

STANDARDLASTPROFILE FÜR UNTERBRECHBARE, TEMPERATURABHÄNGIGE VERBRAUCHSEINRICHTUNGEN (2)

Dr. Christian Nabe

Juni 2009

© Ecofys 2009

Im Auftrag der Bundesnetzagentur

Inhaltsverzeichnis

1	Aufgabenstellung und Methodik des Gutachtens	1
1.1	Aufgabenstellung	1
1.2	Gliederung des Gutachtens	2
2	Optionen zur Vereinfachung des Abwicklungsverfahrens	3
2.1	Wesentliche Handlungsoptionen zur Prozessvereinfachung	3
2.2	Beeinflussung der Handlungsoptionen durch Einführung intelligenter Stromzähler	5
3	Qualitative Analyse der Auswirkung von Prozessvereinfachungen	8
3.1	Analyseraster für die Auswirkungen von Prozessvereinfachungen	8
3.2	Klassifikation von Effekten von Prozessvereinfachungen	9
3.3	Auswirkungen einer Reduzierung der Anzahl der Lastprofile (Option A)	11
3.3.1	Auswirkungen auf unabhängige Lieferanten	11
3.3.2	Auswirkungen auf assoziierte Lieferanten	12
3.3.3	Auswirkungen auf VNB (synthetisches Verfahren)	13
3.3.4	Auswirkungen auf VNB (analytisches Verfahren)	15
3.4	Auswirkung der Reduzierung der Anzahl der Temperaturmessstellen (Option B)	16
3.4.1	Auswirkungen auf unabhängige Lieferanten	16
3.4.2	Auswirkungen auf assoziierte Lieferanten	17
3.4.3	Auswirkungen auf VNB (analytisches und synthetisches Verfahren)	17
3.5	Auswirkung einer Änderung des Abrechnungsmodus für den Bilanzkreis des Lieferanten (Option C)	18
3.5.1	Auswirkungen auf Lieferanten (unabhängige und assoziierte)	18
3.5.2	Auswirkungen auf VNB	19
3.6	Vergleich der Auswirkungen bei Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen	19
3.7	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen der qualitativen Analyse	22
4	Quantitative Analyse	26
4.1	Überblick über die Methodik der quantitativen Analyse	26
4.2	Bewertungsansätze	29

4.3	Datengrundlage.....	30
4.4	Ergebnisse der Simulationen	33
5	Bewertung	37
5.1	Vorgehensweise	37
5.2	Bewertung.....	37
5.3	Zusammenfassende Bewertung	41
6	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....	42
7	Literaturverzeichnis.....	44
8	Abkürzungsverzeichnis.....	46
Appendix A	Liste der verwendeten Temperaturmessstellen	47
Appendix B	Vorschläge für Präzisierungen von Dokumenten zu Datenformaten und Geschäftsprozessen.....	48

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1: TLP für Wärmepumpen (Beispiel eines VNB)	20
Abbildung 4-1: Vorgehensweise der quantitativen Analyse am Beispiel der Vereinfachung der Lastprofile (Option A)	26
Abbildung 4-2: Beispielhafter Verlauf eines Referenz-TLP bei verschiedenen Tagesmitteltemperaturen	27
Abbildung 4-3: Vorgehensweise der quantitativen Analyse am Beispiel der Veränderung der Temperaturmessstelle (Option B)	28
Abbildung 4-4: Ermittlung des Value at Risk	29
Abbildung 4-5: Vorgehensweise bei der Simulation der Ausgleichsenergiepreise	32
Abbildung 4-6: Zusammenhänge zwischen Prozessvereinfachungen A und B und resultierenden Mengenabweichungen im Differenzbilanzkreis	33
Abbildung 4-7: Zusammenhänge zwischen Prozessvereinfachungen und bewerteten Ausgleichsenergieisiken	35

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Risiken für Lieferanten bei der Belieferung von Kunden mit TLP (nach Teilgutachten 1 [Ecofys 2008, S.39], ergänzt)	3
Tabelle 2-2: Zuordnung von Prozessvereinfachungen zu Kosten und Risiken für Lieferanten	5
Tabelle 3-1: Gegenüberstellung der relevanten Unterschiede zwischen Wärmepumpe und Nachtspeicherheizung (Zahlen aus Teilgutachten 1)	21
Tabelle 3-2: Qualitative Auswirkungen von der Prozessvereinfachungen „Reduzierung der Anzahl der Lastprofile“ sowie „Reduzierung der Anzahl der Temperaturmessstellen“	23
Tabelle 3-3: Qualitative Auswirkungen der Änderung des Abrechnungsmodus des Bilanzkreis des Lieferanten (Option C)	24

1 Aufgabenstellung und Methodik des Gutachtens

1.1 Aufgabenstellung

Dieses zweite Teilgutachten zum Thema „Standardlastprofile für unterbrechbare, temperaturabhängige Verbrauchseinrichtungen“ baut auf den Analysen und Ergebnissen des ersten Teilgutachtens auf. Ziel des ersten Teilgutachtens [Ecofys 2008] war die Analyse der Wettbewerbssituation im Heizstrommarkt¹ unter Berücksichtigung der Rolle des BDEW Praxisleitfadens zur Abwicklung der Belieferung von Heizstromkunden mit Standardlastprofilen (nachfolgend LPuVE Leitfaden [LPuVE Leitfaden 2003]).

Wesentliche Ergebnisse des ersten Teilgutachtens waren:

- Ein Großteil des Heizstrommarktes war zum Untersuchungszeitpunkt für Wettbewerber aufgrund geringer potentieller Margen nicht attraktiv.²
- Die Verteilnetzbetreiber (VNB) schreiben teilweise sehr unterschiedlich ausgestaltete Abwicklungsverfahren von Heizstromkunden mit Standardlastprofilen (SLP) vor. Diese Verfahren beruhen im Wesentlichen auf den Empfehlungen des LPuVE Leitfadens. Die sich daraus ergebenden Prozesskosten und -risiken stellen ein Wettbewerbshindernis dar.

Ziel dieses zweiten Teilgutachtens ist es, zu ermitteln, ob ein neues, verändertes Abwicklungsverfahren angewendet werden kann, was die Prozesskosten und –risiken so deutlich reduziert, dass das im ersten Teilgutachten identifizierte Wettbewerbshindernis beseitigt werden kann. Sollte dies der Fall sein, wäre das veränderte Abwicklungsverfahren z.B. im Rahmen der Festlegungskompetenzen der Bundesnetzagentur nach §27 StromNZV umzusetzen.

Die angewendeten Abwicklungsverfahren für Heizstromkunden beruhen auf Standardlastprofilen, die temperaturabhängig sind. Abwicklungsverfahren, die temperaturabhängige Lastprofile (TLP)³ verwenden, können in verschiedene Richtungen vereinfacht werden, um Prozesskosten und –risiken zu reduzieren. Wesentliche Handlungsoptionen zur Vereinfachung der Abwicklungsverfahren sind daher im Rahmen dieses Gutachtens zu untersuchen. Diese Handlungsoptionen sind dabei hinsichtlich der Auswirkungen auf die betroffenen Wirtschaftskreise – im Wesentlichen Lieferanten und VNB – zu analysieren und zu bewerten. Dabei sind die Prozesskosten und -risiken der Lieferantenwechselprozesse sowie der betroffenen laufenden Abwicklungsprozesse zu betrachten.⁴

¹ Der Heizstrommarkt umfasst Kunden, die Elektrospeicherheizungen oder Wärmepumpen betreiben.

² Dieses Ergebnis ist immer nur für begrenzte Zeiträume gültig, da die realisierbaren Margen u.a. abhängig von der Entwicklung der Großhandelsstrompreise und den jeweils angebotenen Tarifen für Letztverbraucher sind, die zeitlich variieren.

³ Die Abkürzung TLP wird auch für Tagesparameterabhängige Lastprofile verwendet. In diesem Gutachten wird ausschließlich die Temperatur als Tagesparameter betrachtet, so dass die Abkürzung TLP in diesem Gutachten eine spezifizierte Bedeutung hat.

⁴ Vgl. Teilgutachten I für eine detaillierte Prozessbeschreibung.

1.2 Gliederung des Gutachtens

Die Ermittlung und Bewertung von Handlungsoptionen für ein vereinfachtes und verbessertes Abwicklungsverfahren erfolgt in fünf Schritten:

1. Im ersten Schritt werden mögliche Optionen zur Vereinfachung der Abwicklungsverfahren identifiziert und Prozessrisiken zugeordnet (Kapitel 2).
2. In Kapitel 3 folgt eine qualitative Diskussion der Auswirkungen verschiedener Vereinfachungsoptionen.
3. Im Anschluss wird eine quantitative Analyse durchgeführt, die die Bandbreite der wirtschaftlichen Auswirkungen auf verschiedene Akteure aufzeigt (Kapitel 4).
4. In Kapitel 5 werden die Optionen abschließend bewertet und Empfehlungen abgeleitet.
5. Kapitel 6 fasst die Ergebnisse zusammen und zieht weitere Schlussfolgerungen.

2 Optionen zur Vereinfachung des Abwicklungsverfahrens

Ausgehend von der Analyse im Teilgutachten 1 werden in diesem Kapitel die wesentlichen Handlungsoptionen vorgestellt, die potenziell zu einer Verbesserung der Wettbewerbssituation auf dem Heizstrommarkt führen. Dabei wird jeweils gezeigt, welche Risiken der Lieferanten reduziert werden können.

2.1 Wesentliche Handlungsoptionen zur Prozessvereinfachung

Wie im Teilgutachten 1 dargelegt wurde, führen die von den VNB vorgeschriebenen Abwicklungsverfahren zu den in Tabelle 2-1 aufgelisteten Prozesskosten und -risiken für Lieferanten bei der Belieferung von Heizstromkunden mit TLP.

Tabelle 2-1: Risiken für Lieferanten bei der Belieferung von Kunden mit TLP (nach Teilgutachten 1 [Ecofys 2008, S.39], ergänzt)

Nr.	Kosten und Risiken	Ursache
1	Ausgleichsenergie	Fehler der Temperaturprognose, Ausgleichsenergiepreise.
2	Prozesskosten Abwicklungsprozesse (Datenmanagement)	Datenqualität der VNB, Kommunikationsprozesse Kunde – Lieferanten – VNB
3	Strombeschaffung	Stochastischer Temperaturverlauf und Beschaffungsmengen
4	Mehr/ Mindermengenabrechnung	Abweichungen der TLP vom realen Lastverlauf der Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen; Abrechnungspreise der VNB

Um eine Verringerung der Risiken und Kosten zu erreichen und somit einen Teil der Wettbewerbshindernisse zu beseitigen, sind vier grundsätzliche Handlungsoptionen denkbar. Sie werden nachfolgend kurz skizziert und der Bezug zu den in Tabelle 2-1 genannten Prozessrisiken wird beschrieben.

A. Verringerung der Anzahl der Lastprofile, bis hin zu einem einzigen, bundeseinheitlichen Lastprofil

Wie im Teilgutachten 1 festgestellt wurde, ist die Anzahl möglicher TLP, die die VNB zur Verwendung vorschreiben, nicht begrenzt. Weiterhin existieren zahlreiche Formate für die Veröffentlichung von TLP. Eine Reduzierung der Anzahl der Profile könnte die Abwicklungsrisiken des Lieferanten verringern. (Zeile 2 in Tabelle 2-1). Diese Maßnahme hat auch einen Einfluss auf Mehr- und Mindermengenrisiken (Zeile 4).

B. Verringerung der Anzahl der Temperaturmessstellen bis hin zu einer jahresunabhängigen Referenztemperatur

Eine weitere Möglichkeit zur Reduzierung von Abwicklungsrisiken ist die Reduzierung der Anzahl der Temperaturmessstellen, die VNB zur Bestimmung der abrechnungsrelevanten Ist-Temperatur bestimmt. Die weitestgehende Maßnahme wäre ein Verzicht auf die Temperaturprognose und Verwendung von langjährigen Durchschnittstemperaturen. Durch diese Maßnahme würden sich Abwicklungsrisiken vermeiden lassen, die z.B. aus fehlerhaften Zuordnungen der Temperaturmessstellen zu Zählpunkten entstehen (Zeile 2). Wenn in der extremen Ausprägung dieser Vereinfachung ein starrer Temperaturverlauf über das Jahr angenommen wird, wird gleichzeitig das Ausgleichsenergieisiko des Lieferanten vermieden (Zeile 1). Auch hier besteht ein Einfluss auf die Mehr- und Mindermengenrisiken und Margenrisiken.

C. Veränderung des Abrechnungsmodus für den Bilanzkreis des Lieferanten

Im gegenwärtigen System trägt ein Lieferant, der einen Heizstromkunden mit TLP beliefert, besondere Ausgleichsenergieisiken, da seine Lieferungen an diese Kunden auf Basis von TLP und unter Verwendung von *Temperaturprognosen* erfolgen. Die Lieferprofile werden aber vom Netzbetreiber auf Basis von TLP unter Anwendung von *gemessenen* Temperaturen abgerechnet. Würde jedoch diese Abrechnung ebenfalls auf Basis von TLP und *Temperaturprognosen* erfolgen, entfielen diese Ausgleichsenergieisiken der Lieferanten (Zeile 1 in Tabelle 2-1).

Das in Tabelle 2-1 genannte Beschaffungsrisiko (Zeile 3) wird durch die oben genannten Maßnahmen nicht adressiert. Es handelt sich dabei um ein Risiko, das unabhängig vom Abwicklungsverfahren ist. Es wird durch die Stochastik des Temperaturverlaufs jenseits der Tagesprognose verursacht. Werden Stromlieferungen über Wochen- Monats- oder Jahreszeiträume im Voraus beschafft, ist die Vornahme von Korrekturen der Beschaffungsmengen unausweichlich. Die sich daraus ergebenden Preisrisiken können allerdings nicht durch eine Prozessanpassung vermieden werden, sondern sind dem Geschäft inhärent. Durch Prozessanpassungen kann lediglich eine Verlagerung des Risikos zwischen dem Netzbetreiber und dem Lieferanten erfolgen.⁵ Es steht jedoch im Zusammenhang mit der Mehr- und Mindermengenabrechnung.

Die beschriebenen Zuordnungen sind in der folgenden Tabelle 2-2 zusammengefasst.

⁵ Vgl. dazu ausführlich Kapitel 3.

Tabelle 2-2: Zuordnung von Prozessvereinfachungen zu Kosten und Risiken für Lieferanten

Nr.	Kosten und Risiken	Prozessvereinfachungen		
		A Reduzierung Lastprofile	B Reduzierung Temp.-Messstellen	C Änderung Abrechnungs- modus
1	Ausgleichs- energie			X
2	Abwicklungs- prozesse (Daten- management)	X	X	
3	Strom- beschaffung		(X)	
4	Mehr/ Minderungen- abrechnung	X	X	

2.2 Beeinflussung der Handlungsoptionen durch Einführung intelligenter Stromzähler

Gemäß den Vorgaben der EU Energiedienstleistungsrichtlinie⁶ Art. 13 Abs. 1 müssen alle Endkunden Zähler erhalten, die Energieverbrauch *und Nutzungszeit* erfassen können. Auch nach dem aktuellen Stand des Verfahrens zur Verabschiedung des Dritten EU Binnenmarktpakets Strom ist dort eine Vorschrift vorgesehen, nach der 80% der Endverbraucher mit intelligenten Stromzählern bis zum Jahr 2020 ausgerüstet werden sollen, falls dies machbar und langfristig kosteneffizient ist.

Die Bundesregierung hat in der zweiten Jahreshälfte 2008 durch das Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb⁷, das eine Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zur Folge hat, sowie durch die Messzugangsverordnung (MessZV) neue gesetzliche Rahmenbedingungen geschaffen. In der Gesetzesbegründung wird ausgeführt, dass es erklärtes Ziel der Bundesregierung ist, dass nach einem Zeitraum von sechs Jahren intelligente Zähler in den Grenzen der wirtschaftlichen Vertretbarkeit möglichst flächendeckend zum Einsatz kommen.

⁶ Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5.4.2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EG des Rates, ABl. L 114 vom 27.4.2006, S.64.

⁷ Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb vom 29.08.2008

Die neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen führen u.a. zu folgenden Verpflichtungen:

- Intelligente Stromzähler sind im Neubaubereich und bei größeren Renovierungen ab dem Jahre 2010 verpflichtend einzubauen (falls wirtschaftlich und technisch zumutbar),
- Intelligente Stromzähler müssen ab 2010 auch für bestehende Messeinrichtungen angeboten werden.

Der Gesetzgeber definiert die Anforderung an intelligente Stromzähler nur insoweit, als dass sie geeignet sein müssen nach § 21b Abs. 3b EnWG „dem jeweiligen Anschlussnutzer den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerzuspiegeln“).

Damit werden vom Gesetzgeber keine konkreten technischen Standards, technische Mindestanforderungen oder Ausstattungsdetails vorgegeben. Vielmehr soll die Einführung intelligenter Stromzähler durch marktgetriebene Prozesse hin zu einer flächendeckenden Einführung erreicht werden.

Von Marktteilnehmern sowie auch in der Literatur, wie beispielsweise in [Benz 2008] oder [Giessing 2009], wird vereinzelt die Auffassung vertreten, dass die Anwendung von Standardlastprofilen aufgrund der erwarteten Verbreitung von intelligenten Stromzählern nicht angemessen oder notwendig sei. Da künftig auch für die Kundensegmente mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100.000 kWh eine Messung des Lastganges ermöglicht würde, sei künftig eine Behandlung dieses Kundensegments analog der Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM) angebracht. Damit wird eine sinkende Bedeutung des SLP-Verfahrens aufgrund der angestrebten Verbreitung intelligenter Stromzähler prognostiziert.

