden kann.
Die Relativpreis-Ermittlung stellt gleichzeitig die neue virtuelle Sekundärregelung dar, siehe 3.8.2. Diese funktioniert hervorragend auch im Netzregelverbund.

Solange sich der ermittelte Relativpreis innerhalb der Soll-Schwankungsbreite befindet, ist er die nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimal gewählte Abrechnungsgröße. Denn alle Beteiligten auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite werden in die Lage versetzt, dafür zu sorgen, dass ihre Geräte und Anlagen zu optimalen preislichen Bedingungen am „Handel mit Strom“ teilnehmen.

Die Tatsache, dass mit dem Relativpreis (in seinen Ausprägungen) einerseits regelungstechnisch die nichtlineare Stellgröße für die zukünftige Sekundärregelung, andererseits die nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimal gewählte Abrechnungsgröße gefunden wurde, ist von enormer Bedeutung. Die volle Tragweite dieses Alleinstellungsmerkmals wird erst bei fortlaufender Beschäftigung mit dem Konzept und dem Vergleich mit anderen Konzepten mehr und mehr erahnbar.

Die beschriebenen Wege der Relativpreis-Ermittlung sind nur als Beispiele zu verstehen. Hauptanliegen dabei war der Nachweis der Realisierbarkeit. Wie die tatsächliche Realisierung im Einzelnen erfolgt, wird vom Konzept her nicht vorgegeben.

3.8 Grundlasterzeugung und Regelenergie

Die wirtschaftlichen Veränderungen beim Stromhandel, auch auf dem Regelenergiemarkt, werden in 4.1.5 thematisiert. Hier soll die technische Seite beleuchtet werden.

Das vorgestellte Gesamtkonzept soll nicht nur für einzelne Jahrzehnte eine Perspektive bieten, sondern soll für alle schon heute absehbaren Veränderungen der Energielandschaft passen, auch wenn sie sich erst in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts gravierend auswirken.
Schon jetzt gibt es immer wieder Situationen, in denen die Grundlasterzeugung bei niedrigem Leistungsbedarf und hoher Windleistung nicht wie vorgesehen durchgezogen werden kann. Wenn zukünftig die Netzanbindung von Windparks so realisiert ist, dass bei hoher Windleistung weder eine Trennung vom Netz noch eine Leistungsbeschränkung durch Erzeugungsmanagement [65] nötig ist, steht die Grundlasterzeugung „schutzlos“ da. Windreiche Nächte brächten dann eine Grundlasterzeugung nach heutigem Strickmuster regelmäßig zu Fall.

Das Relativpreis-Konzept stellt eine gute Basis dar, um diese Problemlage mittel- und langfristig nicht nur zu entschärfen, sondern völlig zu lösen:

- Die Reaktionen der Verbrauchergesamtheit auf den Relativpreis und seine Prognose realisieren ein Load Shifting von enormer Größenordnung, d.h. ein niedriger Relativpreis zieht riesige zusätzliche Verbrauchsleistungen an.
- Die Sekundärregelung wird nur noch virtuell realisiert (siehe 3.8.2) und kann bei sehr hohem fluktuierendem Leistungsangebot ohne jegliche Dauer-Erzeugungsleistung abgedeckt werden.
- Es ist nichts erkennbar, warum die virtuelle Sekundärregelung nicht problemlos sowohl mit der heutigen, überwiegend durch Großkraftwerke realisierten Primärregelung als auch mit einer zukünftigen ressourcenoptimierten Primärregelung zusammenarbeiten sollte, die ohne Mindest-Dauerleistung und mit sehr schneller Reaktion realisiert werden könnte, siehe 3.8.1.

Das heutige Verfahren der Primär- und Sekundärregelung als Ausgangspunkt für die folgenden Überlegungen lässt sich verkürzt wie folgt darstellen:
Eine Laststeigerung von 100 MW in einer der Regelzonen führt über ein Absinken der Netzfrequenz zur Reaktion der Primärregelung im gesamten Verbundnetz; nach 15 s hat sich die Gesamt-Erzeugungsleistung dem gestiegenen Bedarf weitgehend angepasst. Aufgrund der immer noch bestehenden kleinen Frequenzabweichung durch die Statikkennlinie der Primärregelung und aufgrund der abweichenden Übergabeleistung zu den benachbarten Regelzonen steigert nun die Sekundärregelung speziell in der betroffenen Regelzone ihre Leistung innerhalb weniger Minuten um 100 MW, wodurch die aktivierte Primärregelleistung abgelöst wird. Die Netzfrequenz hat damit wieder ihren Sollwert, und die Primärregelung ist frei für neue Lastwechsel.
Entsprechendes spielt sich in umgekehrter Richtung bei einer Lastverringerung ab.

3.8.1 Primärregelung

Die herkömmliche Primärregelung ist in starkem Maße verknüpft mit den hohen Mindest-Erzeugungsleistungen der beteiligten Kraftwerke und verlässt sich auch darauf, dass ein hoher Anteil des Stroms im Verbundnetz durch Großkraftwerke mit rotierender Masse erzeugt wird.

Mittel- bis langfristig sollte die Primärregelung so aufgestellt werden, dass sie mit keiner Dauer-Erzeugungsleistung verknüpft ist, egal ob fossil oder CO_2-neutral. In Situationen, in denen fluktuierende Erzeugung jeglichen Bedarf abdeckt, wäre die Dauerleistung nicht nur verschenkt, sondern würde sogar stören.
Damit nicht die relative Langsamkeit der heutigen Primärregelung zum Maßstab wird, wie weit man die rotierende Masse im Netz reduzieren darf in Situationen mit hohem fluktuierendem Leistungsangebot, sollte eine zukünftige ressourcenoptimierte Primärregelung sehr kurze Reaktionszeiten haben.

3.8.2 Sekundärregelung

Folgende Themen müssen bei der Neudefinition der Sekundärregelung durch das Relativpreis-Konzept berücksichtigt werden:

- Das Konzept soll so flexibel sein, dass es selbst dann noch ohne grundsätzliche Änderungen beibehalten werden kann, wenn in ferner Zukunft kein einziges Großkraftwerk mehr existieren sollte. Die heute für die Sekundärregelung nötige Kommunikation dann auch für beliebig viele kleine und mittelgroße Anlagen beizubehalten, erscheint unrealistisch.
- Da der Relativpreis einen Bezug zur Auslastung der steuerbaren Erzeugung haben soll und gleichzeitig ein Teil dieser Anlagen direkt durch den Relativpreis gesteuert werden soll, dürfen Preisermittlung und Steuerung nicht entkoppelt ablaufen, sondern müssen „aus einem Guss“ realisiert werden.
- Wenn sich nach einer Laständerung und Aktivierung der Primärregelung der Relativpreis verändert, wirkt die gesamte Verbrauchsseite beim Ausgleich dieser Laständerung mit. Dies soll kein Störfaktor für die Sekundärregelung sein, sondern im Gleichklang mit ihr passieren.
- Die zukünftige Sekundärregelung soll ohne enorme Mindest-Erzeugungsleistungen der beteiligten Anlagen auskommen. Sie soll auch noch aus einem Zustand heraus funktionieren, in dem (bei extrem starker fluktuierender Einspeisung) alle beteiligten Erzeugungsanlagen abgefahren wurden – mit starker Unterstützung durch automatische Reaktionen der Verbrauchsseite auf den Relativpreis.

Fast nebenbei wurde in den Kapiteln 3.3 und 3.4 die neue virtuelle Sekundärregelung entwickelt, mit folgendem Ergebnis (im Vollausbau):

- Die heutige Sekundärregelung wird deaktiviert. Es gibt keine speziell der Sekundärregelung zugeordneten Erzeugungsanlagen mehr.
- Die Sekundärregler der Regelzonen werden auch weiterhin benötigt und stellen ihre Stellgrößen ΔP_{di} bereit. [66]
- Für die zentrale Relativpreis-Ermittlung wird folgende Summe gebildet:
  $\Delta P_d = \Delta P_{d1} + \Delta P_{d2} + \ldots + \Delta P_{dn}$ n = Anzahl der inländischen Regelzonen
- Auf ein positives ΔP_d reagiert die zentrale Relativpreis-Ermittlung mit einer angemessenen Erhöhung des Relativpreises. Die recht gut abschätzbaren Reaktionen von Erzeugungs- und Verbrauchsseite verringern das von der Primärregelung ausgeglichene Leistungsungleichgewicht. In kurzer Zeit, immer aber innerhalb von weniger als 15 Minuten, [67] wird die Primärregelung mit Hilfe einer fortgesetzten Anpassung des Relativprei-

ses vollständig abgelöst.
Bei einem negativen ΔP_d wird der Relativpreis abgesenkt; alles andere erfolgt entsprechend.

- Alle Verbraucher in allen Regelzonen erhalten grundsätzlich einen identischen Relativpreis-Steuerungswert. Für die Erzeugungsanlagen allerdings wird der Relativpreis-Steuerungswert je Regelzone gebildet. Hierdurch werden die Momentan-Besonderheiten jeder Regelzone berücksichtigt: der tatsächliche Anteil der Zone an der Entstehung der letzten Lastschwankung, die in der Zone zu erwartenden Reaktionsstärken auf Verbrauchs- und Erzeugungsseite und natürlich die Austauschprogramme plus Leistungsanpassungen im Rahmen des Netzregelverbundes.
- Präqualifikation und Ausschreibung sind für die Sekundärregelung [68] zukünftig nicht mehr nötig; es nehmen einfach alle gerade aktiven Anlagen daran teil, natürlich ohne Leistungspreise. Hierbei wird keine Mindestleistung je Anlage gefordert, und es ist keine zusätzliche Kommunikation mehr nötig.
- Alle heute abgedeckten Aufgaben werden von der zukünftigen virtuellen Sekundärregelung auch weiterhin übernommen: Rückführung der Netzfrequenz auf den Sollwert, Ablösung der Primärregelung, Einhaltung der Austauschprogramme je Regelzone, Optimierung der eingesetzten Sekundärregelleistung im Netzregelverbund.

Wie man sieht, wird die Sekundärregelung mit dem Relativpreis-Konzept neu aufgestellt und durch Zusammenwirken aller Relativpreis-gesteuerten Erzeugungsanlagen und Verbraucher virtuell realisiert. Ganz nebenbei wird mit der nichtlinearen Stellgröße „Relativpreis“ auch die zentrale Größe geschaffen, um die sich die Abrechnung der gesamten Erzeugungs- und Verbrauchsseite dreht. Man könnte die Relativpreis-Ermittlung und die virtuelle Sekundärregelung als zwei Seiten derselben Medaille bezeichnen.

Wer tiefer in diese faszinierenden Zusammenhänge eintauchen möchte, erfährt in 3.3.2 sowie 3.3.6 bis 3.4.2 mehr über die Entstehung der virtuellen Sekundärregelung. Wer allerdings die vorgeschlagene Relativpreis-Ermittlung als Ganzes verstehen möchte, sollte die Kapitel 3.3 bis 3.5 vollständig lesen.

Der Umstieg von der bisherigen auf die neue virtuelle Sekundärregelung muss nicht (wie noch bis Version 2.004 hier dargestellt) schlagartig erfolgen. Völlig ohne zeitliche Vorgaben können Tests und eine allmähliche Umstellung durchgeführt werden, indem einfach der Leistungswert ΔP_{di} nach Belieben prozentual aufgeteilt wird in einen Leistungswert, der der bisherigen Sekundärregelung zugeführt wird, und einen Leistungswert, aus dem die Relativpreis-Ermittlung gespeist wird. In beiden Zweigen muss dabei durchgängig berücksichtigt werden, dass nur mit anteiligen Werten gearbeitet wird.

