

Freie wissenschaftliche Arbeit
zur Erlangung des Grades Bachelor of Science (B.Sc.)
an der Technischen Universität Berlin

Eingereicht bei
Prof. Dr. Thomas Volling
FG Industrielles Produktions- und Dienstleistungsmanagement
Fakultät VII Wirtschaft und Management

Strombeschaffungsmodelle in der Industrie: Vom fixen Arbeitspreis hin zu flexibilitätsorientierten Modellen?

Systematisierung und komparative Analyse
flexibilitätsorientierter Stromlieferverträge

verfasst von

Daniel Leon Krause

Betreuung:	Kristian Bänsch Dr. Alexander Weber Prof. Dr. Thomas Volling
Studiengang:	Wirtschaftsingenieurwesen
Kontakt:	+49 1575 1180563 danielleon.krause@outlook.com
Abgabedatum:	12.03.2020

Abstract

Wir müssen den Ausbau erneuerbarer Energieträger beschleunigen, um nationale wie internationale Klimaschutzziele zu erreichen. Die wetterabhängige Erzeugung von Wind- und Solarstrom führt allerdings zu Schwankungen in der Stromeinspeisung, die an der Strombörse ausgeglichen werden und sich in steigender Preisvariabilität äußern. Aufgrund geringer Grenzkosten sinken die Strombörsenpreise während einer starken Einspeisung erneuerbarer Energieträger und vice versa. Industrieunternehmen können von dieser Entwicklung profitieren, indem sie vorhandene Flexibilitäten in der Produktions- und Versorgungstechnik zur Lastverschiebung nutzen und damit ihren Stromverbrauch an den Strombörsenpreisen ausrichten. Dafür müssen Stromlieferanten jedoch flexible Stromtarife anbieten, die – im Gegensatz zu regulären Tarifen mit festem Arbeitspreis – einen Anreiz zur Nutzung der Energieflexibilität enthalten. Modellrechnungen beziffern den Beschaffungskostenvorteil solcher Tarife häufig mit über 20%. In bestehenden Untersuchungen und Pilotprojekten bleiben jedoch Fragen nach der kooperativen Generierung und Teilung von Ersparnissen sowie der Risikoabsicherung unbeantwortet.

In dieser Forschungsarbeit werden verschiedene flexible Tarifmodelle vorgestellt und mit Blick auf die erforderliche Koordination miteinander verglichen. Dieser Bezugsrahmen soll Industrieunternehmen und Stromversorgungsunternehmen dabei unterstützen, den Einsatz flexibler Tarifmodelle in verschiedenen Anwendungsszenarien zu beurteilen. Ein flexibler Stromtarif kann als Koordinationsproblem zwischen dem Lieferanten und dem Abnehmer unter Unsicherheit und asymmetrischer Information abstrahiert werden. Zur Lösung bedient sich diese Arbeit dem methodischen Fundament der Neuen Institutionenökonomik und der Vertragsbasierten Supply-Chain-Koordination. Zunächst wird eine systematische Übersicht über verschiedene Koordinationsmodelle erarbeitet. Anschließend werden potenzielle Koordinationsprobleme analysiert und Lösungsmechanismen aufgezeigt. Darauf aufbauend werden drei idealtypische flexible Tarifmodelle konzipiert und unter Berücksichtigung praktischer Anforderungen miteinander verglichen.