Im Zusammenhang mit der Zielstellung dieses Gutachtens zu einer Veränderung von Abwicklungsverfahren für TLP stellt sich daher die Frage nach der Relevanz der geplanten Einführung intelligenter Stromzähler für die Abwicklungsprozesse von Heizstromkunden.

Zunächst ist festzuhalten, dass nach gegenwärtiger Rechtslage Abwicklungsverfahren von Heizstromkunden sowohl mit Hilfe von SLP bzw. TLP als auch mit RLM möglich ist: Nach § 10 Abs. 3 Messzugangsverordnung (MessZV) ist ein Letztverbraucher im Sinne des § 12 StromNZV (d.h. mit einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh als Anschlussnutzer berechtigt, im Einvernehmen mit seinem Lieferanten von dem Messstellenbetreiber eine Messung nach Absatz 2 [RLM] zu verlangen, sofern der Lieferant mit dem Netzbetreiber die Anwendung des Lastgangzählverfahrens vereinbart hat.

In der Praxis sind allerdings die Kosten für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung von Kunden mit RLM so hoch, dass sie für typische Heizstromkunden derzeit nicht relevant sind. Angemessene Entgelte wurden in einer Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur betrachtet. Die in dieser Untersuchung vorgeschlagenen Entgeltobergrenzen auf Basis von Medianen für die Prozesse Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung für RLM Zähler in der Niederspannung

betragen insgesamt jährlich 793 €. Im Vergleich dazu liegen die Entgeltobergrenzen für den Eintarif-Arbeitszähler bei jährlich 26 € [LBD 2008, S. 286].

Aus dieser Betrachtung ergeben sich zwei Fragestellungen:

1. Sind die künftig einzusetzenden intelligenten Stromzähler tatsächlich technisch bzw. funktional äquivalent zu RLM-Zählern?
2. Sind Kostenreduktionen gegenüber den derzeitigen Prozesskosten in einer Größenordnung zu erwarten, dass die Zusatzkosten des RLM-Verfahrens gegenüber dem TLP-Verfahren geringer sind als der Zusatznutzen, den der Einsatz des RLM-Verfahrens verspricht?

Bereits die erste Fragestellung kann nicht klar bejaht werden. Wie bereits dargelegt wurde, beinhalten die derzeitigen gesetzlichen Anforderungen an intelligente Stromzähler lediglich die Funktionalität, dem jeweiligen Anschlussnutzer den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerzuspiegeln. Dem gegenüber müssten beim Einsatz intelligenter Stromzähler als RLM-Zähler auch die Prozesse der Datenauslesung und -verarbeitung durch den Messstellenbetreiber bzw. Netzbetreiber möglich sein, wie sie für die RLM-Messung vorgesehen sind. Dazu zählt zum Beispiel die tägliche Übermittlung des Lastganges zum Lieferanten, die entsprechende Datenübertragungswege und Datenverarbeitungskapazitäten erfordert. Diese Funktionalitäten sind auch in den derzeit laufenden Pilotprojekten zur Einführung intelligenter Stromzähler bislang nicht vorgesehen und ein Ersatz der SLP-Verfahren in den Pilotprojekten durch RLM-Verfahren findet nicht statt.

Zur zweiten Fragestellung: Wird ein marktgetriebener Prozess unterstellt, der über die Funktionalitäten intelligenter Stromzähler entscheidet, so werden sich diese nur dann über die gesetzlichen Mindestanforderungen hinaus entwickeln, falls sich insgesamt ein Zusatznutzen für diejenigen Akteure einstellt, die über den Einsatz der intelligenten Stromzähler entscheiden. Der Zusatznutzen müsste vor allem durch die Vermeidung von Ineffizienzen des TLP-Verfahrens entstehen. Die Auswirkungen des TLP-Verfahrens auf die betroffenen Akteure werden in den folgenden Kapiteln näher untersucht. Bereits jetzt kann jedoch vorweggenommen werden, dass es unwahrscheinlich erscheint, dass durch den Einsatz intelligenter Stromzähler mittelfristig das TLP-Verfahren abgelöst werden kann.

3 Qualitative Analyse der Auswirkung von Prozessvereinfachungen

Die im vorangegangenen Kapitel vorgestellten drei grundsätzlichen Handlungsoptionen zur Prozessvereinfachung werden in diesem Kapitel hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf Lieferanten und VNB qualitativ beschrieben. Dazu wird zunächst ein Analyseraster vorgestellt, nach dem die folgenden Abschnitte des Kapitels strukturiert sind. Nach der qualitativen Diskussion der Effekte werden diese zusammenfassend dargestellt.

3.1 Analyseraster für die Auswirkungen von Prozessvereinfachungen

Die möglichen Auswirkungen der Prozessvereinfachungen wurden im Kapitel 2.1 nur hinsichtlich ihrer möglichen Wirkung auf die Risiken der Lieferanten beschrieben. Um gemäß der Zielstellung dieses Teilgutachtens zu einer Handlungsempfehlung zu gelangen, sind die Auswirkungen auf die betroffenen Wirtschaftskreise mit einzubeziehen.

Auswirkungen auf Lieferanten

Die Vereinfachungsoptionen A bis C werden hinsichtlich ihrer jeweils relevanten Auswirkungen auf Kosten und Risiken entsprechend dem Schema in Tabelle 2-2 analysiert. Demnach erfolgt nacheinander eine Analyse der Kosten bzw. Risiken der

- Abweichungen im Bilanzkreis des Lieferanten
- Prozesskosten (Datenmanagement)
- Strombeschaffung
- Mehr- und Mindermengenabrechnung

Die beiden Punkte „Strombeschaffung“ und „Mehr- und Mindermengenabrechnung“ werden in der folgenden Diskussion zusammengefasst.

Die Analyse der Auswirkungen von Prozessvereinfachungen auf die Prozesskosten und -risiken erfolgt separat für unabhängige und assoziierte Lieferanten.

Auswirkungen auf VNB

Die Auswirkungen der Vereinfachungsoptionen A bis C auf die VNB werden systematisch anhand folgender Gliederungspunkte diskutiert:

- Prozesskosten (Datenmanagement)
- Auswirkungen auf den Differenzbilanzkreis
- Auswirkungen auf die Mehr- und Mindermengenabrechnung.

Die Auswirkungen der Prozessvereinfachungen sind abhängig vom verwendeten Standardlastprofilverfahren (analytisch vs. synthetisch). Diese Verfahren beschreiben die Vorgehensweise zum Umgang mit Abweichungen von SLP zu den realen Lastverläufen.

Bei der Anwendung des ***synthetischen Verfahrens*** werden die Abweichungen zwischen den SLP und den realen Verläufen in einem Differenzbilanzkreis bilanziert. Der VNB bewirtschaftet diesen Differenzbilanzkreis wie jeder andere Bilanzkreisverantwortliche. Er führt Stromhandelsgeschäfte durch, um den Bilanzkreis auszugleichen und der Bilanzkreissaldo wird von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) durch Ausgleichsgeschäfte ausgeglichen.

Im ***analytischen Verfahren*** wird dagegen vom VNB keine Differenzbilanzierung vorgenommen. Die Abweichungen zwischen den SLP und den realen Verläufen werden an die Lieferanten weitergereicht. Die Abweichungsmengen werden täglich kundengruppenscharf bestimmt. Dies geschieht dadurch, dass die Abweichungsmengen in Form der Restganglinie, also die Gesamtnetzlast abzüglich aller leistungsgemessenen Verbräuche und Netzverluste, auf die einzelnen Lieferanten aufgeteilt werden. Um den Lieferanten zu ermöglichen die Abweichungen in ihren Lieferungen zu berücksichtigen, müssen die analytisch ermittelten Lastprofile dem Lieferanten werktäglich übermittelt werden, falls es von ihnen gewünscht ist [BNetzA BK6-06-009].

Der Anteil VNB, die das analytische SLP-Verfahren anwenden, betrug im Jahr 2004 rund ein Viertel [Fiedeldey 2005].

In der folgenden Analyse werden diese beiden Verfahren parallel betrachtet, da sie in der Praxis relevant sind. Gleichzeitig besitzt die Bundesnetzagentur die Festlegungskompetenz, beispielsweise eines der beiden Verfahren als verbindlich festzulegen. Damit könnte sich die relative Bedeutung der Verfahren in Zukunft verändern.

Nachtspeicherheizungen vs. Wärmepumpen

Wo erforderlich werden in der Analyse Unterschiede zwischen Nachtspeicherheizungen vs. Wärmepumpen berücksichtigt.

3.2 Klassifikation von Effekten von Prozessvereinfachungen

Bevor das Analyseraster für die Prozessvereinfachungen angewendet wird, sollen in diesem Kapitel noch einige grundsätzliche Begriffe zur Beschreibung der Folgen von Lastprofilabweichungen definiert werden, um die nachfolgende Diskussion zu vereinfachen.

Jedes TLP repräsentiert eine lediglich modellhafte Annäherung des Lastverlaufes der Anlage eines Heizstromkunden. Damit liegen immer Abweichungen zwischen dem

realen Lastverlauf und dem TLP vor. Aufgrund der möglichen Vielfalt der Anlagendimensionierung sowie der Steuerungsarten führt eine begrenzte Anzahl von TLP zu umso größeren Abweichungen, je weniger präzise die tatsächlichen Anlageneigenschaften abgebildet werden. Diese Abweichungen werden im Folgenden als **Profilverlaufsfehler** bezeichnet. In einem Bilanzkreis saldieren sich die Profilverlaufsfehler.

Sind Profilverlaufsfehler systematisch und somit von einem Akteur prognostizierbar, so kann er Ausgleichsgeschäfte tätigen und den (Saldo der) Profilverlaufsfehler neutralisieren. Diese Ausgleichsgeschäfte können beispielsweise im day-ahead oder intra-day-Markt getätigt werden.

Der verbleibende Anteil der Profilverlaufsfehler ist unsystematisch und nicht von einem Akteur prognostizierbar. Dieser nicht prognostizierbare Anteil wird beispielsweise durch den Fehler der Temperaturprognose geprägt. Durch den Fehler der Temperaturprognose ergeben sich Abweichungen der TLP, die nicht prognostizierbar, also stochastisch sind.

Dieser nicht-systematische bzw. stochastische Anteil des Profilverlaufsfehlers kann nicht durch Ausgleichsgeschäfte eliminiert werden und führt daher zu einem nicht ausgeglichenen Bilanzkreissaldo. Der Bilanzkreissaldo wird durch den Übertragungsnetzbetreiber mit Ausgleichsenergie ausgeglichen und dem Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt (bei negativem Saldo) bzw. vergütet (bei positivem Saldo).

Profilverlaufsfehler können auch zu einer Abweichung der Energiemengen des Lastprofils des Heizstromkunden und des TLP über einen längeren Zeitraum, z.B. innerhalb des jährlichen Ablesezyklus führen. Diese Fehler werden als **Energiemengenfehler** bezeichnet. Sie treten beispielsweise auf, wenn das TLP die Anlagendimensionierung nicht richtig abbildet. Dagegen führen Profilverlaufsfehler in Form von Abweichungen der Schaltzeiten oder der Steuerungsart per se nicht zu Energiemengenfehlern. Bildet beispielsweise ein TLP eine Nachladezeit zu Tagesstunden ab, die der Heizstromkunde nicht nutzen kann, so wird die Energiemenge statt in den Tagesstunden in den Nachtstunden aufgenommen. Bei einer Saldierung der Energiemengen über den Ablesezeitraum führt dieser Effekt zu keiner Energiemengenabweichung.

Profilwertfehler treten auf, wenn Profilverlaufsfehler zu Abweichungen des Wertes eines Lastprofils führen. Beispielsweise sind TLP mit einem Tagnachladungsanteil teurer als ein TLP ohne Tagnachladung, da ein Energiemengenanteil in teuren Tagstunden bezogen wird.⁸

⁸ Vgl. dazu auch die monetäre Bewertung der TLP (Kapitel 4.2) im Teilgutachten 1 [Ecofys 2008]

3.3 Auswirkungen einer Reduzierung der Anzahl der Lastprofile (Option A)

In diesem Abschnitt werden gemäß des in Kapitel 3.1 vorgestellten Analyserasters die Auswirkungen der Umsetzung dieser Option auf unabhängige Lieferanten, auf assoziierte Lieferanten sowie auf die VNB qualitativ analysiert.

3.3.1 Auswirkungen auf unabhängige Lieferanten

Abweichungen im Bilanzkreis des Lieferanten

Für Heizstromkunden bei VNB, die das synthetische Verfahren anwenden, bewirkt die Reduzierung der Anzahl der Lastprofile keine Änderung für Abweichungen des Bilanzkreises des Lieferanten. Abrechnungsgrundlage für den Bilanzkreis des Lieferanten ist das vom VNB vorgeschriebene TLP. Die Anzahl der existierenden Profile hat keine Auswirkungen auf die Abweichungen.

Eine Reduzierung der Anzahl der Lastprofile im analytischen Verfahren bedeutet, dass stärkere Abweichungen zwischen TLP und realen Lastverläufen auftreten. Da diese Abweichungen auf die Kunden bzw. Lieferanten aufgeteilt werden, steigen die Abweichungen von den TLP. Dies bedeutet für die Lieferanten größere Abweichungen im Bilanzkreis, die zu prognostizieren und auszugleichen sind.

Prozesskosten (Datenmanagement)

Wird die Anzahl der anwendbaren Lastprofile pro VNB beschränkt (z.B. auf ein Profil pro VNB), führt dies zur Eliminierung einer Fehlerquelle bei der Abwicklung (falsche Zuordnung des Lastprofils zum Kunden), da das Lastprofil direkt über den VNB zuordenbar ist und nicht explizit vom VNB mitgeteilt werden muss. Existiert beispielsweise nur ein bundeseinheitliches Lastprofil, entfallen der Zuordnungsprozess sowie die einmalige Übermittlung des Lastprofils vom VNB zum Lieferanten vollständig. Insgesamt ergibt sich eine Verringerung der möglichen Prozessfehler der Abwicklungsprozesse und damit eine Verringerung von Kosten, die z.B. durch eine manuelle Fehlernachbearbeitung anfallen.

Strombeschaffung, Mehr- und Mindermengenabrechnung

Unter der Annahme, dass eine geringere Anzahl von Lastprofilen die tatsächlichen Lastverläufe weniger gut annähert als die bisher eingesetzten Profile, treten Profilverlaufsfehler und in Folge Energiemengenfehler auf. Die Energiemengenfehler werden nach Durchführung der Jahresverbrauchsablesung durch die Mehr- und Mindermengenabrechnung des VNB gemäß § 13 StromNZV mit den Lieferanten korrigiert. Je größer die Energiemengenfehler des angewendeten, vereinfachten Lastprofils sind, desto größer sind die Mehr- und Mindermengen. Praktisch bedeutet dies, dass mit steigenden Energiemengenfehlern der Lieferant entweder überschüssige Mengen beschafft, die ihm vom VNB gemäß seiner Preisgestaltung vergütet werden, oder der VNB einen Teil der Beschaffungsaufgabe des Lieferanten übernimmt indem er Differenzmengen ausgleicht und dem Lieferanten in Rechnung stellt bzw. vergütet.

Die aus diesen Differenzmengen entstehenden finanziellen Risiken sind die Differenz zwischen den Beschaffungskosten des Lieferanten und den Kosten bzw. Vergütungen für die Mehr- und Mindermengen. Sie hängen damit von der Preisgestaltung des VNB für die Mehr- und Mindermengen ab und steigen mit wachsenden Energiemengenfehlern an.

3.3.2 Auswirkungen auf assoziierte Lieferanten

Die Auswirkungen von Prozessvereinfachungen können für assoziierte Lieferanten andere Auswirkungen als für unabhängige Lieferanten haben. Dies ist darauf zurückzuführen, dass assoziierte Lieferanten nur Heizstromkunden eines einzigen VNB beliefern und daher nicht mit unterschiedlichen Datenformaten verschiedener VNB konfrontiert sind. Weitere Unterschiede zwischen den Auswirkungen auf assoziierte und unabhängige Lieferanten können daraus entstehen, dass die Abwicklungsprozesse des VNB gegenüber dem assoziierten Lieferanten gemäß der temporären Ausnahmeregelung der Geschäftsprozesse und Datenformate zur Abwicklung der Belieferung von Kunden mit Elektrizität gemäß der Festlegung der Bundesnetzagentur BK6-06-009 (GPKE) Tenorziffer 6 von denen gegenüber unabhängigen Lieferanten abweichen.⁹ Ein weiterer Grund für Unterschiede zu unabhängigen Lieferanten sind individuelle Abwicklungsprozesse gemäß GPKE-Tenorziffer 5.¹⁰

Im Folgenden werden die Auswirkungen der Vereinfachungsoption A auf assoziierte Lieferanten analog der Struktur des vorhergehenden Kapitels systematisch dargestellt.

Abweichungen im Bilanzkreis des Lieferanten

Die Bilanzkreisabweichungen im Bilanzkreis des Lieferanten verhalten sich bei assoziierten Lieferanten ebenso wie bei unabhängigen Lieferanten. Dies bedeutet, dass auch hier keine Auswirkungen existieren.