Besonderheiten gibt es im Relativpreis-Bereich deutlich unter 50 %. Bei sinkendem Verbrauch und starker fluktuierender Erzeugung wird man alle Möglichkeiten ausschöpfen, den Relativpreis durch die Lieferung größtmöglicher Leistungen ins Ausland zu stabilisieren. Bei weiter sinkendem Relativpreis werden die steuerbaren Erzeugungsanlagen nach und nach automatisch abgefahren, mit Ausnahme solcher Anlagen, bei denen sich der Aufwand von Abfahren und Wiederanfahren nicht rechnet; diese fahren mit Mindestleistung. KWK-Anlagen (auch BHKW) kommen an die Preisgrenze, unterhalb der sich der Verkauf

des Stroms weniger lohnt als seine interne Nutzung zur Erzeugung zusätzlicher Wärme.
Irgendwo deutlich oberhalb von 0 % könnte man somit eine Relativpreis-Marke identifizieren, unterhalb der die Reaktionen der steuerbaren Erzeugung auf Relativpreis-Änderungen sehr schwach werden. Der Netzregelverbund sorgt hier trotzdem dafür, dass die RPG_i (siehe 3.3.6) der Regelzonen nicht auseinanderklaffen.
Es spricht nichts dagegen, die Sekundärregelung im untersten Preisbereich fast völlig der Verbrauchsseite zu überlassen. Immerhin gehören hier zur Verbrauchsseite auch Pumpspeicherkraftwerke, die sich über die Relativpreis-Prognose den günstigsten Zeitraum für den Pumpbetrieb ausgesucht haben. Wie in 2.3.4.2 beschrieben, wird es neue Arten des Stromverbrauchs geben, die sich ausschließlich bei extrem niedrigen Preisen rechnen.
Sehr wünschenswert wäre hier besonders bei starken Verbrauchern wie Pumpspeicherkraftwerken oder Wind/Solar-Methan-Erzeugung eine kontinuierliche Steuerung der Leistung in Abhängigkeit vom Relativpreis. Beispiel: Eine Elektrolyse-Anlage variiert im Relativpreis-Bereich 15...12 % ihre Leistung im Bereich 20...100 %.
Hält eine Situation hoher Windleistung bei grundsätzlich niedrigem Bedarf länger an, dann gibt es auf Verbrauchsseite irgendwann unterhalb von 5 % Relativpreis keine Möglichkeiten mehr, die hohe Leistungsaufnahme zu halten bzw. weiter zu steigern. Der Relativpreis sinkt dann in die Nähe von 1 %,* und hier werden fluktuierende Erzeugungsanlagen nach und nach zufallsgesteuert damit aufhören, Leistung einzuspeisen (siehe Ende von 3.6.1). Auch dies soll völlig regulär zur künftigen virtuellen Sekundärregelung gehören.
Wenn ein Nachlassen der fluktuierenden Erzeugung und/oder zunehmender Verbrauch zu einem Relativpreis-Anstieg führen, werden irgendwo bei 20...40 % die ersten steuerbaren Anlagen wieder in die Erzeugung einsteigen. *Hierbei kommt es nicht auf besonders schnelles Anfahren von Kraftwerken an, denn die Verbrauchsseite kann auch bei steigendem Relativpreis die Sekundärregelung sicher stellen. Selbst bei abrupten Veränderungen, z.B. durch Wegbrechen eines bedeutenden Teils der Windleistung aufgrund von Starkwind, hätte die Verbrauchsseite ein enormes Potenzial an Lastreduzierung zu bieten – im Moment vorher wurden ja noch alle Möglichkeiten der Laststeigerung ausgereizt. Eine schnelle Reaktion auf einen ansteigenden Relativpreis darf man auf Erzeugungsseite von laufenden KWK-Anlagen jeglicher Größe erwarten, die ja die zwischenzeitlich intern genutzte elektrische Leistung nur wieder nach außen schalten müssen.*

Eine derart inhomogene Realisierung der Sekundärregelung dürfte – trotz Einhaltung aller Vorgaben, siehe 3.3.6 – für „alte Hasen“ sehr gewöhnungsbedürftig sein. Das schlagende Argument ist hier einfach die Zukunftsfähigkeit der Stromerzeugung.
Die bisher für die Sekundärregelung vorgehaltenen Kraftwerkskapazitäten werden freigesetzt, dadurch wird der Neubau von Spitzenlastkraftwerken in entsprechendem Umfang eingespart.
Sollte es bei den beschriebenen Umwälzungen der Sekundärregelung Realisierungshindernisse geben, so wird dadurch hoffentlich nicht das gesamte Relativpreis-Konzept in Frage gestellt. In einem solchen Fall müsste ein anderer Weg gesucht werden, der zum gleichen oder neu definierten Ziel führt.

* Die Abrechnung der Erzeugungsseite erfolgt dennoch zu einem relativen Strompreis nahe 20 %, siehe 2.3.4.2.

3.8.3 Minutenreserve (Tertiärregelung)

Leistungsanpassungen über den Relativpreis sind nicht auf den Umfang der bisherigen Sekundärregelung begrenzt. Die steuerbare verteilte Erzeugung und die gesamte Verbrauchsseite gemeinsam werden im Normalbetrieb alle zusätzlichen Abweichungen von der Prognose auffangen können. Durch die stetige Verteilung von Leistungssteigerungen auf der Relativpreis-Skala (siehe 3.3.4) wird es keine Situation geben, die nicht über einen höheren oder niedrigeren Relativpreis aufgefangen werden könnte. Falls ein Teil der Erzeugungsanlagen – bedingt durch eine falsche Prognose – nicht schnell genug angefahren werden kann, steigt der Relativpreis eben vorübergehend noch etwas höher.
In besonderen Situationen würden proportional zu einem Anstieg des Relativpreises auch immer mehr Erzeuger mit nicht Relativpreis-gesteuerten Kraftwerken die Erzeugungsleistungen erhöhen, um von der Preissituation zu profitieren (siehe auch am Ende von 3.6.1).

Spätestens im vollen Ausbauzustand des Relativpreis-Systems wird es somit keinen Bedarf mehr geben für eine separate Minutenreserve. Die bisher hierfür vorgehaltenen Kraftwerkskapazitäten werden dann freigesetzt; der Neubau von Spitzenlastkraftwerken in entsprechendem Umfang wird hierdurch eingespart.

Zur wirtschaftlichen Sicht siehe 4.1.5.

3.9 Spannungshaltung und Blindleistungshaushalt

Das Thema hat zwar nicht direkt mit dem Konzept „Dynamischer Relativpreis“ zu tun, muss aber begleitend berücksichtigt werden. Zu erwarten sind eine starke Zunahme verteilter, auch fluktuierender Erzeugung und eine schleichende Abnahme von Großkraftwerken. Hierbei ist es ohne weitere Maßnahmen nur eine Frage der Zeit, bis das Gesamtnetz nicht mehr beherrschbar ist. Hinzu kommt noch, dass die langfristige Ablösung großer Kraftwerke durch kleinere Einheiten zu einer Verlagerung von Erzeugungsleistung aus den Übertragungs- in die Verteilungsnetze führt. [69] Und die geplanten Offshore-Windparks mit extrem großen Erzeugungsleistungen können bei Lastflüssen über hunderte von km bis weit ins Festland hinein nur mit gezieltem umfangreichem Netzausbau integriert werden. [70]

Wer dem Text bis hierhin gefolgt ist, wird sich aber innerlich hoffentlich schon davon gelöst haben, dass alles, was heute so gemacht wird, auch in alle Zukunft so gemacht werden muss und wird. Heutzutage verlässt sich ein Großteil der kleineren Erzeugungsanlagen zwar auf die im Netz bereit gestellten Systemdienstleistungen, aber auf vielerlei Weise ist der Prozess schon in Gang gekommen, der es ermöglicht, Spannungshaltung und Blindleistungskompensation auch mit verteilter Erzeugung zu realisieren.

Bezüglich der Anforderungen an Windkraftanlagen findet eine ständige Anpassung von Vorgaben statt, [71] und vieles wird schon vorgedacht, was bei noch stärkerem Windkraft-Ausbau und Abbau herkömmlicher Kraftwerke in den Blickpunkt rücken muss. [72] Noch vor wenigen Jahren musste darauf hingewiesen werden, dass (ältere) Windenergieanlagen sich nicht an Systemdienstleistungen wie Blindleistungsregelung, Spannungshaltung und Bereitstellung von Kurzschlussleistung beteiligen. [73] Heute dagegen kann festgestellt wer-

den, dass Windkraftanlagen neuerer Bauart eine Spannungsüberhöhung durch Herabregeln der Einspeiseleistung vermeiden können und sogar in der Lage sind, Spannung und Frequenz im Netz zu stützen. [74] Damit noch nicht genug, auch für eine Unterstützung der Primärregelung durch Windkraft gibt es schon Konzepte. [75]
Auch die Potenziale von Photovoltaik-Wechselrichtern sind längst nicht ausgeschöpft. Gleichzeitig neben ihrem eigentlichen Zweck lassen sie sich hervorragend zur Blindleistungskompensation und aktiven Oberschwingungsfilterung einsetzen. [76] [77]

Insgesamt gibt es hohe Potenziale für Netzdienstleistungen durch dezentrale Erzeugungsanlagen, [78] die bisher nicht umfassend in Anspruch genommen werden. Kooperationsbereitschaft seitens der Netzbetreiber vorausgesetzt, sollte es keinen Zweifel geben, dass auch ein überwiegend dezentral gespeistes Netz in Zukunft so gut beherrschbar wäre wie das heutige. Bis dahin gibt es allerdings eine Menge zu tun.

3.10 Fazit

Wie eingangs in 3.1.2 erläutert, wurden nur die entscheidenden Aspekte ausführlich thematisiert. Naturgemäß bleiben bei einem solchen visionären Konzept viele Detailfragen offen. Die grundsätzliche technische Realisierbarkeit des Relativpreis-Konzepts sollte allerdings nach dem Beschriebenen klar genug erkennbar sein. Die in 2.2.6 genannten vier Anforderungen an eine dynamische Preisbildung werden erfüllt (siehe 3.4, 3.4.2, 3.2.4 und 3.2.5, 3.5.3). In allen absehbaren Stromversorgungs-Szenarien auch über dieses Jahrhundert hinaus sollte das Relativpreis-System adäquat einsetzbar sein.
Auf mögliche verbleibende Bedenken gibt hoffentlich Kapitel 4.3 Antworten.

Es liegt auf der Hand, dass mit ständig zunehmendem Anteil fluktuierender Erzeugung die Gesamt-Auslastung der steuerbaren Erzeugung und somit auch der Relativpreis zu immer stärkeren Schwankungen neigen wird. Dieser Trend dürfte aber über einige Jahre durch die zunehmende Zahl Relativpreis-fähiger Verbraucher in hohem Maße abgemildert werden. Dieser Vorteil des Relativpreis-Systems, der sich aus der maximalmöglichen Einbeziehung aller Marktteilnehmer ergibt, sollte nicht unterschätzt werden.

4 Das Relativpreis-Konzept und ...

4.1 ... der Status Quo

Wer sich bis hierher durch das Konzept gearbeitet hat, wird sich der Frage nicht verschließen können, warum solch ein Aufwand sinnvoll oder gar unvermeidbar sein soll. Schließlich wurden doch bis heute schon eine Menge Konzepte realisiert, die ähnliche Ziele verfolgen. Außerdem gibt es bereits verheißungsvolle Zukunftskonzepte, die sich mit ähnlichen Themen beschäftigen, siehe 4.2.
In diesem Kapitel werden die beabsichtigten und größtenteils wünschenswerten Effekte im Vergleich zum Status Quo benannt.

4.1.1 Private Haushalte

Dass das Konzept auf Seiten der privaten Haushalte als Energieverbraucher revolutionär ist, liegt auf der Hand. Es liegen Welten zwischen den gängigen zeitabhängigen Billigtarifen und dem Relativpreis-Konzept.
Zwei grundsätzliche zeitabhängige Tarifmodelle haben eine weite Verbreitung gefunden.

Der billigere Nachtstrom auf nur nachts Spannung führenden Leitungen im Haus hat seinen Ursprung in der Absicht der Grundlasterhöhung durch Schaffung zusätzlichen Stromverbrauchs (z.B. Ersatz einer Ofenheizung durch Nachtspeicherheizungen). Diese im Demand-Side Management „Valley Filling" genannte Zielsetzung sorgt bei den Erzeugern für zusätzlichen Umsatz/Gewinn und für ein vereinfachtes Kraftwerksmanagement durch höhere Grundlast. Wegen fehlender Nachheizmöglichkeit am Tag und kontinuierlich gestiegener Nachtstrompreise ist dieses Tarifmodell zum „Auslaufmodell" geworden.

Der nächtliche Billigtarif für alle am Mehrtarif-Stromzähler hängenden Leitungen kann zwar auch zusätzlichen Stromverbrauch anziehen, dient aber durch etwas erhöhte Tag-Tarife eher dem erwünschten „Load Shifting", z.B. durch nächtlichen Waschmaschinen-Betrieb. Dieser Schritt in die richtige Richtung steht und fällt aber mit der Umsetzung durch die Stromkunden, bzw. in so einen Tarif wechseln nur Kunden, die sowieso schon ein Lastprofil haben, das beim geteilten Tarif eine Ersparnis bringt.