Prozesskosten (Datenmanagement)

Assoziierte Lieferanten profitieren nicht gleichermaßen wie unabhängige Lieferanten von Kostenreduktionen durch die Reduzierung der Anzahl der Lastprofile. Während unabhängige Lieferanten potenziell den Vorgaben einer Vielzahl von VNB folgen müssen, sind für assoziierten Lieferanten nur die Vorgaben des assoziierten VNB relevant.¹¹ Nach in Kraft treten einer Regelung zur Reduzierung der Anzahl der TLP würde für sie nur ein Einmalaufwand zur Umstellung des Lastprofils sämtlicher Kunden anfallen. Dieser Einmalaufwand ist weitgehend unabhängig vom gewählten internen Abwicklungsverfahren mit dem assoziierten VNB (GPKE / individuelle Prozesse).

⁹ In [BNetzA BK6-06-009] wird in Tenorziffer 6 festgelegt, dass assoziierte Lieferanten unter bestimmten Voraussetzungen eine vorübergehende Möglichkeit zum abweichenden Datenaustausch haben, d.h. andere Geschäftsprozesse anwenden können, als durch die übrigen Regelungen der Festlegung definiert werden. Die Ausnahmeregelung ist bis zum 1.10.2010 gültig.

¹⁰ In [BNetzA BK6-06-009] wird in Tenorziffer 5 festgelegt, dass zwischen VNB und freiwillige bilaterale Vereinbarungen zur Verwendung eines anderen Datenformats oder anderer Nachrichtentypen sowie zur Anpassung einzelner Prozessschritte getroffen werden können, soweit sie Dritten auch angeboten werden.

¹¹ Vereinfachend wird hier unterstellt, dass assoziierte Lieferanten keine Lieferbeziehungen zu Kunden in Netzbereichen anderer VNB aufnehmen.

Strombeschaffung, Mehr- und Mindermengenabrechnung

Risiken aus Energiemengenfehlern treffen assoziierte Lieferanten ebenso wie unabhängige Lieferanten im Rahmen der Mehr- und Mindermengenabrechnung. Der Unterschied besteht jedoch darin, dass assoziierte Lieferanten in der Regel über langjährige Erfahrungen mit der Strombeschaffung für einen definierten Pool von Heizstromkunden verfügen. Unabhängige Lieferanten, die neu in den Markt eintreten, müssen diese Erfahrungen noch aufbauen. Wird durch die Reduzierung der Anzahl der Lastprofile ein Energiemengenfehler hervorgerufen, so können diese Fehler von assoziierten Lieferanten möglicherweise besser antizipiert werden als von unabhängigen Lieferanten. Dies könnte zu geringeren Risikokosten für assoziierte Lieferanten führen.

3.3.3 Auswirkungen auf VNB (synthetisches Verfahren)

Prozesskosten (Datenmanagement)

Unter Prozesskosten der Abwicklungsprozesse des VNB fallen hier Kosten, die aus der Abwicklung des Informationsaustauschs zwischen VNB und den Lieferanten entstehen. Diese Prozesse werden weitgehend automatisiert abgewickelt. Wie im Teilgutachten 1 dargestellt wurde, ist ein wesentlicher Kostentreiber die manuelle Nachbearbeitung, die durch Prozessfehler anfällt.

Für die VNB entsteht bei der Reduzierung der Anzahl der TLP zunächst ein Einmalaufwand für die Neueinrichtung der Profile in den Abwicklungssystemen und den daraus entstehenden Umstellungsaufwendungen bei der Abrechnung der Lieferanten.

Die Reduzierung der Anzahl der Lastprofile lässt zukünftig auch bei den VNB eine geringfügige Reduzierung der Prozesskosten erwarten, da für sie der Aufwand für die Abklärung von Prozessfehlern im Zusammenhang mit der Zuordnung von Lastprofilen zu Kunden sinkt.

Differenzbilanzkreis

Im synthetischen Lastprofilverfahren aggregieren VNB die Differenzen zwischen den Standardlastprofilen und den realen Lastverläufen in einem Differenzbilanzkreis. Somit erhöht eine Verringerung der Anzahl von TLP die Energiemengen, die im Differenzbilanzkreis anfallen. Abhängig von der Beschaffung dieser Mengen ergeben sich finanzielle Konsequenzen für den VNB.

Alle VNB mit einer Kundenanzahl von mehr als 100.000 Kunden sind verpflichtet, diesen Differenzbilanzkreis nach § 12 Abs. 3 StromNZV zu führen und zu bewirtschaften. VNB mit weniger als 100.000 Kunden haben die Verpflichtung zur Bilanzkreisführung und –bewirtschaftung nicht. Jedoch sind sie gemäß einer Beschlussvorlage der Bundesnetzagentur zur Führung der Differenzzeitreihe

verpflichtet, können aber einen Bilanzkreis zur Verbuchung bestimmen, den sie nicht selber führen müssen [BNetzA BK6-07-002, S. 7].

Der Differenzbilanzkreis ist wie jeder andere Bilanzkreis zu bewirtschaften. Dies bedeutet, dass der zu erwartende Saldo des Bilanzkreises prognostiziert werden muss und der prognostizierte Saldo nicht einfach durch die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie ausgeglichen werden darf.¹² Vielmehr ist der Einsatz von z.B. auf dem day-ahead Markt beschafften Stromprodukten zum Ausgleich des Saldos erforderlich, um Prognosepflichtverletzungen zu vermeiden. Damit sind VNB, die das synthetische Verfahren anwenden, verpflichtet, ein aktives Portfoliomanagement anzuwenden.

Wird die Anzahl der zugelassenen TLP beschränkt, werden VNB zwangsläufig andere TLP anwenden, als bisher. Die Anwendung abweichender TLP hat Auswirkungen auf die Differenzzeitreihe. Es stellt sich die Frage, ob diese Auswirkungen vom VNB (oder einem von ihm beauftragten Dienstleister) prognostizierbar sind und damit durch Stromhandelsgeschäfte ausgeglichen werden können. Der prognostizierbare Anteil der Auswirkungen wird im Folgenden als **deterministische** Abweichung des Differenzbilanzkreises bezeichnet. Dem gegenüber stellen die nicht prognostizierbaren Auswirkungen die **stochastische** Abweichung des Differenzbilanzkreises dar. Diese Abweichungen verbleiben als Bilanzkreisabweichungen im Differenzbilanzkreis bzw. im Bilanzkreis der Differenzzeitreihe und müssen durch Ausgleichsenergie ausgeglichen werden.

Wenn auch die deterministischen Abweichungen über Stromhandelsgeschäfte ausgeglichen werden können, sind sie trotzdem den Preisrisiken dieser Strommärkte ausgesetzt. Analog sind die stochastischen Abweichungen den Risiken der Ausgleichsenergiepreise ausgesetzt.

Über die deterministischen Abweichungen können einige qualitative Aussagen getroffen werden. Den VNB liegen in der Regel langjährige Erfahrungen über die Temperaturabhängigkeit des Lastprofils von Heizstromkunden in ihrem Netzgebiet vor. Außerdem haben sie in vielen Fällen die Möglichkeit, manuell oder automatisch über installierte Fernwirktechnik die Aufladezeiten von Nachtspeicherheizungen zu beeinflussen oder den Bezug von Wärmepumpenstrom zu unterbrechen. Die vorliegenden Erfahrungen über die Temperaturabhängigkeit des Lastprofils der Heizstromkunden sind idealerweise bei der Erstellung der veröffentlichten TLP eingeflossen, um eine möglichst gute Annäherung der TLP an das reale Lastprofil zu erreichen. Die Erfahrungen über die Temperaturabhängigkeit des Lastverlaufs der Heizstromkunden sowie die Steuerbarkeit der Anlagen bleiben bestehen, auch wenn die Anzahl möglicher anwendbarer TLP verringert wird. Obwohl die Abweichungen im Differenzbilanzkreis ansteigen werden, ist es den VNB möglich, auf Basis ihrer Erfahrungen Prognosen über die erwarteten Abweichungen zu machen und somit den deterministischen Anteil der Abweichungen gegenüber dem stochastischen Anteil zu maximieren. Mit Hilfe dieser Prognosen können über Stromhandelsgeschäfte dann die deterministischen Abweichungen ausgeglichen werden.

¹² Vgl. dazu beispielsweise [BNetzA BK6-07-002, S. 7].

Mehr- und Mindermengenabrechnung

In Abschnitt 3.3.1 wurden die Auswirkungen der Reduzierung der Anzahl der Lastprofile auf die Mehr- und Mindermengenabrechnungen aus Lieferantensicht dargestellt. Die Auswirkungen auf die VNB sind spiegelbildlich zu den Auswirkungen auf die Lieferanten. Ein entscheidender Unterschied zur Lieferantensicht ist, dass die VNB mehr Möglichkeiten besitzen, die Preisgestaltung für die Mehr- und Mindermengenabrechnung im Gestaltungsrahmen der StromNZV selbst vorzunehmen. So sind gemäß § 13 Abs. 3 StromNZV die (Jahres-)Mehr- und Mindermengen auf Grundlage der monatlichen Marktpreise mit einem einheitlichen Preis abzurechnen. Wie bereits im Teilgutachten 1 diskutiert wurde, wird diese Vorschrift in der Praxis uneinheitlich ausgelegt. So können unter „monatlichen Marktpreisen“ Ausgleichsenergiepreise oder Spotmarktpreise verstanden werden. Auch ist nicht klar geregelt, wie die Stunden- bzw. Viertelstundenpreise gewichtet werden sollen.

Aufgrund dieser Gestaltungsspielräume haben die VNB die Möglichkeit, ihre Preisrisiken der Mehr- und Mindermengenabrechnung zu verringern. Sie können die Mehr- und Mindermengenpreise so festlegen, dass sie ihre Preisrisiken minimieren. So können bei der Ermittlung der monatlichen Marktpreise die Gewichtungen der Stundenpreise so gewählt werden, dass sie den Differenzmengen zwischen realem Lastverlauf und dem vereinfachten TLP entsprechen. Dadurch werden die Ausgleichsgeschäfte des VNB abgebildet und der Profilwertfehler des vereinfachten Lastprofils ausgeglichen.

3.3.4 Auswirkungen auf VNB (analytisches Verfahren)

Hinsichtlich der Auswirkungen auf die ***Prozesskosten des Abwicklungsprozesse*** besteht kein Unterschied zwischen VNB im analytischen und im synthetischen Verfahren und es kann eine geringfügige Reduzierung erwartet werden.

Ein ***Differenzbilanzkreis*** existiert im analytischen Verfahren nicht, da die Profilfehler auf alle SLP-Kunden aufgeteilt werden. Somit ergeben sich auch keine diesbezüglichen Auswirkungen auf den VNB. Bei einer Reduzierung der Anzahl der Lastprofile steigen die Profilfehler und damit auch die Mengen, die im Rahmen der Restlastzerlegung aufgeteilt werden. Dies hat jedoch keine weiteren Auswirkungen auf den VNB.

Aufgrund des permanenten Ausgleichs der Restmengen sind die zu erwartenden **Mehr- und Mindermengen** im analytischen Verfahren deutlich geringer als beim synthetischen Verfahren. Die Mehr- und Mindermengenvolumina ändern sich bei einer Reduzierung der Anzahl der Lastprofile nicht wesentlich und bleiben in einer ähnlichen Größenordnung.

3.4 Auswirkung der Reduzierung der Anzahl der Temperaturmessstellen (Option B)

3.4.1 Auswirkungen auf unabhängige Lieferanten

Abweichungen im Bilanzkreis des Lieferanten

Die Reduzierung der Anzahl der Temperaturmessstellen hat keine grundsätzlichen Auswirkungen auf die Ausgleichsenergiekosten und -kosten der Lieferanten, da sie weiterhin für die Auswirkungen des Prognosefehlers der Temperatur verantwortlich sind. Dies gilt unabhängig von der Anzahl der Temperaturmessstellen. Nur für den Extremfall, dass die Temperaturprognose völlig entfällt und ein festes Jahrestemperaturprofil verwendet wird, entfallen die diesbezüglichen Ausgleichsenergiekosten.

Prozesskosten (Datenmanagement)

Wird die Anzahl der Temperaturmessstellen reduziert, so führt das, analog zu den Auswirkungen einer reduzierten Anzahl von Lastprofilen, zur Eliminierung einer Fehlerquelle bei der Abwicklung. Bei VNB, die mehrere Temperaturmessstellen angeben, würde beispielsweise eine Limitierung auf eine Messstelle pro Netzgebiet Zuordnungsfehler und somit manuelle Nachbearbeitung vermeiden. Eine weitergehende Vereinfachung bis hin zu einer bundeseinheitlichen Temperaturmessstelle führt zu einer weiteren Reduzierung der Zuordnungsfehler.

Weiterhin führt die Reduzierung der Messstellen zu geringeren Kosten für den Bezug der Temperaturprognosen und einer Kostenreduktion für die Etablierung der Schnittstellen zwischen Lieferanten und den Anbietern der Prognosen. Geht die Prozessvereinfachung so weit, dass langjährige Mittelwerte statt prognostizierter Temperaturen für die Erstellung des Lastprofils verwendet werden, entfallen Kosten und Schnittstelle zu Anbietern von Temperaturdaten bzw. Temperaturprognosen vollständig. Strommengen können durch die Lieferanten langfristig beschafft werden und tägliche Ausgleichsgeschäfte zur Korrektur des langfristigen Trends werden vermieden.

Strombeschaffung, Mehr- und Mindermengenabrechnung

Wird die Anzahl der Temperaturmessstellen verringert, erhöhen sich die Abweichungen der Temperaturen, die für die Ausrollung der TLP verwendet werden von den Ist-Temperaturen, die für den realen Einsatz der Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen maßgeblich sind. Diese Abweichungen sind systematischer und größer, wenn die Referenzmessstelle sich in einer anderen deutschen Klimazone befindet.¹³ Sie führen zu Profilverfehlern und Energiemengenfehlern und entsprechenden Folgekosten analog zu den Auswirkungen vereinfachter Lastprofile.

¹³ Beispielsweise werden in der DIN Norm 4710 in Deutschland 15 Klimazonen definiert, und dienen zur Auslegung von Heizungsanlagen [DIN 4710].

3.4.2 Auswirkungen auf assoziierte Lieferanten

Für die Auswirkungen auf assoziierte Lieferanten gilt das bereits in Abschnitt 3.3.2 für Option A ausgeführte analog auch bei einer Reduzierung der Anzahl Temperaturmessstellen. Damit verhalten sich die Auswirkungen bei assoziierten Lieferanten grundsätzlich wie bei unabhängigen Lieferanten, nur dass assoziierte Lieferanten von Vereinfachungen des Abwicklungsverfahrens nicht im gleichen Maße profitieren wie unabhängige Lieferanten.

3.4.3 Auswirkungen auf VNB (analytisches und synthetisches Verfahren)

Nach der ausführlichen Darstellung der Auswirkungen der Vereinfachungsoption A auf VNB, wird in diesem Kapitel die Darstellung, soweit möglich, zusammengefasst.

Prozesskosten (Datenmanagement)

Neben dem Anfall von Einmalaufwendungen ist auch hier zu erwarten, dass die Prozesskosten von VNB aufgrund geringerer Fehleranfälligkeit der Prozesse sinken werden. Die Argumentation ist analog der in Kapitel 3.3.3.

Differenzbilanzkreis (nur synthetisches Verfahren)

Durch größere Temperaturabweichungen zwischen Ist-Temperatur und Temperatur der Temperaturmessstelle werden „falsche Profile“, d.h. Profile mit anderen Leistungsverläufen aus der Profilschar des TLP ausgewählt. Die Differenzen zwischen realen Lastverläufen und den von den Lieferanten gelieferte Lastverläufen der Lieferungen gemäß TLP müssen vom VNB ausgeglichen werden.

Durch statistische Analysen der Differenzen zwischen den Temperaturen im Netzgebiet und den Temperaturen der nach einer Prozessvereinfachung relevanten Temperaturmessstellen (bzw. der langjährigen Tagesmitteltemperaturen) können systematische Temperaturabweichungen ermittelt werden. Diese systematischen Abweichungen führen zu systematischen Abweichungen im Differenzbilanzkreis, die durch Stromhandelsgeschäfte ausgeglichen werden können. Die nicht systematischen Abweichungen müssen mit Ausgleichsenergie kompensiert werden.

Mehr- und Mindermengenabrechnung

Für die Auswirkungen auf die Mehr –und Mindermengenabrechnung gelten die gleichen Mechanismen, die zuvor in Kapitel 3.3.3 beschrieben wurden.

3.5 Auswirkung einer Änderung des Abrechnungsmodus für den Bilanzkreis des Lieferanten (Option C)

In diesem Abschnitt werden die qualitativen Auswirkungen einer Veränderung des Abrechnungsmodus der Fahrpläne der Lieferanten für Heizstromkunden geprüft. Es wird gezeigt, welche Konsequenzen für Lieferanten und VNB auftreten, wenn als Grundlage für die Abrechnung des Bilanzkreises des Lieferanten das Lastprofil angewendet würde, das auf Basis der Temperaturprognose erstellt wird und nicht das Lastprofil, was die Ist-Temperatur als Grundlage hat.

Diese Änderung ist allerdings nur für die Kunden relevant, die mit Hilfe des synthetischen Verfahrens vom VNB gegenüber dem Lieferanten abgerechnet werden. Bei der Anwendung des analytischen Verfahrens ist diese Änderung nicht direkt umsetzbar. Wie bereits im Kapitel 3.1 ausgeführt, werden im analytischen Verfahren die Abweichungsmengen aller SLP in Form der Restganglinie täglich auf die Lieferanten aufgeteilt. Diese Abweichungsmengen stellen die Differenz aus realen Lastverläufen (Messwerten) und von den Lieferanten gelieferten Lastprofilen dar. Für die Abrechnung der Bilanzkreise der Lieferanten spielt eine Prognosetemperatur oder Ist-Temperatur keine wesentliche¹⁴ Rolle, da der VNB sich bei der Abrechnung der Bilanzkreise der Lieferanten auf reale Messwerte und nicht auf TLP (wie beim synthetischen Verfahren) bezieht. Die Systematik der Bilanzkreisabrechnung für SLP-Kunden im analytischen Verfahren bedingt, dass Prognoserisiken grundsätzlich beim Lieferanten liegen. Es ist daher nicht möglich, das Prognoserisiko für die Temperatur vom Lieferanten auf den VNB zu verlagern, ohne die Systematik des analytischen Verfahrens zu verlassen.

3.5.1 Auswirkungen auf Lieferanten (unabhängige und assoziierte)

Diese Handlungsoption zielt darauf ab, das Prognoserisiko für die Temperatur des Folgetages vom Lieferanten zu nehmen und damit die Abweichungen im Bilanzkreis des Lieferanten bzw. **Ausgleichsenergiesrisiken** und -kosten für den Lieferanten zu minimieren. Die Ausgleichsenergiesrisiken im Bilanzkreis des Lieferanten werden von den Lieferanten genommen und auf die VNB übertragen.

Da die Abwicklungsprozesse im Wesentlichen unverändert bleiben, werden die **Prozesskosten** von assoziierten und unabhängigen Lieferanten durch eine Änderung des Abrechnungsmodus nicht verändert, wenn man von Umstellungsaufwendungen absieht.

Auf die **Mehr- und Mindermengen** hat eine Änderung des Abrechnungsmodus keine Auswirkungen. Durch die Verwendung von Prognosetemperaturen statt Ist-Temperaturen zur Abrechnung der Bilanzkreise der Lieferanten werden Energiemengenfehler erzeugt, da durch eine falsch prognostizierte Temperatur das

¹⁴ Die TLP sind im analytischen Verfahren nur für die Aufteilung der Abweichungsmengen (Restlastlinie) auf die einzelnen Kundengruppen und Lieferanten relevant.

falsche Lastprofil ausgewählt wird und dies einen fehlerhaften Energiegehalt hat. Jedoch ist der Erwartungswert des Fehlers der Temperaturprognose gleich Null. Das bedeutet, dass Temperaturen gleichermaßen über- wie unterprognostiziert werden. Damit gleichen sich auch die Energiemengenfehler im Mittel aus, so dass sich am Ende der Abrechnungsperiode keine größeren Mengenabweichungen bei der Mehr-/Minderabrechnung ergeben, als wenn Ist-Temperaturen bei der Abrechnung zugrunde gelegt werden.

3.5.2 Auswirkungen auf VNB

Wird das Prognoserisiko auf den VNB übertragen, wirkt sich der Fehler der Temperaturprognose bei VNB im synthetischen Verfahren auf den Differenzbilanzkreis aus, woraus ein Anstieg der stochastischen Abweichungen resultiert. Somit erhöhen sie die Ausgleichsenergiemengen und –risiken bzw. –kosten des VNB. Die Umsetzung dieser Prozessvereinfachung resultiert somit in einer Verschiebung von Prognoserisiken von den Lieferanten zu den VNB und damit von einem nicht regulierten in einen regulierten Bereich.

Die Verschiebung dieser Risiken könnte zusätzliche positive Effekte generieren, wenn VNB Prognoserisiken effizienter handhaben könnten als Lieferanten. Für Lieferanten macht das Management von Liefer- und Bezugsrisiken einen wesentlichen Teil ihrer Kompetenzen aus, nicht jedoch für VNB. Vielmehr sind entsprechende Aufgaben, die im Stromvertrieb anfallen, im Rahmen des Unbundlings vom Netzbereich separiert worden.

Wie bereits erwähnt wurde, ist es im analytischen Verfahren nicht möglich, das Prognoserisiko für die Temperatur vom Lieferanten auf den VNB zu verlagern, ohne die Systematik des analytischen Verfahrens zu verlassen. Damit kann dieses Verfahren nur für Netzbetreiber im synthetischen Verfahren angewendet werden.

3.6 Vergleich der Auswirkungen bei Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen

Die in den vorangegangenen Abschnitten vorgenommene Analyse der qualitativen Auswirkungen gelten prinzipiell für alle Heizstromkunden, d.h. für Nachtspeicherheizungen ebenso wie für Wärmepumpen. Allerdings unterscheiden sie sich in der Art des Lastverlaufs und in ihrer Steuerungsart.

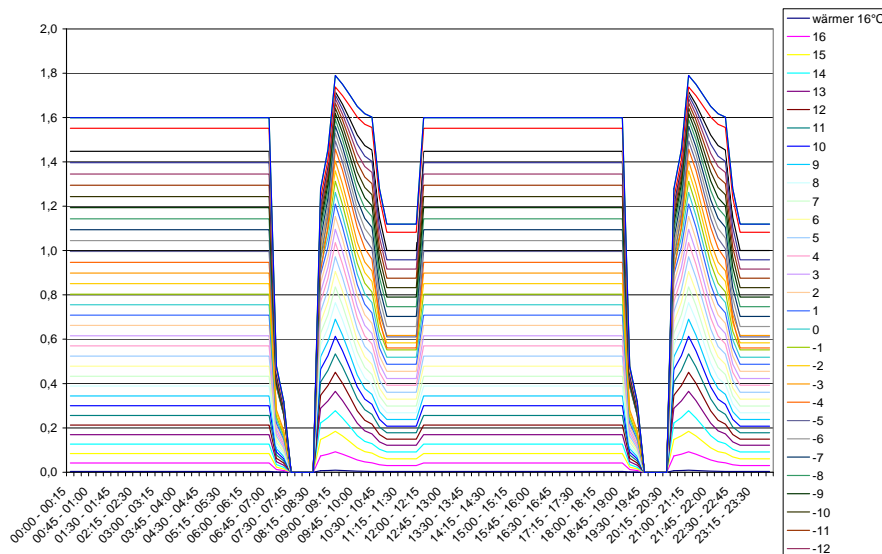


Abbildung 3-1: TLP für Wärmepumpen (Beispiel eines VNB)

Wie Abbildung 3-1 zeigt, haben Wärmepumpen ein konstantes Lastprofil, das nur durch Sperrzeiten unterbrochen wird. Diese Sperrzeiten sind vom VNB definierbar und liegen üblicherweise in den Mittags- und Abendstunden. Während der Sperrzeiten wird die Wärmespeicherfähigkeit der beheizten Räume ausgenutzt. Sperrzeiten sind daher in Länge und Anzahl begrenzt (bis zu drei Sperrzeiten mit max. 2 Stunden Dauer). Nach Beendigung der Sperrzeit erfolgt eine Nachheizung bis die ursprüngliche Raumtemperatur erreicht wird.

Aus Lieferantensicht ist es optimal, die Sperrzeiten in die teuersten Tagstunden zu verlegen um die Strombezugskosten zu minimieren. Da dies typischerweise auch Stunden mit hoher Netzlast sind, haben auch VNB eigene Interessen an der Lastreduktion zu Spitzenstunden. Es ist daher zu erwarten, dass sich langfristig die Lastprofile für Wärmepumpen einander annähern.

Weitere Unterschiede zwischen Lastprofilen von Wärmepumpen ergeben sich aus unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen. So können Wärmepumpen mit anderen Wärmeerzeugern parallel geschaltet werden oder alternativ zu ihnen betrieben werden. Die Anlagenkonfiguration hat vor allen Dingen Auswirkungen auf das Lastprofil bei tiefen Temperaturen, in denen der andere Wärmeerzeuger zusätzliche Wärmeenergie bereitstellt. Verwendete Anlagenkonfigurationen sind stark von der verwendeten Wärmequelle abhängig.

Wie bereits im Teilgutachten 1 dargestellt, sieht der Entwurf zur Änderung der Energieeinsparverordnung [BMWi 2007] ein stufenweises Verbot des Betriebs von Nachtspeicherheizungen vor. Nach diesem Verordnungsentwurf dürfen beispielsweise vor dem 1. Januar 1990 eingebaute oder aufgestellte Nachtspeicherheizungen nach dem 31. Dezember 2019 nicht mehr betrieben werden.

Dieser Entwurf hat Auswirkungen auf die Markteinschätzungen von Lieferanten. Wenn, wie im Teilgutachten 1 dargestellt, die mittlere Kundenbindungsdauer von Wechselkunden fünf Jahre beträgt, jedoch binnen 10 Jahren ein großer Teil des Marktes entfällt, so bedeute dies faktisch das Aus für dieses Marktsegment, da die notwendigen Kundenbindungszeiten zur Amortisation der Vertriebskosten nicht mehr im vollen Umfang erreicht werden können.

Im Rahmen von Konsultationen mit Verbänden und Marktteilnehmern wurden auch erneut die Ergebnisse des ersten Teilgutachtens bezüglich der Marktsituation diskutiert. Durchweg teilten die Akteure zum Ende des Jahres 2008 die Ergebnisse der im Jahr 2007 durchgeführten Analyse, dass der Heizstrommarkt keine oder nur geringe Margen aufweise. Dies gelte auch für den Markt für die Belieferung von Wärmepumpenkunden.

In Tabelle 3-1 sind die relevanten Unterschiede zwischen Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen noch einmal zusammengestellt.

Tabelle 3-1: Gegenüberstellung der relevanten Unterschiede zwischen Wärmepumpe und Nachtspeicherheizung (Zahlen aus Teilgutachten 1)

	Nachtspeicherheizungen	Wärmepumpen
Absoluter Verbrauch in Deutschland	Ca. 22 TWh/a (2005)	Ca. 2 TWh/a (2007)
Trend der Nutzung der Technologie	Verbot lt. EnEV ¹⁵ bis 2020/2030, kaum Neuinstallationen	Weiterhin starker Anstieg von Neuinstallationen erwartet
Relevante Parameter für das TLP	<ul style="list-style-type: none"> • Steuerungsart • Nachladezeitraum 	<ul style="list-style-type: none"> • Sperrzeiten • Anlagentyp (abhängig von Wärmequelle)
Optimierungsansatz	Nutzung von günstigem Nachtstrom	Vermeidung von teuren Tagspitzen

Zwar existieren deutliche Unterschiede zwischen den TLP von Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen, jedoch sind die Auswirkungen der Prozessvereinfachungen auf Lieferanten und VNB grundsätzlich die gleichen.

¹⁵ Energieeinsparverordnung

Für eine spätere Bewertung ist hier auf die in Tabelle 3-1 enthaltene Aussagen über die absolute Bedeutung von Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen und ihre Trends hinzuweisen. Bei den Nachtspeicherheizungen handelt es sich um einen zwar gegenwärtig vergleichsweise großen, jedoch absehbar stark schrumpfenden Markt. Dagegen befindet sich das Marktvolumen für Wärmepumpenstrom auf einem derzeit kleinen, absehbar jedoch stark wachsenden Niveau.

3.7 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen der qualitativen Analyse

Ausgangspunkt der Betrachtung dieses Kapitels sind vier Handlungsoptionen, die zur Verringerung von Prozesskosten- und Risiken auf dem Heizstrommarkt führen und damit zu einer Erhöhung der Wettbewerbsintensität beitragen können. In diesem Kapitel wurde qualitativ untersucht, welche Auswirkungen diese Handlungsoptionen auf Lieferanten und VNB haben. Neben den Prozesskosten wurden die Bilanzkreisabweichungen des Lieferanten, die Auswirkungen im Differenzbilanzkreis des VNB sowie die Auswirkungen auf die Mehr- und Mindermengenabrechnung betrachtet.

Auswirkungen der Optionen A und B

Die Analyse in den vorangegangenen Kapiteln hat gezeigt, dass die qualitativen Auswirkungen der untersuchten Prozessvereinfachung „Reduzierung der Anzahl der Lastprofile“ (Option A) sowie „Reduzierung der Anzahl der Temperaturmessstellen“ (Option B) auf Lieferanten und VNB nahezu identisch sind.

In Tabelle 3-2 sind die in diesem Kapitel dargestellten Auswirkungen von Option A und B noch einmal überblicksartig dargestellt. Sie zeigt auch, ob die Auswirkungen eine Kostenreduktion oder höhere Kosten gegenüber dem Status quo mit sich bringen.

Tabelle 3-2: Qualitative Auswirkungen der Prozessvereinfachungen „Reduzierung der Anzahl der Lastprofile“ sowie „Reduzierung der Anzahl der Temperaturmessstellen“

Wirkungs-kategorie	Unabhängige Lieferanten	Assoziierte Lieferanten	VNB (synthetisch)	VNB (analytisch)
Abweichungen Bilanzkreis des Lieferanten	() bei synth. VNB (-) bei analyt. VNB	() bei synth. VNB (-) bei analyt. VNB		
Prozesskosten	(+) Verringerung der Prozessfehler	(-) Einmalaufwand	(0) Einmalaufwand/ zukünftig Reduzierung	(0) Einmalaufwand/ zukünftig Reduzierung
Mehr- und Mindermengenrisiken	(-) Beschaffungsrisiken, abhängig von Mehr-/Mindermengen-Preisgestaltung	(-) Beschaffungsrisiken, abhängig von Mehr-/Mindermengen-Preisgestaltung	(-) Beschaffungsrisiken, abhängig von Mehr-/Mindermengen-Preisgestaltung	(-) Beschaffungsrisiken, abh. V. Mehr-/Mindermengen-Preisgestaltung
Differenzbilanzkreis			(-) Erhöhung der deterministischen Ausgleichsmengen (-) Erhöhung der stochastischen Ausgleichsmengen	

Legende: (+): Kostenreduktion; (-): höhere Kosten; (): Keine Auswirkungen; (0): keine klare Wirkungsrichtung. Grau markierte Felder: Wirkungskategorie nicht anwendbar.

Es zeigt sich für alle Akteure, dass einer potentiellen Prozesskostenreduktion durch die untersuchten Prozessvereinfachungen potentielle Kostenerhöhungen in anderen Bereichen gegenüberstehen.

Für **unabhängige Lieferanten** gilt, dass einer Kostenreduktion durch die Reduktion von Prozessfehlern neue Risiken und damit Kosten gegenüberstehen. Diese Risiken ergeben sich bei Abrechnung im synthetischen Verfahren aus höheren Volumina und Risiken bei der Mehr- und Mindermengenabrechnung. Der VNB hat hier jedoch die Möglichkeit, durch die Preisgestaltung der Mehr- und Mindermengenabrechnung die Risiken zu reduzieren. Haben unabhängige Lieferanten Kunden, die im analytischen Verfahren abgerechnet werden, so ergeben sich für diese potentiell größere Ausgleichsenergiemengen im Lieferantenbilanzkreis, da in diesem Verfahren die VNB die erhöhten Abweichungen der TLP von den realen Lastprofilen an die Lieferanten „zurückspiegeln“. Somit ergeben sich selbst bei isolierter Betrachtung der Akteursgruppe, die zu einer Erhöhung der Wettbewerbsintensität beitragen kann, nicht nur eindeutig positive Auswirkungen.

Assoziierte Lieferanten können kaum von Prozesskostenreduzierungen der Prozessvereinfachungen profitieren, da die Kostenreduktionen hauptsächlich erst dann wirksam werden, wenn Kunden aus anderen Netzgebieten versorgt werden. Es ist aber zu erwarten, dass assoziierte Lieferanten als Konsequenz einer verbesserten Wettbewerbssituation zunächst Kunden verlieren werden, bevor sie möglicherweise Kunden aus anderen Netzgebieten akquirieren. Für assoziierte Lieferanten bedeuten die diskutierten Prozessvereinfachungen daher fast nur Umstellungsaufwand.

Das Ausmaß, in dem die **VNB** von Prozessvereinfachungen profitieren können ist abhängig vom Verhältnis der Umstellungsaufwendungen zu der Anzahl von Wechsel- und Abwicklungsprozessen von Kunden, die von unabhängigen Lieferanten beliefert werden. Auf der Kostenseite zeigen sich bei VNB im synthetischen Verfahren verstärkte Abweichungen im Differenzbilanzkreis. Die Saldi der Energiemengen, die VNB durch Stromhandelsgeschäfte und im Rahmen der Ausgleichsenergieabrechnung umsetzen, sind zeitverzögert im Rahmen der Mehr- und Mindermengenabrechnung auszugleichen. Obwohl sich die Energiemengen letztlich zu Null saldieren, führen diese Ausgleichsvorgänge zu Preisrisiken, die letztlich ein Portfoliomanagement erfordern, was zusätzliche Kosten zur Folge hat.

Änderung des Abrechnungsmodus

In der folgenden Tabelle 3-3 sind die Auswirkungen der Änderung des Abrechnungsmodus (Option C) dargestellt.