Solche Tarife spiegeln das bisher Machbare wider. Erst ein wirklich variabler Strompreis kann dafür sorgen, dass die tagsüber gewohnten Lastspitzen merklich flacher werden und die Schwankungen bei Wind und Sonne nicht mehr voll durch die steuerbare Erzeugung ausgeglichen werden müssen.

4.1.2 Gewerbliche Kunden

Bei den gewerblichen Kunden sind Anstrengungen zur Spitzenlast-Reduktion (Maximum-Überwachung) weit verbreitet, weil es häufig eine Maximalleistungs-basierte Tarifkomponente gibt, z.B. einen „Leistungspreis nach Viertelstundenmessung". [79] Je nach Schärfe des in einem Betrieb realisierten Energie-/Lastmanagements [80] greifen leistungsreduzierende Maßnahmen mehrmals pro Tag bis mehrmals pro Monat – im Idealfall ohne allzu sehr ins Bewusstsein zu rücken. Sicher wird keine der existierenden Lösungen nach Einführung des Relativpreis-Systems völlig unverändert weitergeführt werden können. Aber jede einzelne in einem Betrieb realisierte Teilmaßnahme bildet einen Ansatzpunkt für ein zukünftiges Relativpreis-bezogenes Energiemanagement. Während das jetzige Lastmanagement-System „knallhart zuschlagen" muss, um dem Betrieb hohe Einmalkosten zu ersparen, darf das Relativpreis-bezogene Lastmanagement sehr „weich" zu Werke gehen.
Darüber hinaus wird ein nennenswerter Teil der in einem Betrieb zum Einsatz kommenden Elektro-Neugeräte von sich aus Relativpreis-fähig sein, d.h. mit fast jeder Investition kommt zusätzliches Einsparpotenzial in den Betrieb.
Sollte der verantwortliche Manager allerdings der Meinung sein, er könne das ungeliebte Energie-Managementsystem mit Beginn der Relativpreis-Abrechnung ersatzlos streichen, wird er über kurz oder lang eines Besseren belehrt werden: Schon in der Einführungsphase

mit noch geringer Soll-Schwankungsbreite bietet der Relativpreis ein enormes Einspar- bzw. Verschwendungspotenzial, je nach Sichtweise.

4.1.3 Industrielle Großverbraucher

Hier gilt natürlich alles über gewerbliche Kunden Gesagte, aber es kommt, je nach Branche, ggf. etwas hinzu:
Schon heute verschaffen sich industrielle Großkunden finanzielle Vorteile durch die Ermöglichung einer Lastreduktion in Spitzenlastzeiten. [81]
Einzelne Firmen nehmen sogar schon am Regelenergiemarkt teil, [82] verkaufen also eine vorübergehend verringerte Leistungsabnahme als virtuelle zusätzliche Leistung der Minutenreserve gerade dann, wenn im Netz eine Abweichung zwischen geplanter/produzierter und momentan verlangter Leistung besteht. Die gelegentliche Verlangsamung des extrem kostenintensiven Produktionsprozesses wird gerne in Kauf genommen für die ansehnliche Vergütung der Regelleistung, die immer wieder erzielt werden kann.

So wie schon bei den gewerblichen Kunden allgemein kann auch hier festgestellt werden, dass es bei den Eingriffen in die Leistungsabnahme heutzutage um eher seltene, kurze Zeiträume und große Geldbeträge geht. Die durch schwankende Relativpreise zukünftig geforderten Reaktionen sind feiner abgestuft und im Einzelfall nicht mit starken finanziellen Auswirkungen verbunden.

Bei rund um die Uhr produzierenden industriellen Großverbrauchern lässt sich schwer abschätzen, ob ihre Stromkosten (incl. heutiger Regelenergie-Erlöse) nach Einführung des Relativpreis-Systems etwa gleich bleiben oder sich nach oben oder unten verändern werden. Das dürfte am ehesten von den heute zu zahlenden Nachtstrom-Kosten abhängen, die kaum an die Öffentlichkeit dringen.

4.1.4 Einplanung von Erzeugungskapazitäten

Die heutige day-ahead Einplanung von Kraftwerkskapazitäten basiert auf Lastfahrplänen, die anhand von Nachfrageprognosen und Windleistungsprognosen erstellt werden. Hierbei wird der Beitrag fluktuierender Erzeugung als negativer Verbrauch angesetzt. [83]
Zukünftig muss zusätzlich der Einfluss des Relativpreises auf die Momentan-Nachfrage und auf Relativpreis-gesteuerte Erzeugungsanlagen berücksichtigt werden. Hierbei empfiehlt es sich, den Beitrag aller Relativpreis-gesteuerten Erzeugungsanlagen als negativen Verbrauch zu rechnen. Unter Berücksichtigung der in 3.3 und 3.6.1 beschriebenen Grundsätze der Relativpreis-Ermittlung und -Steuerung wird man unschwer feststellen können, dass ein Großteil der bisherigen typischen Nachfrageschwankungen und der Variationen der fluktuierenden Erzeugung schon durch die Relativpreis-Steuerung von Verbrauchs- und Erzeugungsseite aufgefangen wird.

Hier ein Vorschlag für das zukünftige Vorgehen, der zu besonders treffsicheren Prognosen und hoher Zufriedenheit bei der Einplanung von Kraftwerkskapazitäten führen sollte:
Alle Erzeuger, die unabhängig vom Relativpreis planen wollen, tun dies weiterhin, z.B. anhand von Nachfrageprognosen. Aus den Ergebnissen dieser Planungen und den Prognose-

Daten aller nicht planenden Beteiligten (verteilte Erzeugung, Haushalte, ...) wird für jeden Zeitabschnitt eine Rest-Nachfragekurve Leistung über Relativpreis erstellt. Diese Daten sind die Grundlage für eine Relativpreis-Börse, an der, ähnlich wie am Spotmarkt, die Relativpreis-abhängig Planenden für jeden Zeitabschnitt ihre Leistungen aushandeln können, bis Gesamtleistung und Relativpreis sich mit der Rest-Nachfragekurve schneiden. Die ausgehandelten Preise sind – im Gegensatz zum heutigen Spotmarkt – natürlich nur Prognosen. Mit den Ergebnissen der Relativpreis-Börse je Zeitabschnitt stehen dann auch die Daten der allgemeinen Relativpreis-Prognose einen Tag vorher fest. Diese kann in den folgenden Stunden noch korrigiert werden, z.B. durch exaktere Windleistungsprognosen.

4.1.5 Stromhandel – von Terminmarkt bis Regelenergiemarkt

Das Konzept „Dynamischer Relativpreis“ beinhaltet grundsätzlich, dass aller erzeugter und verbrauchter Strom über den Relativpreis abgerechnet wird. Im vorigen Unterkapitel wurde gezeigt, dass hierbei trotzdem eine Planung von Erzeugungskapazitäten und Preisen stattfinden kann. Allerdings soll nicht ausgeschlossen werden, dass weiterhin ein Terminmarkt und ein Spotmarkt existieren und die dort erzielten Preise zwischen den Beteiligten als vereinbart gelten, unabhängig vom Relativpreis, der sich später tatsächlich im verhandelten Zeitraum einstellt. In manchen Geschäftsbeziehungen, z.B. mit Großverbrauchern, ist es denkbar, dass Strom, der unabhängig vom Relativpreis eingekauft wurde, auch unabhängig davon, z.B. zum Festpreis, wieder verkauft wird. Wo eingekaufter Strom letztlich doch zu Relativpreis-Bedingungen wieder verkauft wird, werden die Schwankungen der Einkaufspreise kaum über die Schwankungen des Relativpreises hinausgehen. Auf diese Weise besänftigen die zu erwartenden niedrigeren Schwankungen des Relativpreises den gesamten zukünftigen Stromhandel.

In 2.2.4 und 2.2.5 wurden Anhaltspunkte dafür geliefert, dass die zukünftigen Steigerungen des Relativpreises gegenüber dem Normalwert erheblich geringer ausfallen werden als es bei den Preisen auf dem heutigen Spotmarkt zu beobachten ist. Durch die vergleichsweise starke Preiselastizität der Verbrauchsseite fallen die zur Aufrechterhaltung des Gleichgewichts von Angebot und Nachfrage nötigen Schwankungen der erzeugten Leistung deutlich schwächer aus. Gerade die extremen Leistungs- und Preisspitzen runden sich ab, weil sehr viele Verbrauchsgeräte so eingestellt sind, dass besonders hohe Preise nach Möglichkeit vermieden werden. Durch das Vermeiden von Preisspitzen entstehen allerdings kaum Verbrauchsreduzierungen, sondern überwiegend Verbrauchsverlagerungen (Load Shifting).
Als Folge des Geschilderten sind folgende Effekte zu erwarten:

- Die bisher aufgrund der Merit Order am seltensten zum Einsatz kommenden Spitzenlastkraftwerke mit den höchsten Gestehungskosten werden gar nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. Ausnahmen hiervon könnten sich aus dem nächsten Punkt ergeben.
- Spitzenlastkraftwerke, deren Gestehungskosten mit zunehmender Häufigkeit und Dauer ihres Einsatzes deutlich sinken, werden mit wachsendem Erfolg am Markt teilnehmen können. Denn die zukünftig abgerundeten Nachfrage-Spitzen werden sich deutlich länger ausdehnen, weil viele Geräte ihren Verbrauch nur um -zig Minuten, aber nicht um

mehrere Stunden verlagern können. Durch die deutlich höhere Einsatzdauer dieser Spitzenlastkraftwerke ergeben sich niedrigere Gestehungskosten, was sich wiederum dämpfend auf Schwankungen des Relativpreises auswirkt.

- Die meisten steuerbaren Erzeugungsanlagen der verteilten Erzeugung (Biomasse-Anlagen, Blockheizkraftwerke, ...) werden sich ohne nennenswerte wirtschaftliche oder technische Nachteile (erhöhter Verschleiß) an einen ständig schwankenden Bedarf anpassen können. Dies dürfte eingeschränkt (d.h. langsamere Variation) auch für einen Teil der heutigen Mittellastkraftwerke gelten. So tragen diese Anlagen dazu bei, dass zukünftiger verbleibender Spitzenlastbedarf nur noch zum Teil tatsächlich durch Spitzenlastkraftwerke abgedeckt werden muss. Die im Verhältnis sehr günstigen Gestehungskosten der o.g. Anlagen wirken sich ebenfalls dämpfend auf Schwankungen des Relativpreises aus.

Insgesamt kann für den Normalbetrieb des Relativpreis-Systems Folgendes festgehalten werden:

1. Der Relativpreis wird sich täglich etwas länger in gehobenen Preisbereichen bewegen als heutige Spotmarktpreise.
2. Die maximalen Steigerungen des Relativpreises gegenüber dem Normalwert werden erheblich geringer ausfallen als dies heute bei den auf dem Spotmarkt regelmäßig erzielten Spitzen zu beobachten ist.

Der Intra-Day-Handel wird vermutlich in gleichem Maße wie der Spotmarkt schrumpfen oder eingehen.

Dass auf Dauer keine separate Minutenreserve mehr benötigt wird, wurde in 3.8.3 dargestellt. Für die bisher daran beteiligten Kraftwerke werden dann natürlich keine Leistungspreise mehr gezahlt, aber durch den bei reiner Relativpreis-Steuerung zu erwartenden häufigeren und längeren Einsatz dürfte ein rentabler Betrieb der Anlagen weiterhin gegeben sein.

Auch die Sekundärregelung wird, wie in 3.8.2 beschrieben, zukünftig nur noch virtuell und ohne Leistungspreise realisiert. Jedes bisher beteiligte Kraftwerk sollte sich zukünftig in einem lukrativen Relativpreis-Bereich positionieren können.

Insgesamt bleibt festzuhalten, dass alle inländischen Energie-Lieferungen bei unvorhergesehenen Lastzuständen nur noch über den relativen Strompreis abgerechnet werden.
Darüber hinaus lässt sich noch einiges steuern über den Basispreis (siehe 2.3.1). Z.B. können Arten von Erzeugungsanlagen, die als besonders förderungswürdig angesehen werden oder die ansonsten nicht wirtschaftlich betreibbar wären, zu einem erhöhten Basispreis abgerechnet werden, siehe auch am Ende von 2.3.6.