Tabelle 3-3: Qualitative Auswirkungen der Änderung des Abrechnungsmodus des Bilanzkreis des Lieferanten (Option C)

Kategorie	Unabhängige Lieferanten	Assoziierte Lieferanten	VNB (analytisch)	VNB (synthetisch)
Abweichungen Bilanzkreis des Lieferanten	(+) Keine Risiken der Temperaturprognose	(+) Keine Risiken der Temperaturprognose		
Prozesskosten	()	()	Nicht relevant	()
Mehr- und Mindermengen	()	()		()
Differenzbilanzkreis				(-) Erhöhung der stochastischen Ausgleichsmengen

Legende: (+): Kostenreduktion; (-): höhere Kosten; (): Keine Auswirkungen; (0): keine klare Wirkungsrichtung. Grau markierte Felder: Wirkungskategorie nicht anwendbar

Die Tabelle zeigt klar, dass diese Option eine Umverteilung von Risiken der Temperaturprognose, weg von den Lieferanten, hin zum VNB beinhaltet. Somit werden Risiken vom unregulierten Bereich in den regulierten Bereich verschoben. Zusätzlich ergibt sich eine Verschiebung in Bereiche, in denen nicht die optimalen Kompetenzen zum Management von Strombeschaffungsrisiken zu finden sind. Damit stellt diese Option offensichtlich keinen Ansatz dar, der eine positive Kosten-Nutzen Bilanz erwarten lässt. Sie wird daher in der quantitativen Analyse im folgenden Kapitel nicht weiter verfolgt.

Die vorgenommenen Betrachtungen gelten für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen gleichermaßen. Da sich die TLP jedoch deutlich unterscheiden, sind bei einer quantitativen Betrachtung deutlichere Unterschiede abzusehen.

Nachdem in diesem Kapitel gezeigt wurde, in welchen Bereichen die Prozessvereinfachungen auch gegenläufige Effekte bewirken, wird dies im folgenden Kapitel 4 quantitativ untersucht. Die Analyse beschränkt sich auf die Optionen A und B. Als wesentlicher, gegenläufiger Effekt werden die Auswirkungen auf den Differenzbilanzkreis des VNB (in Tabelle 3-2 rot markiert) quantitativ untersucht.

Die zu ermittelnden Größenordnungen für die gegenläufigen Effekte dienen als Indikator, inwieweit die durch diese Maßnahmen erhofften positiven Effekte im angemessenen Verhältnis zum Aufwand stehen.

4 Quantitative Analyse

Nachdem im vorigen Kapitel die grundsätzlichen Auswirkungen der Optionen zur Prozessvereinfachung auf die Akteure diskutiert wurden, erfolgt in diesem Abschnitt die quantitative Analyse der Auswirkungen von zwei Optionen. Zunächst wird in Abschnitt 4.1 die angewendete Methodik beschrieben. Anschließend erfolgt die tatsächliche Modellierung der Auswirkungen der Vereinfachungsoptionen A und B auf den VNB.

4.1 Überblick über die Methodik der quantitativen Analyse

Die Ermittlung der quantitativen Auswirkungen der Prozessvereinfachungen erfolgt in vier Schritten. Diese sind schematisch, am Beispiel der Vereinfachung der Anzahl der Lastprofile (also Option A) in Abbildung 4-1 dargestellt.

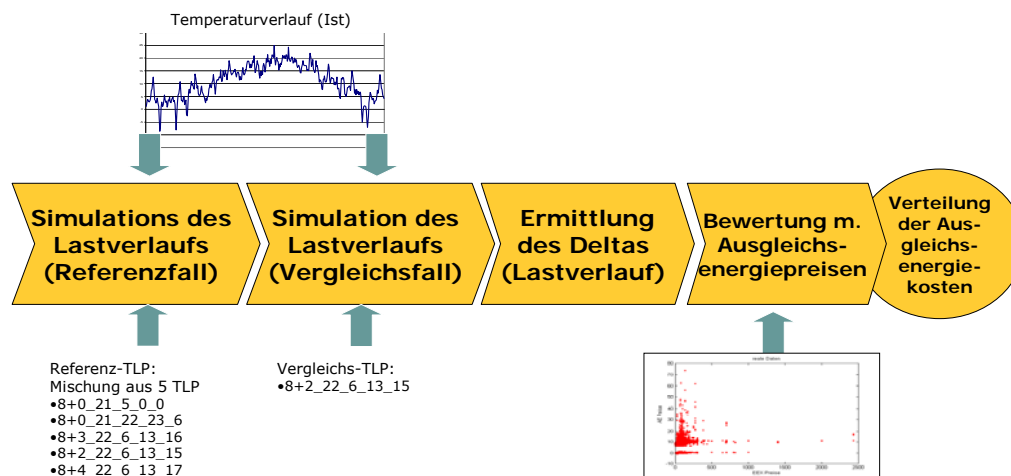


Abbildung 4-1: Vorgehensweise der quantitativen Analyse am Beispiel der Vereinfachung der Lastprofile (Option A)

Für die Quantifizierung der Auswirkungen verschiedener Prozessvereinfachungen ist zunächst die Ausarbeitung eines Referenzfalles erforderlich. Der beispielhafte Verlauf der Profilschar eines TLP für eine Anzahl von Nachtspeicherheizungen mit unterschiedlichen Freigabe- und Nachladezeiten für ausgewählte Tagesmitteltemperaturen über einen Tag ist in Abbildung 4-2 gezeigt. Höher verlaufende Linien des TLP beziehen sich auf niedrigere Tagesmitteltemperaturen, in denen die Nachtspeicherheizungen eine höhere Leistung verlangen.

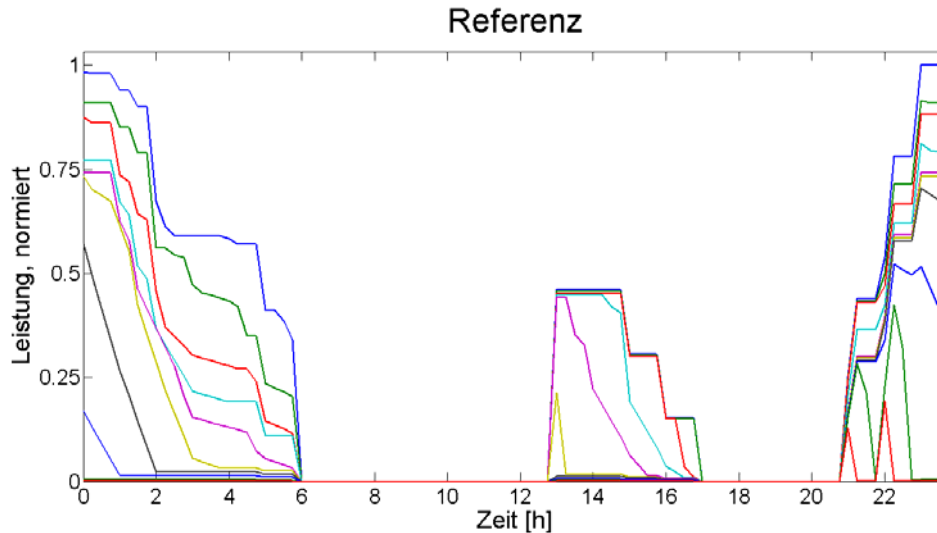


Abbildung 4-2: Beispielhafter Verlauf eines Referenz-TLP bei verschiedenen Tagesmitteltemperaturen

Das Referenz-TLP stellt somit nicht die reale Temperaturabhängigkeit der Lastprofile der Heizstromkunden in dem betreffenden Netzgebiet dar, sondern ist bereits eine modellhafte Abbildung.

Unter Verwendung einer Temperaturzeitreihe, die die Tagesmitteltemperaturen über einen Zeitraum von mehreren Jahren beinhaltet, wird das TLP in einen Lastverlauf über diesen Zeitraum überführt. So wird für jeden Tag des Simulationszeitraums der im TLP hinterlegte Lastverlauf über 24 Stunden für die entsprechende Tagesmitteltemperatur ermittelt. Da das TLP den Lastverlauf viertelstundenscharf wiedergibt, enthält der so simulierte Lastverlauf des Tages $4 \times 24 = 96$ Werte für die Last. Bei der Simulation eines Jahres fallen somit $365 \times 24 \times 4 = 35.040$ Werte an.

Die Simulation des Lastverlaufs, der die Wirkung der Prozessvereinfachung repräsentiert, erfolgt analog dem Referenzfall. Das Vergleichsprofil ist beispielsweise ein bundesweit festgelegtes Profil. Um die Auswirkung der Vereinfachung des TLP zu ermitteln, wird bei der Simulation von beiden Lastverläufen die gleiche Temperaturzeitreihe verwendet.

Im dritten Schritt werden die viertelstündlichen Differenzen (Deltas) zwischen dem ausgerollten Referenzlastprofil und dem ausgerollten Vergleichsprofil ermittelt. Somit ergibt sich über den Simulationszeitraum (mehrere Jahre) eine Differenzzeitreihe, die die positiven und negativen Abweichungen der Zeitreihe des Referenzfalls von dem Vergleichsfall angibt.

In beiden Fällen handelt es sich um modellhafte Darstellungen des realen Lastverlaufs. Die simulierten Differenzen repräsentieren daher Unterschiede zwischen den Ergebnissen von Modellen, nicht aber die Differenzen zwischen Modellierung und Realität. Dies bedeutet, dass ein Teil der Abweichungen, die in den

Differenzbilanzkreisen der VNB durch die Verwendung von TLP verursacht werden, nicht modelliert werden. Eine vollständige Modellierung des Differenzbilanzkreises wäre aber auch mit großen Unsicherheiten behaftet, da hierfür beispielsweise Daten über die Abweichungen nicht-temperaturabhängiger Standardlastprofile vom realen Verbrauchsverhalten in die Berechnung einfließen müssten. Eine öffentliche Datenbasis hierfür ist jedoch nicht vorhanden.

Die in der Differenzzeitreihe (d.h. dem Lastverlauf des Deltas) ermittelten Mengen werden anschließend monetär bewertet. Dazu werden simulierte Ausgleichsenergiepreise herangezogen und für jede Viertelstunde des Simulationszeitraums ein Ausgleichsenergiepreis zugeordnet. Die sich über den Zeitraum ergebenden Ausgleichsenergiekosten werden als Verteilung dargestellt. Außerdem werden die Energiemengen der Differenzzeitreihe zu einer kumulierten Mengenabweichung aufsummiert, um das Transaktionsvolumen im Differenzbilanzkreis zu quantifizieren.

Die Simulation der quantitativen Auswirkungen bei Prozessvereinfachungen durch Reduzierung der Anzahl von Temperaturmessstellen (Option B) erfolgt nach einem ähnlichen Schema. Dieses Schema ist in Abbildung 4-3 dargestellt.

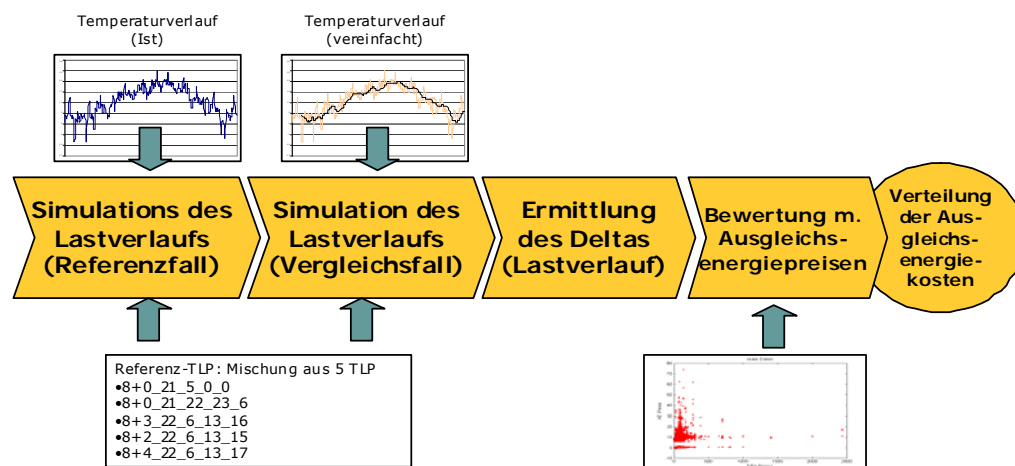


Abbildung 4-3: Vorgehensweise der quantitativen Analyse am Beispiel der Veränderung der Temperaturmessstelle (Option B)

Hier werden die langjährigen Lastverläufe unter Verwendung von einem TLP und zwei unterschiedlichen Temperaturverläufen ermittelt. Neben dem Referenz-Temperaturverlauf wird ein Temperaturverlauf einer anderen Temperaturmessstelle, eine bundesweite Mitteltemperatur oder aber eine Temperaturprognose verwendet. Anschließend werden auch hier wieder die Differenzen zwischen den aus den beiden Temperaturverläufen resultierenden Lastverläufen gebildet. Diese entstehende Differenzzeitreihe wird mit Ausgleichsenergiekosten bewertet.

4.2 Bewertungsansätze

Als Ergebnisse der Simulationen ergeben sich Verteilungsfunktionen der Ausgleichsenergiekosten. Es wird davon ausgegangen, dass im Differenzbilanzkreis keine systematischen Abweichungen mit Ausgleichsenergie ausgeglichen werden dürfen, d.h. über einen längeren Zeitraum muss der Bilanzkreissaldo Null ergeben. Andernfalls liegt eine missbräuchliche Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie vor.¹⁶ Sind die Ausgleichsenergiesaldi Null, so resultiert dies auch in einem Erwartungswert der Ausgleichsenergiekosten von Null. Damit verbleibt das Ausgleichsenergiekostenrisiko als Bewertungsgröße, das mit Hilfe der Standardabweichung quantifiziert werden kann.

Bewertung des Ausgleichsenergiekostenrisikos

Die Übersetzung eines Risikos in Kosten erfolgt in der Regel über eine unternehmensweit gültige Nutzenfunktion. Die Nutzenfunktion ist Ausdruck der Risikopräferenz des Unternehmens und hängt von der Risikostrategie, der verfügbaren Liquidität und anderen Faktoren ab. Im Rahmen dieses Gutachtens kann daher keine allgemein gültige Nutzenfunktion für Unternehmen verwendet werden. Daher wird ein einfacher, aber transparenter und plausibler Ansatz gewählt, um die Standardabweichung der Ausgleichsenergiekosten in eine Kostengröße zu übersetzen.

Dazu wird angenommen, dass Ausgleichsenergiekostenrisiken die Unternehmensliquidität nicht gefährden dürfen und daher eine ausreichende Menge Kapital zu Verfügung stehen muss, um diese Risiken abdecken zu können. Dieses Kapital muss angemessen verzinst werden, da es nicht für andere Zwecke im Unternehmen zur Verfügung steht.

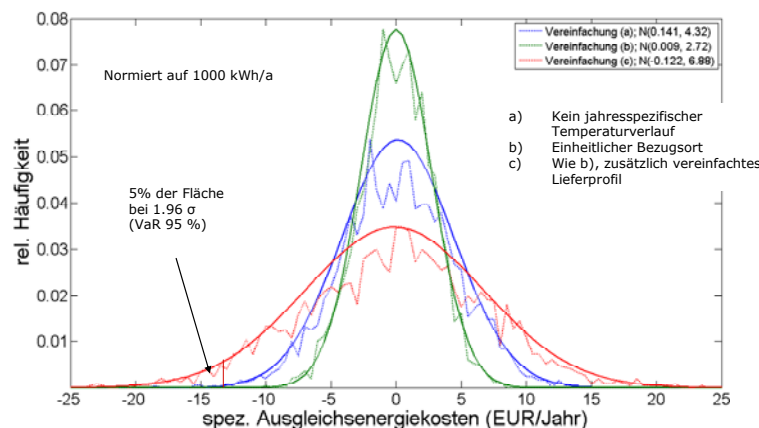


Abbildung 4-4: Ermittlung des Value at Risk

Zur Ermittlung der Kapitalhöhe wird der Value at Risk (VaR) Ansatz verwendet. Der Value at Risk bezeichnet die Höhe eines Verlusts, der mit einer gegebenen

¹⁶ Vgl. auch BK6-06-013, Vereinheitlichung Bilanzkreisvertrag

Wahrscheinlichkeit nicht überschritten wird. Liegt eine Normalverteilung vor, so wird beispielsweise ein Verlust bzw. eine Ausgleichsenergiezahlung von dem 1,96-fachen der Standardabweichung der Verteilung mit einer Wahrscheinlichkeit von 95% nicht überschritten. Dieser Ansatz ist in Abbildung 4-4 gezeigt. In dieser Abbildung sind exemplarisch verschiedene Verteilungen von Ausgleichsenergiekosten gezeigt, die in der Simulation ermittelt wurden. Für die rot eingezeichnete Verteilung (Vereinfachung c) ist der Wert eingezeichnet, der das 1,96-fache der Standardabweichung und 95% der Werte beinhaltet. In dem abgebildeten Beispiel beträgt die Standardabweichung 6,88 € und der VaR liegt dem zufolge bei $1,96 \times 6,88 \text{ €} = 13,50 \text{ €}$.

Der so ermittelte VaR wird mit einem angenommenen Zinssatz von 10% verzinst. Ergibt sich also eine Verteilung der Ausgleichsenergiekosten mit der oben dargestellten Standardabweichung, so sind mit diesen Annahmen jährliche Risikokosten in Höhe von $13,50 \text{ €} \times 10 \% = 1,35 \text{ €}$ anzusetzen.

Bewertung der systematischen Abweichungen

Um den mittleren Saldo des Differenzbilanzkreises bei Null zu halten, muss der VNB Ausgleichsgeschäfte auf Strommärkten tätigen. Diese Geschäfte können vorgenommen werden, wenn die Auswirkungen auf den Differenzbilanzkreis systematisch, also vorhersagbar sind. Durch diese Geschäfte entstehen Transaktionskosten sowie Preisrisiken.

Da VNB keine Stromhandelskompetenzen besitzen, werden sie diese Leistung am Markt beschaffen oder bei ihrem assoziierten Lieferanten einkaufen. Für eine derartige Dienstleistung existiert im Markt keine standardisierte Preisgestaltung. Ersatzweise wird angenommen, dass diese Dienstleistung, ähnlich einer Portfoliomangement-Dienstleistung eine energiemengenabhängige Vergütungsstruktur besitzt und mit 2% des EEX-Beschaffungspreises vergütet wird.

4.3 Datengrundlage

Für die vollständige, im Folgenden durchgeführte Modellierung der Prozessvereinfachungen sind konsistente Daten der Tagesmitteltemperatur sowie der Verrechnungspreise für Ausgleichsenergie erforderlich. Darüber hinaus finden im Rahmen der Simulation die Spotmarktpreise der EEX Anwendung. Die Analyse wurde für alle genannten Daten auf Basis der Jahre 2006 und 2007 durchgeführt.

Temperaturdaten

Der Deutsche Wetterdienst (DWD) veröffentlicht für über 40 Messstellen in Deutschland die gemessenen Tagesmitteltemperaturen. Diese Messstellen liegen räumlich gleichmäßig über Deutschland verteilt.

Die Jahresmitteltemperaturen der für dieses Gutachten ausgewählten Jahre liegen mit 9,5 °C in 2006 und 9,9 °C in 2007 darüber. Die deutschlandweite Jahresmitteltemperatur beträgt im internationalen klimatologischen Referenzzeitraum (1961-

1990) 8,2 °C. Diese vergleichsweise hohen Temperaturen führen tendenziell zu einer Unterschätzung der in diesem Gutachten untersuchten Effekte, da die verbrauchten jährlichen Heizstrommengen unterdurchschnittlich sind.¹⁷

Der Jahresmittelwert der 40 Stationen (9,7 °C) entspricht den bundesdeutschen Jahresmittelwerten, die aus einem interpolierten 1-km-Raster errechnet werden [DWD 2006]. Sie gelten daher als repräsentativ für das Bundesgebiet. Da davon auszugehen ist, dass es in kalten Höhenlagen kaum Heizstromkunden gibt, werden zwei Stationen mit den geringsten Jahresdurchschnittstemperaturen aus der Analyse herausgenommen.¹⁸

Für alle Stationen werden Standardabweichungen der Temperaturdifferenzen zu einem Temperaturmittelwert als Maß für die Temperaturabweichungen berechnet. Die Standardabweichungen weisen einen Mittelwert von 1,8 °C auf und 90% der Werte liegen im Bereich von 1,4 bis 2,4 °C. Daneben existieren zwei Orte mit extremeren Abweichungen im Bereich von 5-6 °C (Aachen, Augsburg). Die Standardabweichungen zwischen den Messreihen und einem langjährigem Temperaturverlauf, modelliert nach [Borchert 2003] liegt ebenfalls in der Größenordnung von 5-6 °C.

Auch der Prognosefehler für die Tagesmitteltemperaturprognose einen Tag im Voraus ist normal verteilt und die Standardabweichung der Verteilung der Temperaturabweichung beträgt etwa 1 °C.¹⁹

Ausgleichsenergiepreise

Da sich ein Schwerpunkt der regionalen Verteilung von Heizstromkunden im Ruhrgebiet befindet (vgl. Teilgutachten 1) wurde als Basis der Modellierung der Ausgleichsenergiepreise die vom VNB RWE Transportnetz Strom GmbH für seine Regelzone veröffentlichten viertelstündigen Ausgleichsenergiepreise der Jahre 2006 und 2007 verwendet.

Ausgleichsenergiepreise reflektieren die Preise für kurzfristig einsetzbare Leistung, die Übertragungsnetzbetreiber auf dem Regelenergiemarkt kontrahieren. Sie sind abhängig von den auf dem Regelenergiemarkt erzielten Preisen sowie dem Regelzonensaldo, der den Umfang des Einsatzes von Regelenergie bestimmt.

Zwischen den Preisen auf dem Regelenergiemarkt und auf dem Day-ahead Markt (EEX Spotmarkt) bestehen Zusammenhänge, da Kraftwerke auf beiden Märkten bieten können und somit zwischen den Märkten eine Arbitragerelation besteht.

Der Regelzonensaldo reflektiert die Summe der Bilanzkreisabweichungen in der Regelzone und hat einen sehr starken stochastischen Charakter. Folglich haben auch Ausgleichsenergiepreise einen starken stochastischen Charakter. Um im Rahmen der Simulation den stochastischen Charakter der Ausgleichsenergiepreise und die

¹⁷ Nach einer vorläufigen Analyse der Jahresmitteltemperatur des Jahres 2008 (9,5 °C) scheint sich dieser Trend zu bestätigen [DWD 2008].

¹⁸ Es handelt sich dabei um die Stationen Fichtelberg und Kahler Asten. Die Tabelle der verwendeten Stationen findet sich in Appendix A.

¹⁹ Auskunft des DWD, Niederlassung Potsdam.

Abhängigkeit von EEX-Preisen und damit von auch von der Tageszeit wiederzugeben wird folgender Ansatz gewählt:

Die im 2006-2007 aufgetretenen EEX-Spotpreise für einzelne Stunden werden in Preisklassen (z.B. 60 – 61 €/MWh) unterteilt. Jeder Preisklasse werden die in den beiden Jahren beobachteten Ausprägungen der Ausgleichsenergiepreise zugeordnet. Diese Zuordnung ist Basis für die Simulation, in der für jede Viertelstunde des Zweijahreszeitraums der zugehörige EEX-Preis ermittelt und für diesen Preis eine Ausprägung des Ausgleichsenergiepreises zufällig ausgewählt wird (siehe Abbildung 4-5). Auf diese Weise bleiben die Zusammenhänge zwischen Zeitpunkt (Tag, Uhrzeit), EEX-Spotpreis, Temperatur und Ausgleichsenergiepreis in der Simulation erhalten.

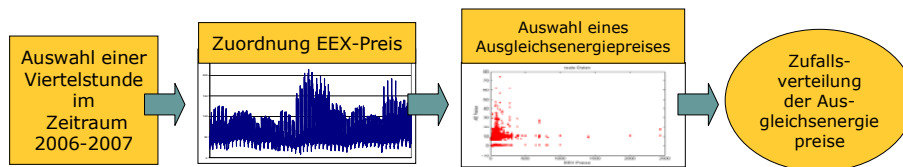


Abbildung 4-5: Vorgehensweise bei der Simulation der Ausgleichsenergiepreise

Temperaturabhängige Lastprofile

Bei der Auswahl der Referenzlastprofile für die Simulation ergibt sich das Problem der fehlenden Datengrundlage. Die Parameter der TLP (Anlagenleistungen, Steuerungsart, Lade- und Nachladezeiten) sind nahezu beliebig kombinier- und variierbar und es existieren keine veröffentlichten Statistiken, die die Verteilung der Steuerungsarten angeben. Da die Installation von Heizwärmespeichern teilweise schon Jahrzehnte zurückliegt und in es in der Zwischenzeit durch Fusionen und Restrukturierungen von EVU die Datenbanken, die diese Informationen enthalten, mehrfach konvertiert wurden, ist es selbst für EVU oft schwierig, Informationen über den Anlagenbestand zu ermitteln.

Zwar werden von den VNB TLP veröffentlicht, doch ist es auf der Basis öffentlicher Informationen nicht möglich, eine Gewichtung der TLP auf Basis des Anlagenbestands vorzunehmen.

Daher wird in diesem Gutachten der Weg verfolgt, die Größenordnung der Effekte anhand plausibler Einzelfälle auszuloten und auf diese Weise die Bandbreite der quantitativen Auswirkungen zu ermitteln.

4.4 Ergebnisse der Simulationen

Die in Kapitel 4.1 dargestellte Methodik für die Simulation wurde auf die im vorherigen Kapitel dargestellte Datengrundlage angewendet. Da die Vereinfachungsoptionen A und B sehr ähnliche Auswirkungen haben und parallel durchgeführt werden können, wurden sie in den Simulationsläufen kombiniert. Dies bedeutet, dass sowohl vereinfachte TLP als auch abweichende Temperaturmessstellen in einem Simulationslauf verwendet wurden. Für jeden Simulationslauf wurden das Ausgleichsenergieisiko als Verteilung der Ausgleichsenergiekosten ermittelt und gemäß dem im Kapitel 4.2 beschriebenen Ansatz bewertet. Ebenso wurden die im Differenzbilanzkreis anfallenden systematischen Mengenabweichungen als Prozentsatz der gesamten Energiemenge ermittelt.

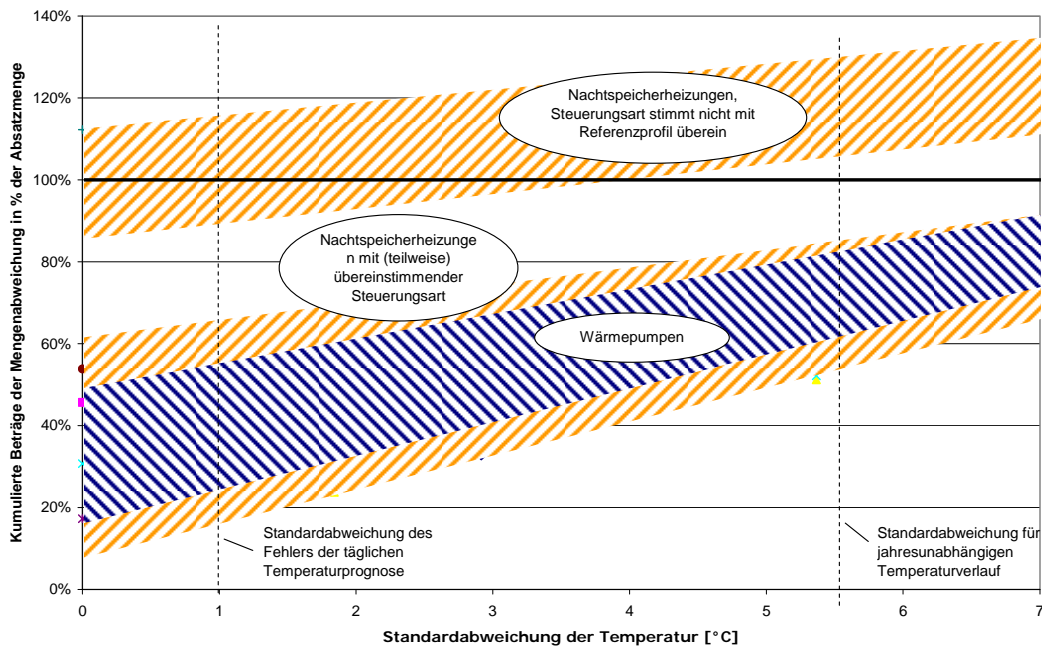


Abbildung 4-6: Zusammenhänge zwischen Prozessvereinfachungen A und B und resultierenden Mengenabweichungen im Differenzbilanzkreis

Abbildung 4-6 illustriert die Zusammenhänge zwischen den Prozessvereinfachungen A und B und den daraus resultierenden Mengenabweichungen zwischen Referenzprofil und vereinfachtem Profil im Differenzbilanzkreis des VNB als Ergebnis der Simulationen. Auf der horizontalen Achse sind die Standardabweichungen des Temperaturfehlers aufgetragen. Dieser kann durch eine Verringerung der Anzahl der Temperaturmessstellen auftreten und bildet somit ein Maß für den Grad der Prozessvereinfachungsoption B. Im vorhergehenden Abschnitt wurde aufgezeigt, dass sich die Standardabweichung des Temperaturfehlers bei der Anwendung eines bundeseinheitlichen Profils für die überwiegende Anzahl der Orte zwischen 1,4 und 2,4 bewegt. Die daraus resultierenden Absolutbeträge der Mengenabweichungen,

ausgedrückt als Prozentanteil der gesamten Abnahmemenge eines Kunden, ist auf der Y-Achse aufgetragen.

Die Abbildung zeigt mehrere schraffierte Zonen. Diese Zonen decken die Bereiche der Ergebnisse ab, die die Simulationen mit unterschiedlichen Kombinationen von Referenzlastprofil und vereinfachtem Lastprofil bei unterschiedlichen Vereinfachungen der Temperaturmessstelle bzw. bei der Überwälzung des Risikos der Temperaturprognose ergeben haben. Sie repräsentieren damit unterschiedliche Kombinationen der Prozessvereinfachungen A und B.

Die untere Zone gibt Kombinationen an, bei denen verschiedene Lastprofiltypen von Nachtspeicherheizungen durch ein Mischprofil (Kombination von Lastprofilen verschiedener Steuerungsarten und -zeiten) angenähert werden. Blau schraffiert ist der Bereich, der für Wärmepumpenprofile gilt. Schließlich markiert der obere schraffierte Bereich die Auswirkungen von extremen Vergleichen an, in denen die Steuerungsart nicht übereinstimmt. Allerdings sind diese Fälle wenig realistisch, da bei einer Profilvereinfachung in der Praxis Mischprofile zur Anwendung kämen, die möglichst repräsentativ die Eigenschaften der Heizstromkunden abbilden.

Die Abbildung zeigt, dass ein linearer Zusammenhang zwischen der Standardabweichung des Temperaturfehlers und den Differenzmengen besteht. Wird eine starke Prozessvereinfachung mit bundeseinheitlicher Temperaturmessstelle sowie einheitlichem Profil umgesetzt, liegen die zu erwartenden Energiemengenabweichungen je nach TLP der VNB zwischen etwa 20 % und 60 %. Mit den angenommenen Portfoliomanagementkosten von 2% und angenommenen Beschaffungskosten von rund 50 €/MWh²⁰ ergeben sich Portfoliomanagementkosten in Höhe von 1 €/MWh. Dies bedeutet bei einem Nachtspeicherheizungskunden mit einem Jahresverbrauch von 17.500 kWh/a Portfoliomanagementkosten zwischen 3,50 und 10,50 €/a.

In Abbildung 4-7 werden die stochastischen Anteile der Differenzmengen betrachtet. Ebenso wie in Abbildung 4-6 sind auf die X-Achse die Standardabweichungen aufgetragen. Auf der Y-Achse sind die nach dem im Abschnitt 4.2 beschriebenen Ansatz bewerteten Risikokosten aufgetragen. Auch hier sind die Analyseergebnisse für Wärmepumpen blau schraffiert dargestellt.

Das Bild zeigt jährlichen Risikokosten pro Kunde im Bereich von 0,10 € bis 0,90 € für einen Kunden bezogen auf einen Absatz von 10.000 kWh. Wird der im Teilgutachten 1 verwendete Jahresverbrauch von 17.500 kWh angesetzt, ergeben sich jährliche Kosten im Bereich von etwa 0,18 € bis 1,58 €. Es zeigt sich also eine erhebliche Bandbreite, die durch die Gegenüberstellung von unterschiedlichen TLP mit Mischprofilen entsteht. Die Größenordnung der Risikokosten liegt rund eine Größenordnung unter den geschätzten Kosten für das Portfoliomanagement. Weiterhin zeigt sich eine lineare, unterproportionale Zunahme der Risikokosten mit steigender Standardabweichung.

²⁰ Diese Größenordnung wurde im Teilgutachten 1, Kapitel 4 ermittelt.

Aufgrund der geringeren Variationsmöglichkeiten der Lastprofile für Wärmepumpen sind die Energiemengenabweichungen und Risiken niedriger als bei Nachtspeicherheizungen.