Zum Stromhandel mit dem Ausland gibt es in 3.6.2 einige Aussagen, die sich an den Auswirkungen auf die Relativpreis-Ermittlung orientieren.

4.2 ... andere Konzepte

Aus der schwer überschaubaren Fülle anderer Konzepte [84] wollen wir beispielhaft einige betrachten. Im Vergleich ergeben sich Alleinstellungsmerkmale des Konzepts „Dynami-

scher Relativpreis“; außerdem werden mögliche Verknüpfungen der Konzepte diskutiert.

4.2.1 Locational Pricing, Nodal Pricing

Locational Pricing [85] ist ein Oberbegriff für Verfahren, die Kostenunterschiede in Abhängigkeit vom Ort berücksichtigen wollen. Nodal Pricing ist wohl die am meisten diskutierte Form des Locational Pricing und wird schon seit Jahren in Neuseeland und im Nordosten der USA eingesetzt. Der Fokus dieses Verfahrens liegt auf der optimalen Abstimmung von Netzausbau und Positionierung von Erzeugungsanlagen sowie dem Auslastungsmanagement der Verteilungsnetze.
Zum Konzept „Dynamischer Relativpreis“ gibt es wenig Überschneidungen, noch am ehesten bzgl. der Vermeidung regionaler Überlast-Situationen. Ein Stück weit sind beide Konzepte komplementär, könnten sich also u.U. gut ergänzen. Ein interessanter Gedanke wäre vielleicht, besonders die verbraucherbezogenen Elemente des Relativpreis-Konzepts in eine Locational-Pricing-Umgebung zu implementieren. Anders herum gibt das Locational Pricing möglicherweise gute Antworten auf manche der beim Konzept „Dynamischer Relativpreis“ offen gelassenen Netzmanagement-Fragen.

4.2.2 Grid-Friendly Appliances

In der Erprobung befindlich sind „Grid-Friendly Appliances”, [86] Schaltkreise, die z.B. Heizgeräte oder Kühlaggregate automatisch für eine Zeit vom Netz nehmen, wenn eine etwas zu niedrige Netzfrequenz auf eine Überlastung auf Erzeugungsseite hindeutet.
So wie auch im Relativpreis-Konzept vorgesehen, werden hier zufallsbestimmte Zeitverzögerungen angewandt, um eine schlagartige Laständerung im Netz zu vermeiden. Auf Erzeugungsseite wird in Extremsituationen Regelleistung eingespart; der einzige Vorteil für den Kunden dürfte aber wohl eine erhöhte Sicherheit vor einem Lastabwurf sein.

Das Relativpreis-Konzept ist umfassend und stellt nebenbei die Einsparung von Regelleistung und den Schutz vor Lastabwürfen bereit. Zufallsbestimmt sind hier auch die Schaltschwellen, so dass die Reaktion im Netz in jedem Fall “weich” genug sein dürfte – worüber bei den Grid Friendly Appliances noch diskutiert wird.

4.2.3 Inhouse-Vernetzung

Hier soll nur auf den Privatbereich eingegangen werden, denn im gewerblichen Bereich ist natürlich “alles” möglich.
Anläufe zur Inhouse-Vernetzung existieren schon länger, doch im Privatbereich geht es mit der Akzeptanz bei Otto Normalbewohner nur sehr zögerlich voran. Ziel ist die Nutzung von Synergie-Effekten beim Zusammenschalten aller Geräte und Anlagen; jedes Gerät soll profitieren von den Informationen, die die jeweils anderen Geräte liefern können, und die Bewohner sollen ihr Haus als ein hilfreiches Ganzes erleben.

Im Relativpreis-Konzept ist grundsätzlich vorgesehen, dass jedes Gerät für sich allein den günstigsten Umgang mit dem (prognostizierten oder momentanen) Relativpreis findet. Hierbei kann es durchaus sinnvoll sein, zusätzlich ein System zur Inhouse-Vernetzung ein-

zusetzen, das eigene Strategien verfolgt, um Energie bzw. Kosten zu sparen. Es wäre auch denkbar, dass ein hausinternes System wie digitalSTROM [87] teilweise die Steuerung der Reaktionen auf die Relativpreis-Information übernimmt und Geräte ihre eigenen Relativpreis-Strategien brach liegen lassen.
Die Inhouse-Vernetzung ergänzt bzw. ersetzt ja nur einen Teil des Relativpreis-Systems. Wichtig ist immer noch, dass die Relativpreis-Information von außen kommt und dass alle anderen Teilnehmer des Systems sich wie beschrieben einbringen.

4.2.4 Anreizbasiertes Demand-Side Management

Beim Demand-Side Management gibt es unterschiedlichste denkbare anreizbasierte Varianten, die darauf hinaus laufen, dass der Stromkunde in irgendeiner Form belohnt wird, wenn er ermöglicht, dass seine Last in entscheidenden Momenten reduziert werden kann.

Verschiedenste anreizbasierte Demand-Response-Programme [88] wurden schon realisiert, z.B.:

- In Deutschland werden Großkunden belohnt, wenn ihr Stromversorger die Last bestimmter Anlagenteile vorübergehend reduzieren darf.
- Im Ausland werden Haushalts- und Gewerbekunden belohnt, wenn ihr Stromversorger z.B. Klimageräte und Warmwasser-Aufheizung vorübergehend unterbrechen darf.
- In unterschiedlichsten Programmen lohnt es sich für Großverbraucher, eine Lastreduktion als Regelleistung zur Verfügung zu stellen.

Hinter all diesen Anstrengungen steckt der Gedanke, noch teurer einzukaufende Regelleistung einzusparen bzw. die in Spitzenlastkraftwerken vorzuhaltenden Kapazitäten zu minimieren.
In die Zukunft gerichtete Bestrebungen laufen darauf hinaus, die Reichweite dieser Programme noch auszudehnen. Es bleibt aber dabei, dass damit immer nur ein Teil der Verbraucher erreicht wird und dass bei jedem Verbraucher extra Aufwand getrieben werden muss, um letztlich doch nur ein Teilziel zu erreichen.

Beim Relativpreis-System wäre ein herkömmliches Demand-Side Mangement per Rundsteuersignalen nicht mehr nötig. Alle Ziele, die damit bisher verfolgt wurden, werden dann besser durch die Relativpreis-Steuerungswerte erreicht.

4.2.5 Zeitvariable Tarife

Jeder variable Tarif für die Verbrauchsseite kann auch als preisbasiertes Demand-Side Management bezeichnet werden. Die häufigste Variante sind bisher zeitvariable Tarife, bei denen den Stromkunden z.B. einen Tag vorher mitgeteilt wird, welche Tagesabschnitte wie teuer sein werden. Ein Beispiel für einen zeitvariablen Tarif ist das sog. „Real-Time-Pricing“ [89] – auch wenn der Name nach mehr klingt.
Im Privatbereich, ohne automatische Beeinflussung von Geräten, können die Stromkunden Einsparungen nur durch ständige Beschäftigung mit dem Preisverlauf erzielen. Im gewerblichen Bereich lässt sich, z.B. durch Einsatz intelligenter Energiemanagementsysteme, sicher ein besseres Verhältnis von Aufwand und Ertrag erzielen.

Automatische Reaktionen von Verbrauchsseite werden in manchen Konzepten nicht ausdrücklich erwähnt, sind aber zwangsläufig zu erwarten, sobald ein Tarif langfristig etabliert wird. Dies dürfte sich in den ersten Jahren überwiegend vorteilhaft auswirken, insbesondere durch eine deutliche Verstärkung des gewünschten Load Shifting. Absehbare längerfristige Nachteile werden in 2.2.3 beschrieben.
Leider bieten zeitvariable Tarife, selbst bei Verkürzung der Ankündigungszeit auf z.B. eine Stunde, keinerlei automatische Reaktionsmöglichkeit auf Momentanzustände im Netz. Dies ist ein Manko, denn die schlagzeilenträchtigen Ereignisse gibt es dann, wenn die Realität stark von der Prognose abweicht.

Beim Forschungsprojekt „Preissignal an der Steckdose“ [90] wird ein zeitvariabler Tarif gekoppelt mit der Absicht einer automatischen Beeinflussung von Geräten auf Verbrauchsseite und auch von Erzeugungsanlagen. Hierbei werden die Preise aus dem Preisverlauf der Leipziger Strombörse EEX abgeleitet. [91] Stichhaltige Aussagen über den wechselseitigen Zusammenhang von Preisverlauf und Lastgang bekommt man bei automatischen Reaktionen allerdings nur dann, wenn man in die Preisbildung nur die Lastgänge der in den Feldversuch einbezogenen Stromkunden und ggf. Erzeuger einbezieht. So wie z.B. in der Hochrechnung der Ergebnisse des „Eckernförder Tarifs“.

4.2.6 Der „Eckernförder Tarif“

Als „Eckernförder Tarif“ wird das Projekt „Dynamische Stromtarife und Lastmanagement“ bezeichnet, bei dem in einem Feldversuch 1994 bis 1996 eintausend Haushalte in Eckernförde nach einem variablen, kontinuierlich angepassten Tarif abgerechnet wurden. [92]

Zukunftskonzepte und Forschungsprojekte sollten einem vergleichenden Blick auf dieses Projekt standhalten.

Bei der Auswertung des Feldversuchs konnten erhebliche Lastverlagerungen aus Hochpreiszeiten heraus sowie Kostenersparnisse der Teilnehmer festgestellt werden.
Das angewandte Preissystem war tatsächlich „dynamisch“ in der Hinsicht, dass aus dem aktuellen Lastgang immer wieder neu ein Momentanpreis ermittelt wurde. Auch automatische Reaktionen von Haushaltsgeräten wurden realisiert, allerdings nicht von allen Versuchsteilnehmern genutzt. Bei der Hochrechnung auf das gesamte Versorgungsgebiet mit einem Berechnungsrhythmus von 15 Minuten ergab sich zu Hochpreiszeiten ein deutliches Schwingen von Preis und Lastgang, siehe auch 2.2.3.
Neben dem Staunen darüber, was mit damaliger Technik erreicht werden konnte, gibt der Eckernförder Tarif die Bestätigung, dass automatische Reaktionen von Verbrauchern auf eine dynamisch gebildete, auslastungsbezogene Preisinformation zu den gewünschten Effekten führen.

Das – bislang nur theoretische – Relativpreis-Konzept ließe sich von Verbrauchsseite als Weiterentwicklung des Eckernförder Tarifs sehen, mit Verfeinerungen in folgenden Bereichen:

- Zufälligkeiten bei Schaltschwellen.

- Zufälligkeiten bei der Reaktionszeit auf Schaltkriterien.
- Gleichmäßige Verteilung der Schaltzeitpunkte bei länger dauernden Preis-Minima.
- Feiner abgestufte Preisinformation für die Steuerung von Geräten.
- Schnellere Reaktionsmöglichkeiten bei der Preisbildung.

4.2.7 Projekte DINAR, SESAM, ...

An den führenden deutschen Instituten werden seit Jahren Projekte durchgeführt, die mögliche Fortentwicklungen des Status Quo aufzeigen sollen. Die im Folgenden erwähnten Projekte [93] sind als Beispiele anzusehen.

DINAR, bidirektionales Energiemanagement im Niederspannungsnetz. Hier werden Verbrauch und verteilte Erzeugung hinter dem Netzanschlusspunkt des Stromkunden gesteuert. Dies geschieht anhand variabler Tarife für Verbrauch und Einspeisung, die vom Energiedienstleister übermittelt werden.
Die Intelligenz sitzt hier nicht in jedem Gerät, sondern in der Hauszentrale, die über den Betrieb des Gerätes entscheidet. Hierdurch wird das Maximale an Load Shifting erreicht, das ohne Neukonstruktion von Elektrogeräten erzielt werden kann. Das zusammengeführte Wissen um jedes momentan in Betrieb befindliche Gerät sowie die Momentanleistung vorhandener dezentraler Erzeugung führt zu einer Synergie gegenüber lauter unabhängig agierenden Geräten/Anlagen auf einem Grundstück. Nachteil sind die Kosten für die zentrale Steuerung je Gebäude/Haushalt – beim Konzept „Dynamischer Relativpreis“ kann man davon ausgehen, dass neu entwickelte Elektrogeräte in der Herstellung nur unwesentlich teurer werden, was für die Masse der Privatkunden eine kostenneutrale Umstellung „nebenbei nach und nach“ möglich macht.
Das Projekt DINAR startete im November 2003, lange bevor das Konzept „Dynamischer Relativpreis“ entwickelt wurde, das ja als Teilaspekt ebenfalls eine Verbrauchersteuerung enthält. Die dort realisierte und die hier vorgeschlagene Verbrauchersteuerung unterscheiden sich zwar, sind aber in einigen Auswirkungen auf Erzeugung und Netz vergleichbar. Der Erfolg des Projekts kann als Beleg dafür dienen, dass eine Maximierung von Load Shifting durch Einbeziehung aller Verbrauchsgeräte sinnvoll und möglich ist.