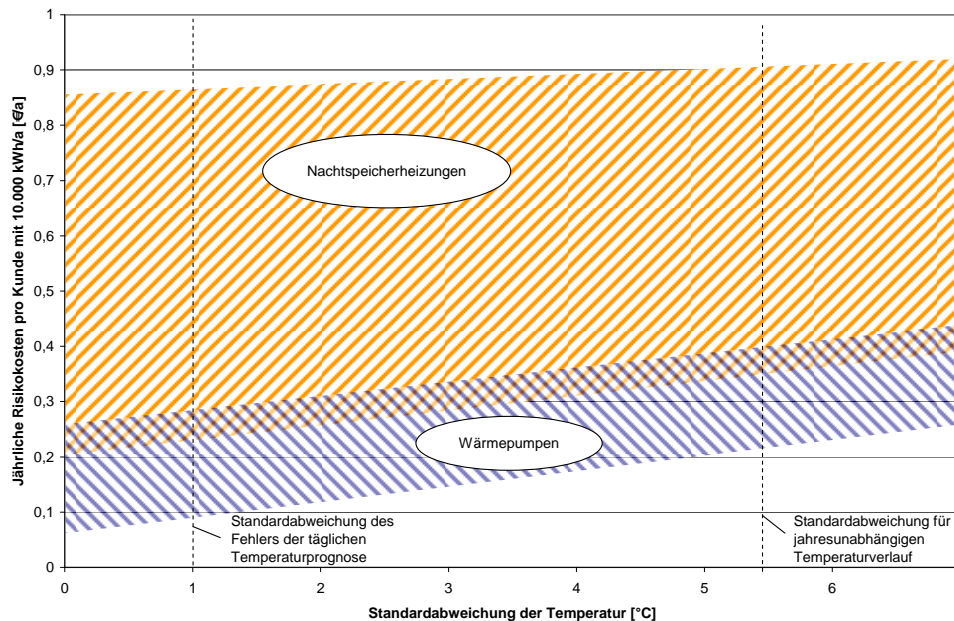


Abbildung 4-7: Zusammenhänge zwischen Prozessvereinfachungen und bewerteten Ausgleichsenergiesrisiken

Die Analyse dient dazu, Größenordnungen festzustellen. Zahlreiche Parameter sind mit starken Unsicherheiten behaftet. Diese wirken allerdings teilweise in entgegengesetzte Richtungen, so dass in der Summe die Unsicherheiten verringert werden:

- **Ausgleichsenergiepreise:** Die Tendenz steigender Strompreise führt auch zu steigenden Ausgleichsenergiepreisen. Andererseits werden verschiedene Ansätze verfolgt, durch regulatorische Maßnahmen die Preise auf dem Regelenergiemarkt durch Erhöhung der Wettbewerbsintensität zu senken.²¹ Sinkende Preise auf dem Regelenergiemarkt senken die Beschaffungskosten der ÜNB und führen damit zu geringeren Ausgleichsenergiepreisen.
- **Temperaturen:** Die in der Simulation verwendeten Temperaturdaten der Jahre 2006 und 2007 weisen höhere Mittelwerte auf, als der langjährige Durchschnitt. Niedrigere Temperaturen vergrößern die Mengendifferenzen und –risiken als Konsequenz von Prozessvereinfachungen. Andererseits lag die Jahresdurchschnittstemperatur des Jahres 2008 wiederum sehr nah an den

²¹ Vgl. dazu die Festlegungen der Bundesnetzagentur zu den Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie und Minutenreserve (BK6-06-012, BK6-06-065, BK6-08-066), sowie das Festlegungsverfahren zum Einsatz von Regelenergie (BK06-08-111) und zur Aufforderung zur Einführung negativer Arbeitspreise bei der Regelenergie.

vorherigen Jahresmitteltemperaturen, so dass die Datengrundlage für die Simulation zumindest für die vergangenen drei Jahre repräsentativ ist und eventuell den Trend zum Anstieg der Jahresmitteltemperaturen widerspiegelt.

5 Bewertung

In diesem Kapitel erfolgt eine zusammenfassende Bewertung der vorgeschlagenen Prozessvereinfachungen. Zunächst wird die Vorgehensweise vorgestellt. Sie beinhaltet die Bewertung der Prozessvereinfachungen in vier Schritten.

5.1 Vorgehensweise

Die Bewertung der vorgeschlagenen Optionen zur Prozessvereinfachungen basiert auf folgenden vier Schritten:

1. Auf Basis der Ergebnisse der qualitativen Analyse in Kapitel 3 werden die für die Bewertung relevanten Auswirkungen der Prozessvereinfachungen skizziert.
2. Auf Basis der quantitativen Analyse in Kapitel 4 werden Kosten und Nutzen der Prozessvereinfachung gegenüber gestellt.
3. Anschließend werden Prozessvereinfachungen hinsichtlich ihrer Wirkungen auf den Wettbewerb im Heizstrommarkt analysiert.
4. Schließlich werden die für Wärmepumpen relevanten Aspekte besonders herausgearbeitet.

Darauf folgt eine Zusammenfassung der Bewertung.

5.2 Bewertung

Bewertung auf Basis der qualitativen Analyse

Wie in Kapitel 3.7 ausgeführt wurde, stehen den positiven, d. h. Kosten senkenden Auswirkungen der Prozessvereinfachungen durch die Vereinfachungsoptionen A und B Kosten erhöhende Auswirkungen, also negative Effekte gegenüber. Eindeutig negativ sind die Auswirkungen auf die VNB im synthetischen Verfahren, die höhere Kosten und Risiken aus ihrem Differenzbilanzkreis zu tragen haben. Die Auswirkungen auf die Mehr- und Mindermengenabrechnung sind dagegen schwer abzuschätzen, da sie von der individuellen Preisgestaltung der VNB abhängen.

Auch bei Option C (Änderungen des Abrechnungsmodus) findet sich Kosten erhöhenden Auswirkungen im Bereich der Differenzbilanzierung des VNB.

Dies bedeutet, dass die vorgeschlagenen Optionen zur Erhöhung des Wettbewerbs im Bereich des Heizstrommarktes zu einem Transfer von Kosten und Risiken in den regulierten Bereich nach sich ziehen. Der Transfer in den regulierten Bereich bedeutet gleichzeitig eine Verminderung des Bereichs, in dem wettbewerbliche Kräfte wirken können, um diese Kosten und Risiken effizient zu reduzieren.

Wenn der Abrechnungsmodus für den Bilanzkreis des Lieferanten geändert wird, so dass ein Temperaturprognosewert eine Abrechnungsgrundlage darstellt (Option C), müsste ein Prognosewert vom VNB vorgegeben und täglich übermittelt werden. Eine andere Möglichkeit wäre, einen Dritten einvernehmlich mit der Prognose zu beauftragen, beispielsweise einen Wetterdienst, der auch die Ist-Temperatur an der festgelegten Temperaturmessstelle ermittelt. Liegt die Rolle des Prognoselieferanten beim VNB, so bedeutet das eine Abkehr vom üblichen Prinzip nach dem die Lieferanten die Absatzmengen ihrer Kunden prognostizieren und die VNB unbeteiligt an Handelsgeschäften sind.

Wie dargestellt führen Prozessvereinfachungen bei Lastprofilen und Temperaturmessstellen zu einer Erhöhung von Mengen im Differenzbilanzkreis und damit steigt zunehmend die Notwendigkeit, ein aktives Portfoliomanagement durchzuführen. Ein aktives Portfoliomanagement verlangt Stromhandelskompetenzen, die üblicherweise nicht in den Kernbereich der Aufgaben eines VNB fallen, sondern bei VNB mit mehr als 100.000 Kunden im Rahmen des Entflechtungsprozesses beim Stromvertrieb angesiedelt ist. Andererseits sind die Bewirtschaftung des Differenzbilanzkreises sowie die Beschaffung von Netzverlusten Aufgaben des VNB. Trotzdem bedeuten diese Veränderungen eine Verlagerung von Aufgaben vom unregulierten in den regulierten Bereich, was die Regulierung der VNB erschwert. Dies führt wiederum potentiell zu höheren Netzentgelten für alle Netznutzer.

Bewertung auf Basis der quantitativen Analyse

Die Prozessvereinfachungen der Handlungsoptionen A und B zielen auf die Vermeidung von Prozessfehlern und damit Prozesskosten ab. Im Teilgutachten 1 wurde die quantitative Bedeutung von Prozessfehlern abgeschätzt. Dort sind rund ein Drittel der Prozesskosten vom Abwicklungsverfahren nach dem LPuVE Leitfadens berührt. Bei einem dort geschätzten jährlichen Prozesskostenaufwand von 90 € pro Kunde ergeben sich etwa 30 € beeinflussbare Prozesskosten. Welcher Anteil dieser Kosten durch die vorgeschlagenen Prozessvereinfachungen der Handlungsoptionen A und B eingespart werden kann, ist im Rahmen dieses Gutachtens nicht ermittelbar. Jedoch dient diese Kostenposition als Vergleichswert für Kosten, die dieser Ersparnis gegenüber stehen.

Die überschlägige Beurteilung der resultierenden Kosten für die VNB in synthetischen Verfahren in Kapitel 4 ergab einen Gesamtbetrag in der Größenordnung von rund 4-12 €/Kunde und Jahr. Eine Kostenneutralität dürfte erreicht sein, wenn etwa ein Drittel bis ein Sechstel der beeinflussbaren Prozesskosten durch die Vereinfachung eingespart werden können. Dieses Verhältnis erscheint nicht unrealistisch. Allerdings muss bei dieser Abwägung berücksichtigt werden, dass die Prozessvereinfachungen nicht nur das (noch) sehr kleine Segment der unabhängigen Lieferanten betreffen, sondern auf alle Akteure und Kunden im Markt. Die Kostenersparnis betrifft allerdings primär die wenigen unabhängigen Lieferanten, während das große Segment der assoziierten Lieferanten keine wesentlichen Kostenersparnisse durch die Prozessvereinfachungen erzielt. Dem gegenüber stehen die Kostenauswirkungen der Prozessvereinfachungen bei sämtlichen VNB im synthetischen Verfahren. Eine gesamtwirtschaftliche

Kostenneutralität würde damit erst dann erreicht, wenn eine sehr große Anzahl von Kunden zu unabhängigen Lieferanten wechselt.

Bei der bisherigen Betrachtung wurden Umstellungsaufwendungen noch nicht berücksichtigt. Diese einmaligen Aufwendungen zur Anpassung der Prozesse treten bei sämtlichen Netzbetreibern und Lieferanten auf, die Heizstromkunden abwickeln.

Mögliche Wirkungen des Wettbewerbs auf dem Heizstrommarkt

Gegen die im letzten Abschnitt dargestellte Betrachtung von Kostenersparnissen kann eingewendet werden, dass die Prozesskostenersparnis bei unabhängigen Lieferanten nicht das eigentliche Ziel der Prozessvereinfachung sei, sondern lediglich ein Mittel, um Wettbewerb im Heizstrommarkt zu ermöglichen. Wenn im Heizkundenmarkt Wettbewerb realisiert würde, könnten dadurch weitere, gesamtwirtschaftlich positive Effekte hervorgerufen werden. Wettbewerb würde ermöglichen, dass übermäßig hohe Renditen reduziert würden und die Preise auf ein angemessenes Niveau sinken könnten.

Verschiedene Effekte begrenzen jedoch die zusätzliche positive gesamtwirtschaftliche Wirkung des Wettbewerbs auf dem Heizstrommarkt:

- ***Kaum überhöhte Margen:*** Wie in Teilgutachten 1 festgestellt wurde, werden auf dem Heizstrommarkt nur in einem geringen Umfang hohe Margen realisiert werden. Wie dort konstatiert wurde, wären nur bei etwa einem Viertel der EVU potentielle Nettomargen zu realisieren. Dies stellt eine Begrenzung der positiven gesamtwirtschaftlichen Wirkung des Wettbewerbs dar.
- ***Schrumpfender Markt:*** Wie bereits in Kapitel 3.6 ausgeführt wurde, ist der Heizstrommarkt, zumindest was Nachtspeicherheizungen anbelangt, aufgrund der Vorgaben der Energieeinsparverordnung ein schrumpfender Markt. Auf der einen Seite wird für die Amortisation eines Kundenwechselprozesses eine Kundenbindungsdauer von 5 Jahren angenommen. Da ein Betrieb der vor 1990 installierten Nachtspeicherheizungen nach 2020 nicht mehr zulässig ist, reduziert sich das potentielle Marktvolumen in diesem Segment bereits auf die Hälfte, wenn ein linearer Abbau der installierten Kapazitäten unterstellt wird. Für neue Anbieter im Heizstrommarkt, die notwendige Investitionen zum Markteintritt tätigen müssen, wirkt diese zeitliche Begrenzung daher sicher als limitierender Faktor.
- ***Nur im synthetischen Verfahren uneingeschränkt wirksam:*** Wie in Kapitel 3.3.4 ausgeführt wirken Prozessvereinfachungen bei der Belieferung von „analytischen“ TLP- Kunden²² aufgrund der Restlastzerlegung auf alle Lieferanten mit erhöhten Risiken zurück. Prozesskostenersparnissen stehen daher erhöhte Risiken bei der Bewirtschaftung des Lieferantenbilanzkreises gegenüber. Die Wirksamkeit dieses Instruments zur Erhöhung der Wettbewerbsintensität wird damit eingeschränkt. Dies bedeutet, dass gemäß der für das Jahr 2004 vorliegenden Zahlen rund ein Viertel der VNB bzw. ihre Netzkunden und ihre Lieferanten von dieser Prozessvereinfachung nicht profitieren können.

²² Heizstromkunden in Netzgebieten, in denen das analytische SLP-Verfahren angewendet wird

Bewertungsaspekte für Wärmepumpen

Vor dem Hintergrund der abnehmenden Bedeutung von Nachtspeicherheizungen und der zunehmenden Bedeutung von Wärmepumpen sowie der spezifischen Unterschiede dieser Segmente ist zu fragen, ob dieser Teilmarkt eigenständig zu regulieren ist.

In Kapitel 3 wurde dargelegt, dass für Wärmepumpen prinzipiell die gleichen qualitativen Auswirkungen von Prozessvereinfachungen gelten, wie für Nachtspeicherheizungen. Die quantitative Analyse hat jedoch Unterschiede gezeigt. Wie im Kapitel 4 deutlich gemacht wurde, sind die Auswirkungen der Effekte der TLP-Vereinfachung auf die Mengenabweichungen quantitativ geringer als bei Nachtspeicherheizungen, da die Abweichungen der TLP geringer sind. Dies bedeutet, dass die TLP unterschiedlicher Wärmepumpen sich nicht so stark unterscheiden wie die der Nachtspeicherheizungen. Dies würde eine Prozessvereinfachung durch Reduzierung der Anzahl der Lastprofile erleichtern. Die Temperaturabhängigkeit des TLP von Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen ist jedoch ähnlich, was gegen eine Prozessvereinfachung bezüglich der Temperaturmessstelle spricht.

Obwohl der Stromabsatz der Wärmepumpen in den vergangenen Jahren stark angestiegen ist und ein weiterer Anstieg wahrscheinlich erscheint, ist fraglich, ob das Marktvolumen einen regulatorischen Eingriff rechtfertigt, der Umstellungsaufwendungen für sämtliche Marktteilnehmer nach sich zieht. Dies gilt insbesondere, da eine kombinierte Vereinfachung der Prozesse (Vereinfachungsoption A und B) nicht ratsam erscheint. Eine Vereinfachung, die sich lediglich auf das Lastprofil bezieht wird vermutlich keine entscheidende Wirkung auf die Wettbewerbssituation auslösen können.

Auswirkungen der Festlegungen der GPKE

Die Festlegung zur GPKE (BK6-06-009) inklusive der zugehörigen Definitionen der Datenformate sowie der Beschlussentwurf zur Bilanzkreisabrechnung (BK6-07-002) umfassen notwendigerweise auch Regelungen zum Versorgerwechsel und zur Abrechnung von Kunden mit TLP. Ebenso wie die in diesem Gutachten diskutierten Prozessvereinfachungen zielen diese Regelungen auf eine Senkung der Prozesskosten von Lieferantenwechsel- und Abwicklungsprozessen durch Schaffung der Voraussetzungen für eine hohe Automatisierbarkeit der Prozesse. Bei der laufenden weiteren Detaillierung bzw. Überarbeitung der Regelungen sind die Aspekte, die TLP betreffen, besonders zu berücksichtigen. Somit können diese Regelungen nutzbar gemacht werden, um für die Abwicklung von Heizwärmekunden eine höhere Prozesssicherheit zu erreichen, die Prozesskosten zu senken, mögliche Synergien mit dem Gasbereich auszunutzen und damit einen Beitrag zur Erhöhung der Wettbewerbsintensität im Heizstrombereich zu leisten.²³ Diese Argumentation gilt insbesondere auch für den sich entwickelnden Wärmepumpenmarkt. Anders als im Bereich der Nachtspeicherheizungen, in dem historische Datenbestände der Netzbetreiber zu Anlageneigenschaften oft unzuverlässig sind, bietet sich im Wärmepumpenmarkt die Chance auf aktuelle Datenbestände zurückzugreifen.

²³ Detaillierte Vorschläge dazu finden sich im Appendix B

5.3 Zusammenfassende Bewertung

Die qualitative Bewertung der Vereinfachungsoptionen zeigt neue Kosten und Risiken, vor allem im regulierten Bereich. Obwohl Kostenneutralität der Vereinfachungsoptionen A und B bei Betrachtung eines einzelnen Kunden beim Wechsel zu einem unabhängigen Lieferanten möglich erscheint, ist dies bei Betrachtung sämtlicher Heizstromkunden nicht möglich. Darüber hinaus können die möglichen positiven Effekte einer steigenden Wettbewerbsintensität auf dem Heizstrommarkt aufgrund fehlender Margen, sinkendem Marktvolumen und höherer Bilanzkreisabweichungen im analytischen Verfahren nur eingeschränkt wirksam werden. Zusätzlich ist zu betrachten, dass bisherige Aufgaben des Lieferanten in den regulierten Bereich übernommen und damit den Effizianzanreizen des Wettbewerbs entzogen werden.

Als Konsequenz dieser Überlegungen erscheint ein regulatorischer Eingriff zur Prozessvereinfachung mit dem Zweck der Förderung des Wettbewerbs im Heizstrommarkt nicht angemessen. Dieses Ergebnis gilt auch für das Marktsegment Wärmepumpen. Zwar sind in diesem Bereich einzelne Folgekosten der Vereinfachungsoptionen geringer, die übrigen Argumente gelten aber analog. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass die Marktanteile von Wärmepumpen am Strommarkt derzeit noch gering sind. In der Zukunft, wenn Wärmepumpen voraussichtlich größere Marktanteile erhalten, dürften auch die Abwicklungsprozesse des Strommarktes soweit etabliert sein, dass die Wettbewerbshindernisse aufgrund von Prozesskosten- und Risiken deutlich reduziert sind.