SESAM, selbstorganisierter internetbasierter Energiemarkt. Eine potenziell jedem Haushalt offen stehende Handelsplattform für elektrische Energie bringt mithilfe automatisierter Auktionen Anbieter, Nachfrager, Energiedienstleister und Zwischenhändler zusammen.
Im Vergleich mit dem Status Quo geht dies auf jeden Fall in die richtige Richtung, denn je größer die Masse der Marktteilnehmer ist, desto besser können Angebot und Nachfrage zusammen kommen. Engpass-Situationen werden abgemildert, und Preisschwankungen werden geringer. Der Kommunikationsaufwand ist allerdings nicht vernachlässigbar.
Das bislang nur theoretische Konzept „Dynamischer Relativpreis“ geht noch weiter in diese Richtung: Durch die automatische Teilnahme nahezu aller Geräte und Anlagen am dynamischen Preisgeschehen wird bzgl. Engpass-Situationen und Preisschwankungen das Optimum erzielt, mit einem Minimum an Kommunikationsaufwand.
SESAM könnte eines der Preisbildungs-Konzepte sein, die zur Integration in das Relativpreis-System geeignet wären, siehe 3.3.5.

4.2.8 Das PowerMatcher-Konzept

PowerMatcher [94] ist ein marktbasiertes Angebot-Nachfrage-Steuerungskonzept für Stromversorgungsnetze mit einem hohen Anteil verteilter Erzeugung. Potenziell jede Erzeugungsanlage, jeder Stromspeicher und jeder Verbraucher hat einen eigenen Steuerungsagenten, der die „Interessen“ seiner Einheit möglichst optimal nach außen vertreten soll. Die Informationen mehrerer Agenten werden über einen PowerMatcher-Knoten zusammengefasst, der wiederum die gebündelten Informationen an einen übergeordneten Knoten weiterreicht, usw. Die Preisbildung findet in hochrangigen Knoten nach vorher festgelegten Preisbildungsmechanismen statt. Die Zeitpunkte bzw. Intervalle, zu denen eine neue Preisermittlung stattfinden soll, können eingestellt werden. Sowohl für die Angebots- als auch die Nachfrage-Seite wird eine Funktion „Leistung zu Preis“ gebildet. Auf der Angebotsseite ist dies i.d.R. eine stetig steigende Funktion, auf der Nachfrageseite fällt sie stetig. Bei genau einem Preis ergibt sich in beiden Funktionen dieselbe Leistung, und dieser Preis gilt dann als vereinbart. Die Preis-Information wird an die untergeordneten Knoten zurückgegeben, und die Agenten sorgen dafür, dass die angeschlossenen Einheiten das Angekündigte wahr machen.
Sofern tatsächlich jede Einheit am Stromnetz korrekt durch einen Agenten vertreten wird, können sich Preisbildung und Leistungsflüsse auch (zeitweise, teilweise) auf kleinere Gebiete beschränken, wodurch die Übertragungsnetze entlastet werden.

Eine Kombination des Relativpreis-Konzepts mit dem PowerMatcher-Konzept erscheint sinnvoll, wenn die Preisbildung bei Erzeugungsanlagen, Stromspeichern und größeren Verbrauchern komplexeren Mechanismen folgen soll als im Relativpreis-Konzept vorgesehen. Gleichzeitig kann das Relativpreis-System gut die Lücke schließen, die im PowerMatcher-Konzept entsteht, wenn es Einheiten gibt, die nicht durch einen Agenten vertreten werden.
Wenn man die Vorteile des Relativpreis-Konzepts, z.B. bzgl. der virtuellen Sekundärregelung, beibehalten will, sollte man an der grundsätzlichen Preisbildung nichts ändern. Die Informationen, die der oberste PowerMatcher-Knoten je Regelzone bereit stellt, könnten getrennt für Erzeugung und Verbrauch in die Neuberechnung des Relativpreises einfließen. Für die Rückübermittlung der unterschiedlichen Steuerungs- und Abrechnungswerte müsste die PowerMatcher-Infrastruktur ggf. erweitert werden.

4.2.9 Fazit

Wer die Leistungsfähigkeit des Relativpreis-Konzepts, auch im Vergleich mit anderen erwähnten Konzepten, vor Augen hat, wird zustimmen, dass dieses Konzept, diese Vision, nötig ist. Vielleicht als neues Basis-System für die Steuerung von Angebot und Nachfrage. Vielleicht auch nur als Ideenlieferant für ein noch zu entwickelndes neues Gesamtkonzept.

4.3 ... kritische Fragen

Wer noch nicht überzeugt ist, findet seine persönlichen Fragezeichen hoffentlich in den folgenden Unterkapiteln wieder. Um bei Weichenstellungen für die zukünftige „Energielandschaft“ mitreden zu können, sollte man die typischen Gegenargumente und Bedenken

kennen, auf die hier schlaglichtartig eingegangen wird. Allerdings wird – je nach Fragestellung – vorausgesetzt, dass auch die Details des Konzepts bekannt sind.

4.3.1 Abhängigkeit von der Relativpreis-Information

Was passiert, wenn die Relativpreis-Information in großen Teilen des Landes ausfällt, d.h. nicht übers Netz verteilt werden kann?

Antwort: Ganz sicher wird es nicht nur eine einzige Zentrale geben, in der die Relativpreis-Ermittlung stattfindet. Von mehreren redundant aufgebauten Zentralen aus wird die Information auf redundant ausgelegten Wegen verteilt werden. Jede dieser Zentralen wäre alleine in der Lage, alle Steckdosen im ganzen Land mit der Relativpreis-Information zu versorgen. Ausfälle wären höchstens denkbar an weit unten liegenden Stellen der Verteilung, die nicht redundant aufgebaut sind. Davon wären dann z.B. 0,1...5 % aller Anschlüsse betroffen. Selbst wenn 30 % aller Anschlüsse (Erzeugung/Verbrauch) keine Relativpreis-Information mehr erhielten, sollte das Netz problemlos beherrschbar bleiben. Die meisten Steuerungen würden sich so verhalten wie bei 100 % Relativpreis; die größeren Erzeugungsanlagen und die Großverbraucher würden ihr Lastverhalten bei Ausfall der Relativpreis-Information einfach an der momentanen Netzfrequenz orientieren. Das Verhalten des Gesamtsystems wäre nur etwas weniger elastisch als normal; aus einem Relativpreis von z.B. 180 % könnte dann ein Relativpreis von 190...200 % werden.

4.3.2 Komplexität des Systems

Das ganze System ist zu komplex. Es wird niemanden geben, der alles durchblickt, und irgendetwas wird immer irgendwo aus dem Ruder laufen und Probleme bereiten.

Antwort: Auch heute schon ist die Stromerzeugung und -verteilung eine sehr komplexe Angelegenheit. Die Fachleute in diesem Bereich müssen immer wieder umfangreiche Formeln verstehen und anwenden. Komplexe Computersimulationen müssen korrekt gefüttert und ausgewertet werden.
So wie sich heute Elektroingenieure auf Stromerzeugung oder Übertragungsnetze spezialisieren, wird es zukünftig Spezialisten für das Relativpreis-System geben. Manche davon werden sich am besten mit der Steuerung von Verbrauchsgeräten auskennen, andere mit der Relativpreis-Ermittlung und der Relativpreis-abhängigen Steuerung von Erzeugungsanlagen. Es gibt keinen Anhaltspunkt für die Vermutung, dass das System durch Spezialisten nicht sauber konzipiert, realisiert und störungsfrei betrieben werden könnte.
Die Einführung des Relativpreis-Systems würde tatsächlich dazu führen, dass sich in manchen Bereichen die Komplexität deutlich erhöht. Hierbei darf und soll aber keineswegs von bisherigen Prinzipien abgewichen werden, die Garanten für einen störungsfreien bzw. im Falle von Störungen definiert beherrschbaren Betrieb sind. Ein Vergleich mit anderen aus dem Alltag bekannten komplexen Systemen, deren Störanfälligkeit bewusst in Kauf genommen wird, wäre völlig unangemessen.
Bei der Realisierung komplexer Systeme, deren Ausfall unbedingt vermieden werden muss, gibt es gängige, bewährte Vorgehensweisen, bei denen blindes Vertrauen in irgend-

welche Outputs konsequent vermieden wird. Durch automatische Plausibilitätskontrollen und asymmetrisch redundante Auslegung kann sicher gestellt werden, dass unpassend ermittelte Werte oder der Ausfall einer Einheit keinerlei Auswirkung auf das Gesamtsystem haben.
Natürlich kann man nicht völlig ausschließen, dass sich ein Steuerungs-Chip eines Herstellers, der millionenfach in Geräten verwendet wird, bei einer selten erreichten Relativpreis-Konstellation völlig kontraproduktiv verhält. Über die eingebauten Zufälligkeiten wird aber ja dafür gesorgt, dass kaum alle Millionen Geräte exakt gleichzeitig und gleich reagieren.
Wer das gesamte Konzept gelesen hat, wird zugeben müssen, dass an den meisten Stellen des Gesamtsystems fast Beliebiges passieren darf, und das System wird weich, gutmütig und ausreichend stark reagieren, so dass selbst lokale Auswirkungen fast immer vermieden werden können.

4.3.3 Einbeziehung der Verbrauchsseite in die Sekundärregelung

Bei steigendem Relativpreis sollen ja Erzeugungs- und Verbrauchsseite Hand in Hand arbeiten, um die virtuelle Sekundärregelung zu realisieren. Wäre es nicht besser, zunächst immer nur die Erzeugungsseite reagieren zu lassen und erst erst einige Minuten später die Verbrauchsseite? Dann wäre der Mangel vielleicht schon gleich von der Erzeugungsseite ausgeglichen, so wie heute, und die Verbraucher müssten sich nicht einschränken.

Antwort: Hier muss man unterscheiden zwischen Relativpreis-Erhöhung und Einschränkung. Zum Relativpreis-Konzept gehört die kontinuierliche Veränderung des Relativpreises mit der Auslastung der steuerbaren Erzeugung. Wenn die Erzeugungsseite auf einen größeren Lastwechsel reagiert und sich damit auch der Relativpreis ändert, muss der Verbrauchsseite die Gelegenheit gegeben werden, auf den veränderten Preis zu reagieren, denn die Stromkunden sollen ja automatisch sparen können. Egal wie man die Sekundärregelung aufbaut, wird also immer auch die Verbrauchsseite reagieren. Dann ist es besser, ihre Reaktion von vornherein mit in die virtuelle Sekundärregelung einzubeziehen, um ein Überschwingen auf Erzeugungsseite zu vermeiden.
Beim Relativpreis-Konzept behalten die Stromkunden maximale Gestaltungsfreiheit, was automatische Reaktionen ihrer Geräte betrifft, siehe 2.3.3. Kunden, die kräftig Stromkosten sparen wollen, werden das bei jedem neuen Gerät (oder generell für die ganze Wohneinheit) einmalig einstellen; sie tragen stark zur Sekundärregelung bei. Diejenigen Stromkunden, denen der Komfort viel wichtiger ist als Kostenersparnisse, können das am Info-Terminal einmalig vorgeben, und alle ihre Geräte – auch später zugekaufte – werden sich danach richten. Zwischen diesen beiden Extremen gibt es natürlich etliche Abstufungen, und bei Bedarf können bestimmte Geräte einzeln voreingestellt werden. So gestalten die Kunden selbst, wie stark sich ihre Geräte in die Sekundärregelung einbeziehen lassen.

4.3.4 Zu schneller Abrechnungsrhythmus

Alle gängigen Konzepte für variable Strompreise sehen eine Abrechnung in 15-Minuten-Intervallen vor. Das ergibt nur 96 Datensätze pro Tag, und ein solches Lastprofil lässt sich

noch einigermaßen gut auf dem Bildschirm darstellen. Ein deutlich schneller schwankender Abrechnungswert produziert zu große Datenmengen, die nicht mehr handhabbar sind.

Antwort: Hier muss man unterscheiden zwischen der Entstehung der Abrechnungsdaten und ihrer Speicherung. Wenn sich der Abrechnungswert z.B. alle 30 s verändert, erhält man theoretisch pro Viertelstunde 30 Datensätze, also pro Tag 2880. Nach Ablauf jeder Viertelstunde können diese Daten aber im Stromzähler (angepasstes Smart Meter) zusammengefasst werden: Aus der erfassten elektrischen Arbeit und der aufsummierten Abrechnungsgröße „Arbeit ∗ relativer Strompreis“ kann ein durchschnittlicher relativer Strompreis errechnet werden. Die je Viertelstunde interessierenden Daten können in einem einzigen Datensatz weitergegeben werden. Auf diese Weise werden auch beim Konzept „Dynamischer Relativpreis“ generell nur 96 auszuwertende Datensätze pro Tag erzeugt.

Eine zeitnahe Auswertung der Einzeldaten der kürzeren Zeiträume aus besonderem Anlass, z.B. hausintern per PC, soll damit nicht ausgeschlossen werden.

Es gibt gute Gründe, den Relativpreis-Abrechnungswert in der Zeit zwischen Beginn und Ende einer Viertelstunde tatsächlich zu variieren. Würde man den Abrechnungswert am Beginn jeder Viertelstunde auf den Momentanwert des Steuerungswerts setzen und dann für den Rest der Viertelstunde einfrieren, so hätte dies Folgen:
Die in den Verbrauchsgeräten eingebauten Relativpreis-Steuerungen sollen den Stromkunden möglichst optimale Einsparergebnisse bescheren. Wenn bekannt ist, dass sich der Abrechnungswert nach Beginn jeder Viertelstunde nicht mehr ändert, wird ein optimales Ergebnis nur zu erzielen sein, wenn das Verhalten des Geräts in Abhängigkeit vom Abrechnungswert und (im Normalbetrieb) nicht vom Steuerungswert gesteuert wird. Damit gäbe es auf Veränderungen des Steuerungswerts kaum mehr Reaktionen von Verbrauchsseite, und wir hätten – ähnlich wie in 2.2.3 geschildert – den Effekt, dass die Beherrschbarkeit des Netzes im Normalbetrieb gefährdet wäre – durch den variablen Strompreis.
Es hat also durchaus seinen Sinn, dass der Relativpreis-Abrechnungswert quasi-kontinuierlich variieren soll und dass die Zeitpunkte seiner Änderungen nicht vorher bestimmbar sind.

4.3.5 Risiken/Störungen durch Spül- und Waschmaschinen

Wer einmal erlebt hat, wie eine Spülmaschine eine Küche unter Wasser gesetzt hat, wird ungern die Kontrolle aus der Hand geben, indem er eine Spül- oder Waschmaschine irgendwann nachts laufen lässt. Außerdem sind viele Geräte so aufgestellt, dass man nachts durch ihre Geräusche gestört würde.

Antwort: Für alle mit Wasser betriebenen Maschinen gibt es schon länger bewährte Lösungen, durch die sicher gestellt werden kann, dass ein mögliches Austreten von Wasser entweder verhindert oder im Umfang sehr gering gehalten wird. Z.B. doppelwandige Schläuche mit automatischer Wassersperre und Alarmierung bei Undichtigkeit des inneren Schlauchs. Geräte können so konstruiert werden, dass Wasserfühler an verschiedenen Stellen Auskunft geben können, ob eine Undichtigkeit im Inneren des Geräts, an der Klappe oder beim Ablaufschlauch vorliegt. Alle Undichtigkeiten, bei denen Letzteres ausgeschlos-

sen werden kann, lassen sich durch automatisches Sperren des Zulaufs direkt am Wasseranschluss und sofortiges Abpumpen des in der Maschine befindlichen Wassers auf Bruchteile eines Liters begrenzen. Liegt eine Undichtigkeit beim Ablaufschlauch vor, beendet das Gerät seine Arbeit mit unveränderter Wasserfüllung.

Eine sofortige Alarmierung der Benutzer wäre über Alarmcodes denkbar, die vom Gerät über die Stromleitungen an den Stromzähler gesendet und von dort an alle Relativpreis-Displays mit Alarmton (siehe 2.3.3) verteilt werden. Wenn innerhalb von zwei Minuten keine Reaktion erfolgt (z.B. bei Abwesenheit), könnten im Relativpreis-Infoterminal hinterlegte Handy-Nummern der Reihe nach angerufen werden und eine automatische Klartext-Alarmmeldung durchgegeben werden.
Versicherungsverträge könnten Regelungen enthalten, dass auch bei Abwesenheit der Bewohner alle Schadenkosten übernommen werden, wenn die eingesetzten Geräte einen Mindeststandard erfüllen, was wiederum der Hersteller in den Unterlagen zum Gerät bestätigt.
Das Thema Lärm muss bei Wohnungsbau-Vorschriften berücksichtigt werden, so dass Mieter einer Wohnung sicher sein können, dass die Waschmaschine einen Platz bekommt, der niemanden im Haus beim Schlafen stört. Jeder Waschmaschine könnte man für den Relativpreis-gesteuerten Betrieb die vom Benutzer änderbare Grundeinstellung mitgeben, in welchem Zeitfenster (z.B. 7:00–22:00 Uhr) sie an den sieben Wochentagen und an Feiertagen schleudern darf. Nach dem nächtlichen Waschen würde das Schleudern dann bis zum Beginn des Zeitfensters aufgeschoben. Heutige Spülmaschinen sind schon so leise, dass man ihren Betrieb im Nachbarraum kaum mehr wahrnehmen kann.
Insgesamt muss natürlich die Ausstattung von Elektrogeräten, die sich selbst aktivieren sollen, hohen Sicherheitsstandards entsprechen. In wenigen Jahren dürfte es kaum mehr ein Gerät ohne Temperaturfühler geben, die eine automatische Abschaltung bei Überhitzung ermöglichen; zukünftig könnte die Relativpreis-Steuerung dann noch einen Alarmcode senden.

4.3.6 Wo bleiben Technik-Laien und Gleichgültige?

Die Personen, die dieses Buch lesen, gehören vermutlich zu den paar Prozent der Bevölkerung, die die Bedienung jedes Geräts in ihrem Haushalt rundum beherrschen, einschließlich der Grundeinstellungen. Wenn solche Leute so ein Konzept beschließen, verlieren sie aus dem Blick, dass die Mehrheit der Bevölkerung aus Technik-Laien besteht. Außerdem gibt es sehr viele „Gleichgültige“, die einfach nur ihre Geräte benutzen wollen und keinerlei Zusatzaufwand für irgendwelche Spar-Einstellungen treiben wollen.

Antwort: Dies ist eines der wichtigsten gesellschaftlichen Themen, die im Vorfeld der Einführung des Relativpreis-Systems umfassend berücksichtigt werden müssen, siehe Kapitel 2.5. Es gibt gute Wege, um sowohl Technik-Laien als auch Gleichgültigen eine mehr als befriedigende Teilnahme am Relativpreis-Sparen zu ermöglichen.

Das erste Ziel muss sein, die Einstellung und Bedienung von Geräten so einfach und einheitlich wie möglich zu machen. In die Entwicklung und Evaluierung entsprechender Konzepte wird man sicher nicht nur Fachleute, sondern – durch Befragungen und Feldtests –

auch viele Technik-Laien und Gleichgültige einbeziehen.
Ein Ergebnis wird sein, dass die Benutzer bei den allermeisten der in Kapitel 2.3.2 erwähnten Arten von Geräten gar nichts machen müssen, damit sie sehr gute Spar-Ergebnisse erwirtschaften. Dies geschieht einfach durch die ab Werk vorhandenen Grundeinstellungen.
Bei den wenigen Arten von Geräten, die für das Sparen bei jeder Benutzung eine zusätzliche Eingabe erfordern, kann die nötige Bedienung sehr einheitlich gestaltet werden. Ein Technik-Laie, der einmal gesehen hat, wie einfach die Ende-Zeitvorgabe per Drehknopf bei einer Waschmaschine von Fabrikat X vorgenommen werden kann, wird dies auch problemlos bei einer Geschirrspülmaschine von Fabrikat Y schaffen – und es auch anderen Technik-Laien zeigen können.
Die in 2.3.3 erwähnten Info-Terminals können natürlich viele Informationen in unterschiedlichster Weise darstellen – das könnte Laien verwirren. Aber im Grundzustand und ohne dass jemals eine einzige ihrer Tasten gedrückt werden müsste, sollten sie genau die Informationen auf verständlichste Weise anzeigen, die für Laien am wichtigsten sind. Welche mögen das sein? Das wird man erst nach umfangreichen Untersuchungen unter Einbeziehung von Laien und Gleichgültigen herausfinden.

Selbst wenn all das optimal gestaltet wird, ist damit noch nicht allen Menschen geholfen. Zwar werden Relativpreis-fähige Geräte kaum komplizierter zu bedienen sein als bisherige. Zukünftig kann es jedoch – bei wenigen Arten von Geräten – deutliche finanzielle Auswirkungen haben, wenn man einen bestimmten Punkt der Bedienung eines Geräts nicht beherrscht oder ignoriert.
Bei den Energieversorgungsunternehmen angestellte „Relativpreis-Berater“ könnten zu Festpreisen oder – unter bestimmten Bedingungen – auch kostenlos eine umfassende Energieberatung durchführen, deren Ergebnisse ganz auf die Bedürfnisse der Beratenen abgestimmt wären:

- Die Spar-Grundeinstellungen jedes Geräts werden entsprechend den Vorlieben der Benutzer optimal eingestellt. Die vorgenommenen Einstellungen werden dokumentiert.
- Für Geräte im Haushalt, die noch nicht Relativpreis-fähig sind, wird abgeschätzt, ob sich die Anschaffung eines Vorschaltgeräts (intelligente Zwischensteckdose) lohnt, das die Relativpreis-Steuerung übernimmt. Falls ja, wird dieses gleich entsprechend konfiguriert.
- Die tatsächlich nötigen Schritte bei der Bedienung jedes Geräts werden ausführlich erläutert; genau auf die Bedürfnisse der Nutzer abgestimmte Kurz-Bedienungsanleitungen werden erstellt.
- Für Gleichgültige mit entsprechend hoher Stromrechnung werden – abgestimmt auf ihre Vorlieben und Abneigungen – die fünf erfolgversprechendsten Verhaltensänderungen erarbeitet; hierfür wird die voraussichtliche Höhe der jährlichen Einsparungen errechnet.

Eine Maßnahme, die fast alle Sorgen ganz einfach beendet und sich bei schwankenden Strompreisen auch gut amortisieren wird, ist die Aufstellung eines vollautomatischen Batteriespeichers im Keller, der den Strom immer zur günstigsten Zeit einspeichert.

Die Tatsache, dass es Technik-Laien und Gleichgültige gibt, darf nicht dazu führen, dass variable Strompreise als indiskutabel hingestellt werden. Das vorgestellte Konzept „Dyna-

mischer Relativpreis“ dürfte für die genannten Bevölkerungs-Gruppen durch die automatischen Reaktionen aller in Frage kommenden Geräte noch am ehesten das Optimum darstellen.

4.3.7 Notwendigkeit eines neuen Konzepts

Die Umstellung auf ein solches System erfordert einen enormen Aufwand und krempelt unsere ganze Gesellschaft um. Mit CO_2-freien Kohlekraftwerken könnte man auf Atomenergie verzichten und bräuchte am jetzigen Konzept nichts zu ändern.