6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Ziel dieses zweiten Teilgutachtens ist es, zu ermitteln ob es sinnvoll erscheint, Änderungen in den Abwicklungsverfahren für Heizstromkunden durchzuführen, um die im ersten Teilgutachten identifizierten Wettbewerbshindernisse auf dem Heizstrommarkt zu beseitigen.

Folgende Optionen zur Prozessvereinfachung bzw. -veränderung wurden betrachtet:

- Verringerung der Anzahl der Lastprofile, bis hin zu einem einzigen, bundeseinheitlichen Lastprofil (Option A),
- Verringerung der Anzahl der Temperaturmessstellen bis hin zu einer jahresunabhängigen Referenztemperatur (Option B),
- Veränderung des Abrechnungsmodus für den Bilanzkreis des Lieferanten (Option C).

Zunächst wurden die qualitativen Auswirkungen der Prozessvereinfachungen bzw. -veränderungen analysiert. Es zeigte sich, dass potentiellen Prozesskostensparnissen bei unabhängigen Lieferanten kaum Prozesskostensparnisse bei assoziierten Lieferanten sowie höhere Kosten bei VNB gegenüber stehen. Bei VNB im analytischen Verfahren, die etwa ein Viertel der VNB ausmachen, ergeben sich zusätzliche Effekte, die die Wirksamkeit der Prozessvereinfachungen schmälern.

Die angestrebte flächendeckende Einführung intelligenter Stromzähler hat nach derzeitiger Rechtslage und dem Stand der Umsetzung keinen Einfluss auf das angewendete SLP-Verfahren. Der Einsatz dieser Zähler bedingt keinen Übergang von Kunden zum RLM-Verfahren und stellt damit auch keine Alternative zum Abwicklungsverfahren für Heizstromkunden dar.

Die quantitative Analyse der Auswirkungen von Prozessvereinfachungen auf den VNB ergibt potentielle Kosten in einer Größenordnung, die potentiellen Prozesskostensparnissen auf der Lieferantenseite entsprechen könnten. Da allerdings nur unabhängige Lieferanten von den Prozesskostensparnissen profitieren können, jedoch auf der Seite der VNB sämtliche Heizstromkunden betroffen sind, ergibt sich ein Ungleichgewicht von Kosten und Nutzen. Auch die mögliche Verbesserung der Wettbewerbsintensität auf dem Heizstrommarkt kann aufgrund des schrumpfenden Marktvolumens und fehlender Margen voraussichtlich keine Rechtfertigung für die Prozesskostenerhöhungen sowie die Umstellungsaufwendungen sein, die alle Akteure betreffen.

Einige der Optionen für Prozessvereinfachungen und -veränderungen führen zu einer Änderung der typischen Aufgabenteilung zwischen Lieferanten und Netzbetreiber.

Wenn der Abrechnungsmodus für den Händlerbilanzkreis geändert wird, so dass ein Temperaturprognosewert eine Abrechnungsgrundlage darstellt, müsste ein Prognosewert vom Netzbetreiber vorgegeben und täglich übermittelt werden. Eine andere Möglichkeit wäre, einen Dritten einvernehmlich mit der Prognose zu

beauftragen, beispielsweise einen Wetterdienst, der auch die Ist-Temperatur an der festgelegten Temperaturmessstelle ermittelt. Liegt die Rolle des Prognoselieferanten beim Netzbetreiber, so bedeutet das eine Abkehr vom üblichen Prinzip, nach dem die Lieferanten die Absatzmengen ihrer Kunden prognostizieren und der Netzbetreiber unbeteiligt an Handelsgeschäften sind.

Wie dargestellt führen Prozessvereinfachungen bei Lastprofilen und Temperaturmessstellen zu einer Erhöhung von Mengen im Differenzbilanzkreis und damit steigt zunehmend die Notwendigkeit, ein aktives Portfoliomanagement durchzuführen. Ein aktives Portfoliomanagement verlangt Stromhandelskompetenzen, die üblicherweise nicht in den Kernbereich der Aufgaben eines Netzbetreibers fallen, sondern bei Netzbetreibern mit mehr als 100.000 Kunden im Rahmen des Entflechtungsprozesses beim Stromvertrieb angesiedelt sind. Insofern bedeuten diese Veränderungen eine Verlagerung von Aufgaben vom unregulierten in den regulierten Bereich. Diese Aufgaben würden damit den Effizienzanreizen des Wettbewerbs entzogen werden.

Wenn intelligente Stromzähler und die Abrechnung nach dem RLM-Verfahren wirtschaftliche Vorteile gegenüber der Verwendung von TLP besitzen, ist es den Marktteilnehmern möglich, auch dieses Verfahren anzuwenden. Allerdings existieren derzeit keine Anzeichen dafür, dass dieses Verfahren dem TLP-Verfahren wirtschaftlich überlegen ist.

Es wird daher empfohlen, von Seiten der Bundesnetzagentur keine Maßnahmen zur Prozessvereinfachung zu ergreifen. Dies gilt auch für den Bereich Wärmepumpen.

7 Literaturverzeichnis

- [AT Kearney 2008]: Smart Metering - „Missing link“ für den Umbau der Energiewirtschaft? Zusammenfassung der Studienergebnisse. Düsseldorf, September 2008.
- [BDEW 2008]: BDEW EDI@Energy UTILMD Anwendungshandbuch - Übermittlung von Stammdaten zu Kunden, Verträgen und Zählpunkten zu den GPKE und GeLi Gas Prozessen, Version 4.2 vom 1.10.2008
- [Benz 2008]: Benz, Steffen: „Energieeffizienz durch intelligente Stromzähler – Rechtliche Rahmenbedingungen“, in: Zeitschrift für Umweltrecht, 10/2008.
- [BMWi 2007]: Erster Entwurf (Stand: 09.11.2007) der Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung (EnEV).
- [BNetzA BK6-06-009]: Bundesnetzagentur. Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate zur Abwicklung der Belieferung von Kunden mit Elektrizität (GPKE), Aktenzeichen BK6-06-009 vom 11.7.2006.
- [BNetzA BK6-07-002]: Bundesnetzagentur. Beschlussentwurf zur Festlegung von Rahmenprozessen zur Bilanzkreisabrechnung, Aktenzeichen BK6-07-002 vom 21.04.2008.
- [Borchert 2003]: Borchert, Jörg. Analyse von Determinanten der Großhandelspreise für Elektrizität anhand einer Systemstudie des deutschen Marktes. Dissertation, Technische Universität Berlin, 2003.
- [CEBra 2004]: Bestimmung von Lastprofilen für Wärmepumpen – Abschlussbericht -, Gutachten im Auftrag des VDN. Centrum für Energietechnologie Brandenburg (vormals Energieressourcen-Institut e.V. – ERI), Abschlussbericht, Cottbus, Juni 2004.
- [DIN 4710]: DIN 4710:2003-01. Statistiken meteorologischer Daten zur Berechnung des Energiebedarfs von heiz- und raumlufftechnischen Anlagen in Deutschland. Berlin, Beuth Verlag.
- [DWD 2006]: Deutscher Wetterdienst. Der Klimareport 2006, April 2007.
- [Ecofys 2008]: Nabe, Christian und Ters, Christian: „Standardlastprofile für unterbrechbare, temperaturabhängige Verbrauchseinrichtungen“, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, 26.03.2008.
- [ERI 2002]: Bestimmung von Lastprofilen für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen – Abschlussbericht -, Gutachten im Auftrag des VDN, Energieressourcen Institut e.V. – ERI, jetzt Centrum für Energietechnologie Brandenburg, Cottbus, 16.09.2002.

- [Fiedeldey 2005]: Fiedeldey, M: „Anforderungen und Einsatz von kurzfristiger Lastprognose im deutschen liberalisierten Energiemarkt“, in: ew Jg. 104, Heft 11, S. 20.
- [Giessing 2009]: Giessing, Frederik-Hubertus: „Standardlastprofilverfahren und Differenzbilanzkreis künftig obsolet?“, in: ew Jg. 108, Heft 10, S. 50-55.
- [LBD 2008]: Ermittlung der Prozesskosten für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung im Strom- und Gasbereich. Gutachten der LBD-Beratungsgesellschaft mbH im Auftrag der Bundesnetzagentur, 22.04.2008.
- [LPuVe Leitfaden 2003]: Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtung – Praxisleitfaden (LPuVe), 1. Ausgabe 2003, Hg. VDN e.V., VWEW Energieverlag Frankfurt am Main.
- [Speck 2005]: Speck, Mario et al.: „Moderne Controllingansätze zur Steigerung der Abrechnungsqualität“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 2005, Vol. 55 Nr. 10, S. 726-728.
- [VDN 2004]: Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen – Step-by-step., VDN, 29. Januar 2004
- [VDN 2004]: Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen – Step-by-step. (Variante für auf 1.000 kWh normierte Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen), VDN, 29. Januar 2004
- [VDN 2007]: Praxisleitfaden Ermittlung und Abrechnung von Jahresmehr- und – mindermengen, VDN, 28.09.2007.

8 Abkürzungsverzeichnis

EEX	European Energy Exchange
EnEV	Energieeinsparverordnung
GPKE	Geschäftsprozesse und Datenformate zur Abwicklung der Belieferung von Kunden mit Elektrizität gemäß der Festlegung der Bundesnetzagentur BK6-06-009
LPuVE	Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen
SLP	Standardlastprofil
StromNZV	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung)
TLP	In diesem Gutachten: Temperaturabhängiges Lastprofil, sonst auch: Tagesparameterabhängiges Lastprofil
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

Appendix A Liste der verwendeten Temperaturmessstellen

DWD- Stationsnummer	Ort	Standardabweichung zum Mittelwert
10501	Aachen	5,679897
10852	Augsburg	5,46583
10035	Schleswig	1,976467
10055	Fehmarn	2,255838
10147	Hamburg-Fuhlsbüttel	1,581716
10162	Schwerin	1,485039
10170	Rostock-Warnemünde	1,957573
10184	Greifswald	1,93126
10200	Emden	2,001806
10224	Bremen	1,487843
10270	Neuruppin	1,446416
10315	Münster/Osnabrück	1,512021
10361	Magdeburg	1,14936
10379	Potsdam	1,391102
10384	Berlin-Tempelhof	1,534054
10499	Görlitz	1,310351
10393	Lindenberg	1,6637
10400	Düsseldorf	1,533051
10469	Leipzig-Schkeuditz	1,115012
10488	Dresden-Klotzsche	1,432388
10506	Nürnberg-Barweiler	1,550109
10548	Meiningen	1,051504
10554	Erfurt-Bindersleben	1,116744
10609	Trier-Petrisberg	1,481962
10637	Frankfurt/M-Flughafen	1,235963
10655	Würzburg	1,175149
10675	Bamberg	1,313366
10685	Hof	1,131279
10708	Saarbrücken/Ensheim	1,505287
10727	Karlsruhe	1,54494
10738	Stuttgart/Echterdingen	1,52485
10763	Nürnberg	1,249689
10788	Straubing	1,949941
10870	München-Flughafen	1,944451
10929	Konstanz	1,895034
10946	Kempten	2,153469
10962	Hohenpeißenberg	2,676022

Appendix B Vorschläge für Präzisierungen von Dokumenten zu Datenformaten und Geschäftsprozessen

Änderungen der Prozesse gegenüber dem Stand des ersten Teilgutachtens

In der neusten Version von des BDEW Anwendungshandbuchs UTILMD [BDEW 2008] (im folgenden AHB) wurden Codes für die Übermittlung der Temperaturmessstelle eingeführt bzw. spezifiziert (siehe dort, Seite XIII, SG5 LOC).

Weiterhin wurden Datenfelder für Anlageneigenschaften von Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen aus den Feldbeschreibungen und den Anwendungsübersichten entfernt (Steuerungsart, Anlagentyp, installierte Leistung), da diese Eigenschaften der Anlagen bereits in den TLP abgebildet werden (Siehe Seite III, IV).

Diese Maßnahme reduziert die Fehleranfälligkeit des Prozesses und stellt bereits eine Verbesserung der Prozesse gegenüber der im ersten Teilgutachten beschriebenen Situation dar. Es ergeben sich keine Handlungsempfehlungen.

Verfahrensbeschreibungen im AHB

Die bereits im Teilgutachten 1 [Ecofys 2008, Kapitel 3.4] diskutierten Differenzen zwischen LPUVE Leitfaden und dem AHB UTILMD bestehen auch in der neusten Version des AHB weiter.

Im AHB (S. 59) werden die Formate der Meldungen für tagesparameterabhängige Lieferstellen dargestellt. Dabei wird u.a. zwischen den Meldungsformaten im Standardverfahren und im sog. „vereinfachten Verfahren“²⁴ unterschieden.

1. Im Standardverfahren erfolgt eine Normierung auf die Temperaturmaßzahl (Einheit des Profils in K/h).
2. Im vereinfachten Verfahren erfolgt eine Normierung auf 1000 kWh gemäß „Anlage D“ (Einheit des Profils in kW), empfohlen für den Einsatz bei Anwendung des analytischen Verfahrens.

Bei der Anwendung des vereinfachten Verfahrens (2) ergeben sich mehrere Unklarheiten:

- Bei der Entnormierung eines auf 1000 kWh normierten Profils ist die Temperaturmaßzahl des in die Normierung eingeflossenen Zeitraums zu berücksichtigen. [LPUVE Leitfaden 2003, S. 20]. Dieser Wert ist dem Lieferanten zu übermitteln. Diese Übermittlung ist im Meldungsformat nicht definiert.
- Nach dem LPUVE Leitfaden soll die resultierende, angepasste Arbeit zwischen dem Verteilnetzbetreiber und dem Lieferanten abgestimmt sein. Es ist unklar, wie dieser Abstimmungs- bzw. Verifikationsprozess ablaufen soll.

²⁴ Das „vereinfachte Verfahren“ ist im Anhang D des LPUVE Leitfadens beschrieben.

- Im Datenbild „temperaturabhängige Lieferstelle SLP vereinfachtes Verfahren“ [BDEW 2008. S. 61] ist keine Übermittlung einer tagesparameterabhängigen Profilschar vorgesehen, sondern die Meldung erfolgt mit einer Feldbelegung analog einer normalen Haushaltsstromlieferstelle. Hierbei handelt es sich offensichtlich um einen Fehler in der Darstellung.

Aus diesen Unklarheiten folgen Prozessunsicherheiten und damit Prozesskosten. Folgende Maßnahmen zur Reduzierung dieser Kosten werden empfohlen:

1. Prüfung, ob eine Abwicklung nach dem „vereinfachten“ Verfahren überhaupt notwendig ist. Das vereinfachte Verfahren führt zum gleichen Ergebnis wie das Standardverfahren. Es ist zu klären, inwieweit dieses Verfahren bei der Anwendung des analytischen Verfahrens tatsächlich Vorteile bringt.
2. Falls der Netzbetreiber Heizstromkunden mit einem temperaturunabhängigen Profil abrechnen möchte weil z.B. die Anzahl der Kunden im Netzgebiet einen höheren Aufwand nicht rechtfertigt und er die beschriebenen Auswirkungen im Differenzbilanzkreis im Kauf nimmt, so sollte dies mit den Standardprozessen abbildbar sein. Hier würde das Datenbild dem im [BDEW 2008. S. 61] dargestellten Schema entsprechen.
3. Sollte das vereinfachte Verfahren beibehalten werden, so sollten die in Punkt a) und b) beschriebenen Unklarheiten ausgeräumt werden, und die Darstellung in [BDEW 2008. S. 61] angepasst werden.

Für das Standardverfahren wird in [BDEW 2008. S. 59] angemerkt, dass für die TLP-Lieferstellen folgende Daten zusätzlich gemeldet werden sollten:

- spezifische Arbeit in kWh/K
- Profilschar
- Klimazone/Temperaturmessstelle
- bei gemeinsamer Messung die Prozentangabe der Aufteilung des Verbrauchs.

Aus dieser Aussage wird nicht deutlich, dass

- diese zusätzlichen Daten zusätzlich gemeldet werden **müssen**, um eine Abwicklung des Kunden zu ermöglichen
- die Angabe der spezifischen Arbeit nicht beim „vereinfachten Verfahren“ relevant ist
- nicht die Klimazone relevant ist, in der sich der Heizstromkunde befindet, sondern die vom Netzbetreiber auch zu Abrechnungszwecken genutzte Temperaturmessstelle, die dem Kunden zugeordnet ist.

Insonfern wird empfohlen, diese Aussagen zu spezifizieren.

Festlegung weiterer Parameter

Wie bereits im ersten Teilgutachten festgestellt wurde enthält der LPUVE Leitfaden eine Reihe von weiteren Parametern, die dem Lieferanten übermittelt werden müssen [Ecofys 2008, Kapitel 3.5]. Dabei handelt es sich um folgende Berechnungsvorschriften und Parameter:

1. Berechnungsvorschrift für das Tagesmittel der Außentemperatur (Tagesmitteltemperatur):
2. Berechnungsvorschrift für die „Äquivalente Tagesmitteltemperatur“:
3. Bezugstemperatur und Begrenzungskonstante

Diese Parameter sind nicht kundenspezifisch, sondern für den Netzbetreiber spezifisch. Es sollte empfohlen werden, sie in standardisierter Form im Internet zu veröffentlichen.

Allgemeine Empfehlung

Da in zahlreichen Lieferantenrahmenverträgen auf den LPUVE Leitfaden Bezug genommen wird und die im AHB definierten Prozesse maßgeblich sind, wird eine Überarbeitung und ein Abgleich des Leitfadens mit dem AHB empfohlen.