Antwort: Mit einem weiter wachsenden Anteil von Wind und Sonne müsste bei Beibehaltung der jetzigen Netzregeln immer mehr Schattenkraftwerks-Leistung bereit gehalten werden, weil die Schwankungen auf Erzeugungsseite immer größer werden. Vermutlich braucht man gar nicht so weit in die Zukunft zu schauen, um festzustellen, dass der Einführungsaufwand für das Relativpreis-System allein schon durch die eingesparten Schattenkraftwerks-Kapazitäten wieder ausgeglichen wird. Die fluktuierende Erzeugung schon bald einzufrieren, wäre nicht zukunftssicher, denn dann müsste ein unverändert hoher Anteil der Jahresenergiemenge durch Atomkraft und/oder CO_2-Kraftwerke erzeugt werden.
Die Technik der CO_2-Abtrennung ist ein Fortschritt, allerdings wäre bei einer Verminderung der CO_2-Emissionen (aufs Ganze gesehen) um 72...78 % der Begriff „CO_2-arm“ treffender. [95] Außerdem sind die CO_2-Speicherungsmöglichkeiten noch nicht ausgereift [96] und bergen allerhand Risiken. [97] Sollte sich das irgendwann tatsächlich ändern, könnten CO_2-arme Kohlekraftwerke für einige Jahrzehnte Lücken füllen, die durch CO_2-freie Erzeugung noch nicht abgedeckt werden können. Eine bedeutendere Rolle sollte man ihnen aber nicht zuschreiben.
Das Relativpreis-System soll nicht innerhalb von drei, sondern innerhalb von 10 bis 15 Jahren eingeführt werden. Alle Langzeit-Investitionen (Großkraftwerke, Verbundnetz, Hausinstallationen) werden sowieso bis zum Ende ihrer Lebensdauer nicht gefährdet. Wenn so lange vorher bekannt ist, wohin die Reise gehen soll, kann die Umstellung bei den meisten betroffenen Komponenten „nebenbei nach und nach“ geschehen, d.h. bei Ersatzinvestitionen ist die neue Technik gleich mit drin. Zentral muss natürlich großer Umstellungsaufwand getrieben werden, aber da hat unsere Gesellschaft schon viel größere technische Umwälzungen hinter sich.
Bei grundsätzlich unverändertem Netzmanagement bliebe unsere Stromversorgung weiterhin auf Sackgassen-Kurs. Durch das Konzept „Dynamischer Relativpreis“ werden für ihre Zukunftsfähigkeit nur die grundlegenden Weichen gestellt. Wie sich die „Energielandschaft“ anschließend entwickelt, kann und muss immer wieder separat entschieden werden.

4.4 ... der Blick nach vorne

Wer an dieser Stelle eine Zusammenfassung des Konzepts sucht, sei auf Kap. 2.1 und hier insbesondere auf 2.1.3 verwiesen.

4.4.1 Positionierung des Konzepts

Wer dieses Unterkapitel schon anfangs gelesen hat, sollte dies nach dem Lesen des Buches erneut tun. Nun mit einer viel plastischeren Vorstellung der erwähnten Besonderheiten.

Konzepte wie dieses, die den Blick zunächst vom Status Quo lösen und weiter als andere Konzepte in die Zukunft gerichtet sind, sollten im Eifer aktueller Projekte und Studien die nötige Beachtung finden. Dass der Weg zur Realisierung im ersten Anlauf zwangsläufig unschärfer dargestellt wird als bei anderen Konzepten, ist kein Makel. Der Gestaltungsspielraum kann und sollte von den führenden Instituten erkannt und ausgefüllt werden.

Darüber, dass an variablen Tarifen kein Weg vorbei führt, dürfte schon jetzt Einigkeit bestehen. Wie sich Preissprünge im Viertelstundenrhythmus langfristig auf die Beherrschbarkeit des Netzes auswirken werden (siehe 2.2.3), wird vermutlich nicht mehr allzu lange diskutiert werden. [98] Wenn dann Einigkeit bestehen sollte, dass nur dynamische Preisbildungssysteme, die diesen Namen zu Recht tragen (siehe 2.2.6), eine langfristige Perspektive bieten, müssen die Weichen gestellt werden für ein zukunftsfähiges Angebot-Nachfrage-Management (vgl. 2.1.2).
Hier müssen die Vor- und Nachteile unterschiedlicher Konzepte abgewogen werden. Dass ein einziges der gegenwärtig vorliegenden Konzepte ausnahmslos in allen Bereichen zum Einsatz kommen wird, ist unwahrscheinlich. Wo es um große Energiemengen und Geldbeträge geht, spricht viel für ein automatisiertes ständiges Aushandeln von Momentanpreisen. Hierfür gibt es Konzepte, und hierauf wurde in diesem Buch kein Schwerpunkt gelegt.
Wo jedoch viele Geräte mit vergleichsweise geringem Verbrauch (aber enormem Lastverlagerungs-Potenzial!) möglichst effektiv und kostengünstig in ein Angebot-Nachfrage-Management eingebunden werden sollen, spricht sehr viel für die in diesem Buch vorgestellten Lösungsansätze. Zumal dann, wenn ohne großen Zusatzaufwand auch ein bisher beispielloses Störungs-Management und die unumgängliche Ressourcenoptimierung bei der Bereitstellung von Regelleistung realisiert werden kann.
Das hier vorgestellte Konzept bietet alle Möglichkeiten der Integration unterschiedlicher Preisbildungssysteme.

4.4.2 Wie geht es weiter?

Das Relativpreis-System macht nur Sinn, wenn es umfassend eingesetzt wird, auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite. Nach entsprechender politischer Weichenstellung muss es also mindestens bundesweit, langfristig besser europaweit eingesetzt werden. Man kann davon ausgehen, dass durch die Umstellung auf das Relativpreis-System der durchschnittliche Strompreis sinkt, weil Kraftwerkskapazitäten abgebaut werden können und die überhöhten Spotmarkt- und Regelenergie-Preise entfallen. Dadurch dürfte ein Sog entstehen, dass weitere Länder möglichst zeitgleich in einen variablen Strompreis einsteigen, um ihrer Wirtschaft einen Wettbewerbsnachteil zu ersparen.

Das Relativpreis-System braucht nicht schlagartig eingeführt werden (siehe 2.4), im Großen und im Kleinen. Ein Stromkunde, dessen Leitungen schon die Relativpreis-Information führen, hat vor Umstellung der Abrechnung keine Nachteile, wenn er noch kein einzi-

ges Relativpreis-fähiges Gerät hat. Umgekehrt darf ein Stromkunde, dessen Leitungen noch nicht die Relativpreis-Information führen, schon komplett mit Relativpreis-fähigen Geräten ausgestattet sein. Während mehrjähriger Übergangsfristen können die Stromkunden ihren eigenen Relativpreis-Durchschnittswert vorab verfolgen und sich frei entscheiden, wann sie auf die Relativpreis-Abrechnung umsteigen wollen. Die dadurch bei der Bevölkerung erreichte ungezwungene Auseinandersetzung mit dem neuen System beschert ein enormes zusätzliches Energiespar- oder zumindest Load-Shifting-Potenzial.

Es dürfte nicht übertrieben sein zu behaupten, dass es bei der Stromerzeugung noch nie eine derartige Umwälzung gegeben hat. Auf der anderen Seite stand auch noch nie so viel auf dem Spiel (Klima, Atomausstieg, Umwelt). Und es gibt einen sehr langen Einführungshorizont.

Insider sind beim Lesen vielleicht an der einen oder anderen Stelle auf Schwächen der Darstellung gestoßen, schütten aber hoffentlich nicht das Kind mit dem Bade aus. Meine Aufgabe als Autor dieses Zukunftskonzepts, dieser Vision, sehe ich in erster Linie darin, einen Anstoß zu geben für die Diskussion neuer Wege in der Stromversorgung, die den zukünftig zu erwartenden Veränderungen auf Erzeugungsseite deutlich besser gewachsen sind.

Gerne beteilige ich mich an der Diskussion, aber die Ausarbeitung von Detailkonzepten und die Realisierung muss den Insidern vorbehalten bleiben. (Warum sollte ich nicht irgendwann auch dazu gehören?) Auch die Vorbereitung der politischen Durchsetzung der nötigen Umstellungen kann nicht ohne die Insider geschehen.

Es ist zu hoffen, dass die Untersuchungen und nötigen Ausarbeitungen in Hinblick auf ein tatsächlich zu realisierendes Gesamtkonzept mit dynamischem Strompreis eine gute Ergänzung oder Fortführung darstellen zu bereits laufenden Arbeiten an einigen Instituten.

Wo werden die Fäden zusammenlaufen?

Kontakt zum Autor siehe http://daistwasdran.de/kontakt.htm

Quellenverzeichnis

Um den Zugriff auf die Quellen zu erleichtern, werden nach Möglichkeit Internet-Links genannt. Empfohlen wird der Weg über die pdf-Version dieses Textes, siehe http://daistwasdran.de/buch_strom.html.

Alle aufgeführten Links funktionierten am 15.12.2011, wenn nicht abweichend vermerkt. Falls ein Link irgendwann nicht mehr funktionieren sollte, bitte unter http://www.archive.org die Adresse eingeben und die neueste dort verzeichnete Version verwenden.

1 W. Schittek: Lastsprünge an der Viertelstundengrenze. http://daistwasdran.de/Viertelstunden-Lastwechsel.pdf

2 ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity. https://www.entsoe.eu/

3 ITAS Karlsruhe – T. Fleischer: Technische Herausforderungen durch neue Strukturen in der Elektrizitätsversorgung, Seite 56. http://www.itas.fzk.de/deu/tadn/tadn013/flei01a.pdf

4 RWE: Weltenergiereport 2004, Seite 82. http://www.dskag.de/medien/pdf/T-1113914597.pdf

5 W. Leonhard/K. Müller: Ausgleich von Windenergieschwankungen mit fossil befeuerten Kraftwerken – wo sind die Grenzen? In: Energiewirtschaft ew, vol. 101, no. 21-22, 2002

6 Universität Stuttgart – IER, B. Hasche/R. Barth/D. J. Swider: Verteilte Erzeugung im deutschen Energiesystem, Seite 53ff. http://www.netmod.org/download/AP_1_1_NetMod.pdf

7 Niedersächsisches Umweltministerium: Biomasse. http://www.umwelt.niedersachsen.de/master/C637538_N11458_L20_D0_I598.html

8 E.ON edis – Energielexikon, Stichwort Treibhauseffekt. http://www.eon-edis.com/html/14178.htm#t

9 Solar Millennium AG: Parabolrinnen-Kraftwerke - eine erprobte Zukunftstechnologie. http://www.solarmillennium.de/deutsch/technologie/parabolrinnen-kraftwerke/index.html

10 TU Clausthal: Netzintegration von Offshore-Großwindanlagen. http://www.windenergie.tu-clausthal.de/forschung/

11 BINE – M. Frey/U. Milles: Geothermische Stromerzeugung in Landau. http://www.bine.info/pdf/publikation/projekt1407internetx.pdf

12 CIPRA alpMedia: Ökostrom aus Trinkwasser. http://www.cipra.org/de/alpmedia/good-practice/318

13 M. Sterner: Ökostrom aus Erdgas speichern – Power to Gas. http://www.abgnova.de/pdf/2011-05-04_IWES-Dr.-Ing.-Michael-Sterner.pdf

14 RWE Power: RWE plant weltweit erstes CO_2-freies Großkraftwerk für Kohle inklusive CO_2-Speicherung. http://www.rwe.com/generator.aspx/templateId=renderPage/id=76858?pmid=4001047

15 D. U. Sauer: Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung. http://www.eurosolar.de/de/images/stories/pdf/SZA-4_06_Sauer_Optionen_Speicher_layout.pdf

16 M. Klobasa u.a.: Demand Side Management in dezentral geführten Verteilnetzen (Erfahrungen und Perspektiven), Kapitel 4 (in: Elftes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik „Informations- und Kommunikationstechnologien für die Energieversorgung von morgen“), Seite 115ff. http://www.iset.uni-kassel.de/public/kss2006/KSES_2006.pdf

17 I. Stadler: Demand Response: Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, Berlin 2006. Siehe http://www.dissertation.de/index.php3?active_document=buch.php3&buch=4608

18 Siehe unten Endnote 84, a.a.O., Seite 74.

19 M. Klobasa: Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, Seite 84, Tabelle 4-19. http://isi.fraunhofer.de/isi-de/publ/download/isi07b52/Promotion-Wind-Last.pdf

20 Siehe Endnote 1, a.a.O.

21 Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Monitoring-Bericht zur Versorgungssicherheit, Seite 6ff, insbesondere Bild 1. http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/monitoring-versorgungssicherheit-elektrizitaetsversorgung

22 B. Reef: Einführung in die Volkswirtschaftstheorie, Seite 25. http://cms.uni-kassel.de/unicms/uploads/media/Volkswirtschaftstheorie-Einfuehrung-WS06-07_01.pdf

23 H.-D. Hardes/F. Schmitz: Grundzüge der Volkswirtschaftslehre, München 2002, Seite 158 unten + 159. http://books.google.de/books?id=YlGVYykGCFcC&printsec=frontcover#PPA158

24 C. Nabe: Effiziente Integration erneuerbarer Energien in den deutschen Elektrizitätsmarkt, Seite 22f. http://opus.kobv.de/tuberlin/volltexte/2006/1248/

25 U.S. Department of Energy: Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them, Seite 86ff. http://eetd.lbl.gov/EA/EMP/reports/congress-1252d.pdf

26 O. Rentz u.a.: Neue umweltpolitische Instrumente im liberalisierten Strommarkt, Seite 124. **ftp:**//ftp.zew.de/pub/zew-docs/div/endbericht_bw_v_99004ab.pdf

27 Siehe Endnote 25, a.a.O., Seite 88.

28 C. King/S. Chatterjee: Predicting California Demand response, figure 1. http://www.americanenergyinstitutes.org/research/CaDemandResponse.pdf

29 Siehe Endnote 19, a.a.O.

30 Siehe Endnote 21, a.a.O.

31 M. Fischedick u.a.: Der Beitrag regenerativer Energien und rationeller Energienutzung zur wirtschaftlichen Entwicklung in Nordrhein-Westfalen, Abb. 3.2 auf Seite 25 oben. http://www.wupperinst.org/uploads/tx_wiprojekt/4140_report_dt.pdf

32 *Ein Beispiel von vielen:* RWE: Smart Metering – Stromzähler der Zukunft. http://www.rwe.com/generator.aspx/info-welt/rwe-magazin/rwe-magazin-archiv/ausgabe-01-2008/pilotprojekt-stromzaehler/language=de/id=616170/smartmetering.html

33 BUND – Regionalverband südlicher Oberrhein: Elektroheizung & Nachtspeicherheizung – elektrisches Heizen ist teuer und umweltschädlich. http://vorort.bund.net/suedlicher-oberrhein/elektroheizung-ist-teuer.html

34 T. Engel: Das Elektrofahrzeug als Regelenergiekraftwerk des Solarzeitalters. http://www.objectfarm.org/Solarkonzepte/Mobilitaet/V2G/V2G_Regelenergiekraftwerk_Solarzeitalter_112005.pdf

35 Siehe Endnote 39, a.a.O., Seite 135ff.

36 P. Ritter: Flexible KWK-Anlagen können den Bedarf an Regelenergie für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien mindern. http://desire2.iset.uni-kassel.de/files/dissemination/articles/07_Peter_E&M.pdf

37 Siehe Endnote 13, a.a.O.

38 H. Haverkamp: Preisbildung für Produktlinien, Seite 54ff. http://books.google.de/books?id=IOeruWgzam4C&printsec=frontcover#PPA54

39 M. Popp: Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, Seite 106ff, 4.3.1. Springer 2010, ISBN 978-2-642-01926-5.

40 L. Jarass: Reform des EEG - Verbrauchsvorrang für Erneuerbare Energien wieder einführen, Einspeisegarantie für Kohlestrom abschaffen. Zeitschrift für Neues Energierecht, Heft 6/2013, S. 572-580. (Zugriff am 04.06.2016)

41 Siehe Endnote 39, a.a.O., Seite 108, Abb. 4.14.

42 N. Gerhardt et al. (Fraunhofer IWES): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr, Endbericht. http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf (Zugriff am 04.06.2016)

43 Siehe Endnote 39, a.a.O., Seite 108, Abb. 4.14.

44 P. Baumann/T. Meile/M. Fette: Synthesebericht Schwall-Sunk. http://www.rivermanagement.ch/schwall-sunk/schw_m.php

45 Kommission der europäischen Gemeinschaften: Die Anwendbarkeit des Vorsorgeprinzips. http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=COM:2000:0001:FIN (Zugriff am 04.06.2016)

46 Energie-Control GmbH: Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil A – Allgemeines, Begriffsbestimmungen, Quellenverweis, Seite 18ff. http://konzern.energieag.at/eagat/resources/284094835607631929_330471772895478867.pdf

47 Landis+Gyr: Begriffslexikon, siehe Begriffe „Smart Meters“ und „Intervallzähler“. http://www.landisgyr.com/chde/de/pub/support/glossar.cfm?&eventGlossary=glossary.Search&export=1

48 ENTSO-E Operation Handbook Policy 5 – Emergency Operations, Seite P5–7f (Abschnitt B. System Defence Plan, G1. Under-Frequency Load shedding). https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_5_final.pdf

49 ENTSO-E Operation Handbook Policy 3 – Operational Security, Seite P3-4 (Abschnitt A. N-1 Security Principle (operational planning and real time operation) . https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_3_final.pdf

50 ENTSO-E Operation Handbook Appendix 1 – Load Frequency Control and Performance, Seite A1–16 (Abschnitt B. Secondary Control, 4. Secondary Controller). https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_Appendix%20_final.pdf

51 Siehe Endnote 50, a.a.O.

52 ENTSO-E Operation Handbook Policy 1 – Load-Frequency Control and Performance, Seite P1-12ff, insbesondere Seite P1–18 (Abschnitt B. Secondary Control). https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf

53 Siehe Endnote 50, a.a.O., Seite A1–19ff (Abschnitt B. Secondary Control, 9 Quality of Control during Large Deviations).

54 TU Dortmund, E-Bridge Consulting: Optimierung der Ausregelung von Leistungsungleichgewichten , Seite 17ff, 3.2. http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2008/2008_101bis200/BK6-08-111/Gutachten_optimierte_Ausregelung_ZNR.pdf?__blob=publicationFile

55 Siehe Endnote 54, a.a.O., Seite 19, 3.2.1

56 Siehe Endnote 54, a.a.O.

57 Siehe Endnote 54, a.a.O., Seite 18, Beschreibung von Modul 1

58 Siehe Endnote 57, a.a.O.

59 Siehe Endnote 54, a.a.O.

60 Siehe Endnote 52, a.a.O.

61 Siehe Endnote 50, a.a.O., Seite A1–19ff (Abschnitt B. Secondary Control, 9 Quality of Control during Large Deviations).

62 Siehe Endnote 50, a.a.O., Seite A1–13ff (Abschnitt B. Secondary Control, 2 Principle of the Network Characteristic Method).

63 Siehe Endnote 50, a.a.O., Seite A1–14.

64 BINE – I. Schönberg/P. Noeres: KWKK Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung. http://www.bhkw-infozentrum.de/download/binekwkk.pdf

65 H. Brakelmann: Netzverstärkungstrassen zur Übertragung von Windenergie, Seite 5. http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Netzausbau/studie_brakelmann.pdf

66 Siehe Endnote 50, a.a.O.

67 Siehe Endnote 52, a.a.O.

68 Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Beschluss vom 12.04.2011, Seite 7. http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2010/BK6-10-000bis100/BK6-10-097bis-099/BK6-10-098_Beschluss_2011_04_12.pdf?__blob=publicationFile

69 Siehe Endnote 3, a.a.O, Seite 56.

70 Konsortium DEWI, E.ON Netz, EWI, RWE Transportnetz Strom, VE Transmission: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Projekte/ESD/netzstudie1/dena-Netzstudie_l.pdf

71 I. Erlich/W. Winter/J. Löwen: Neue Windkraftanlagen müssen Netzstabilität sichern. http://www.forum-forschung.de/2005/pdf/fofo2005_07_erlich.pdf

72 Vattenfall Europe Transmission GmbH – Y. Sassnick: Internationale Empfehlungen zur Harmonisierung des Netzanschlusses dezentraler Erzeuger. http://www.eusar.de/NR/rdonlyres/AB5239FC-437D-4F0E-AF97-D4562383A7E2/4681/VortragYvonneSassnick.pdf

73 M. Kurrat/G. Newi/C. Schulz: Windenergie im Wettbewerb. http://www.htee.tu-bs.de/forschung/veroeffentlichungen/Windenergie.pdf

74 ISE Freiburg – T. Erge/B. Wille-Haussmann/C. Wittwer: Potentialanalyse zur Einsatzoptimierung verteilter Erzeuger, Seite 31. Siehe http://www.netmod.org/download/ap_netmod.html

75 F. Prillwitz/A. Holst/H. Weber: Unterstützung der Primärregelung durch Windkraftanlagen. http://www.e-technik.uni-rostock.de/ee/download/publications_EEV/uni_hro_publ41_Msymp.pdf

76 W. Kleinkauf/ B. Burger/P. Zacharias: Besonderheiten von Stromrichtern für die Energieversorgung, Seite 20f (in: ISET, Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik '99). http://www.iset.uni-kassel.de/public/kss99/kss99.pdf

77 Siehe unten Endnote 84, a.a.O., Seite 59.

78 R. Bründlinger/H. Brunner: Verbesserung der Versorgungsqualität in Netzen mit dezentraler Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energieträgern, Seite 28ff. http://download.nachhaltigwirtschaften.at/edz_pdf/0648_erneuerbare_energieertraege.pdf

79 Stadtwerke Quickborn: Preisliste für die Ersatzversorgung von Nichthaushaltskunden aus dem Niederspannungsnetz . http://www.stadtwerke-quickborn.de/pdf/20110310_Preisliste_f._d._Ersatzversorgung_02-11.pdf

80 F. Heindler: Energiemanagement und Stromeinkauf im liberalisierten Markt. http://www.ifea.tugraz.at/sources/pdf/DA_Heindler.pdf

81 EnBW: EnBW switch – Lastreduktion, die sich auszahlt. http://www.enbw.com/content/de/industriekunden/_media/pdf/branche/EnBW_switch.pdf

82 Siehe unten Endnote 84, a.a.O., Seite 44, 2.Absatz.

83 K. Rohrig: Windleistungsprognose für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Seite 1. http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-I/publication/03-06-01_wlprog_bwk_2003.pdf

84 wik-Consult – FhG Verbund Energie: Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy). http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/e-energy-studie

85 I. Pérez-Arriaga: Locational prices in transmission networks. http://www.econ.cam.ac.uk/electricity/news/transmission/perezarriagaprices.pdf

86 California Energy Commission: Smart Load Control and Grid Friendly Appliances. http://www.archenergy.com/cec-eeb/P3-LoadControls/P3-LoadControls_Reports/P3/D-3.3.1.7-pnwd3304.pdf

87 siehe http://www.digitalstrom.org/

88 Siehe Endnote 84, a.a.O., Seite 80.

89 Siehe Endnote 84, a.a.O., Seite 76.

90 H. Frey: Preissignal an der Steckdose. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Veranstaltungen/2007/11/Frey_Preissignal_an_der_Steckdose.pdf

91 H. Frey: Strompreissignal an der Steckdose – effiziente Laststeuerung durch variable Tarife (in: Elftes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik „Informations- und Kommunikationstechnologien für die Energieversorgung von morgen“), Seite 145. http://www.iset.uni-kassel.de/public/kss2006/KSES_2006.pdf

92 T. Morovic/R. Pilhar/W. Möhring-Hüser: Dynamische Stromtarife und Lastmanagement. http://www.iset.uni-kassel.de/public/kss97/13.html

93 C. Bendel u.a.: Marktmodell für ein dezentral organisiertes Energiemanagement im elektrischen Verteilnetz – Grundlage für ein internetbasiertes Managementsystem. http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-A/publication/2007/2007_ETG_RJ_BD_DN.pdf

94 siehe http://www.powermatcher.net/

95 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.) / M. Fischedick u.a.: RECCS – Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS), Seite 30 links unten. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/reccs_endbericht_lang.pdf

96 S. Donner/D. Lübbert: Kohlendioxid-arme Kraftwerke, Seite 18ff. http://www.bundestag.de/dokumente/analysen/2006/Kohlendioxidarme_Kraftwerke.pdf

97 Siehe Endnote 97, a.a.O., Seite 30f.

98 Siehe Endnote 1, a.a.O.

Nur in der Internet-Version:

Für das ganz zentrale Thema Schattenkraftwerke skizziert dieses Buch einen Lösungsweg, der in dieser Ausprägung und Stärke bisher wohl kaum beschrieben wurde. Da die Worte Schattenkraftwerk und Schattenkraftwerke kaum in dieser Form im Buchtext vorkommen, sondern von Schattenkraftwerks-Leistung die Rede ist, soll mit diesen Sätzen sicher gestellt werden, dass jemand, der online etwas Aufschlussreiches zum Thema Schattenkraftwerke finden möchte, auch tatsächlich dieses Buch entdeckt. Wenn das vorgestellte Konzept realisiert wird, werden zukünftig nur noch wenige Schattenkraftwerke benötigt, möglicherweise sogar kein einziges Schattenkraftwerk mehr. Generell halte ich es aber weiterhin für sinnvoll, nur von Schattenkraftwerks-Leistung zu reden.