Die Untersuchung zeigt, dass sich flexible Tarife in einem Spannungsfeld zwischen potenziellen Ersparnissen und Koordinationskosten befinden. Bei steigender Integration mit der Strombörse steigen zwar die potenziellen Ersparnisse des flexiblen Tarifs, gleichzeitig nimmt der Koordinationsaufwand jedoch zu. Folglich hängt die Eignung des flexiblen Tarifs von dem jeweiligen Anwendungsszenario ab. Ein Tarif mit vertraglich fixierten Preisblöcken ist insbesondere für wenig stromintensive Unternehmen vorteilhaft, die mit begrenztem Koordinationsaufwand Energieflexibilitäten mit langen Aktivierungs- und Nutzungsdauern vermarkten wollen. Ein Tarif mit dynamischer Preisanpassung eignet sich für industrielle Anwendungen, die sich durch eine mittlere bis kurze Aktivierungsdauer der Energieflexibilität und eine komplexe Ablaufplanung auszeichnen. Ein Tarif mit einer Fahrplangenerierung durch den Energieversorger bietet das größte Erlöspotenzial, setzt allerdings eine kurze Aktivierungsdauer der Energieflexibilität und eine geringe Prozesskomplexität voraus. Durch die Abgrenzung flexibler Verbrauchsbereiche und die Vereinbarung von Maximalpreisen können Risiken für die Verbraucher unproblematisch begrenzt werden. Unter Berücksichtigung dieses Bezugsrahmens können viele Industrieunternehmen schon heute ihre Strombeschaffung flexibilisieren und dadurch Kosten einsparen und gleichzeitig einen stärkeren Beitrag zur Energiewende leisten.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	IV
Abkürzungsverzeichnis	V
Symbolverzeichnis	V
1. Einleitung	1
1.1 Ausgangslage und Problemstellung	1
1.2 Zielsetzung und Vorgehensweise	2
2. Analyse der Problemstellung	3
2.1 Grundlagen der Strombeschaffung und des Stromhandels	3
2.1.1 Perspektive der Industrieunternehmen: Strombeschaffung	4
2.1.2 Perspektive der Stromlieferanten: Bilanzkreismanagement und Stromhandel.....	7
2.2 Anreize und Herausforderungen bei der Nutzung flexibilitätsorientierter Stromlieferverträge	11
2.3 Ableitung von Anforderungen an flexibilitätsorientierte Vertragsmodelle	14
3. Lösungsansätze in Theorie und Praxis	16
3.1 Koordinationsprobleme und Lösungsansätze in der Neuen Institutionenökonomik.....	16
3.1.1 Transaktionskostentheorie	16
3.1.2 Prinzipal-Agenten-Theorie.....	19
3.2 Koordination durch Anreizverträge im Supply Chain Management	21
3.2.1 Untersuchungsgegenstand der vertragsbasierten Supply-Chain-Koordination.....	21
3.2.2 Ausgewählte Anreizverträge im Supply Chain Management	23
3.3 Tarife mit flexiblen Arbeitspreisen in Forschung und Praxis	24
3.4 Zwischenfazit.....	27
4. Systematisierung flexibilitätsorientierter Strombeschaffungsmodelle	29
4.1 Systematisierung von Koordinationsmodellen.....	29
4.2 Systematisierung ergänzender Koordinationsmechanismen	33
4.2.1 Mechanismen zur Begrenzung von Preisrisiken.....	33
4.2.2 Mechanismen zur Berechnung und Aufteilung der Ersparnisse.....	36
4.2.3 Mechanismen zur Kontrolle der Fahrplaneinhaltung	37
5. Komparative Analyse flexibilitätsorientierter Strombeschaffungsmodelle	38
5.1 Identifikation von Koordinationsproblemen in Abhängigkeit der Koordinationsmodelle.....	38

5.1.1 Koordinationsprobleme vor Vertragsschluss	38
5.1.2 Koordinationsprobleme nach Vertragsschluss.....	41
5.2 Mechanismen zur Überwindung der Koordinationsprobleme	43
5.2.1 Lösung der Koordinationsprobleme vor Vertragsschluss	43
5.2.2 Lösung der Koordinationsprobleme nach Vertragsschluss	44
5.3 Entwicklung und Vergleich flexibilitätsorientierter Vertragsmodelle	47
5.3.1 Vertragstyp 1: Time-Of-Use-Tarif	47
5.3.2 Vertragstyp 2: Real-Time-Pricing mit Maximalpreis.....	49
5.3.3 Vertragstyp 3: Flexibilitätsgebot mit Referenzlastgang.....	50
5.4 Zusammenfassung der Ergebnisse	52
6. Handlungsempfehlungen und kritische Würdigung	53
6.1 Handlungsempfehlungen	53
6.2 Kritische Würdigung und Forschungsbedarf	55
7. Zusammenfassung.....	57
Literaturverzeichnis	59
Anhang	i

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Akteure und Abhängigkeiten im liberalisierten Strommarkt in Deutschland	3
Abbildung 2: Zusammensetzung des Strompreises für Industrieunternehmen in Abhängigkeit gesetzlicher Vergünstigungen.....	5
Abbildung 3: Stromhandelsgeschäfte in Deutschland in Abhängigkeit der Fristigkeit und des Marktdesigns	10
Abbildung 4: Systematik des Forschungsvorhabens	15
Abbildung 5: Kategorisierung von Untersuchungsansätzen der vertragsbasierten Supply-Chain-Koordination.....	23
Abbildung 6: Zusammenfassung theoretischer Instrumente zur Analyse von Koordinationsproblemen.....	29
Abbildung 7: Schema zur Systematisierung flexibilitätsorientierter Stromvertragsmodelle	31
Abbildung 8: Täglicher Preisverlauf eines exemplarischen TOU-Tarifs	34
Abbildung 9: Exemplarische Preisprognose eines RTP-Tarifs mit einem Maximalpreis von 40€ je MWh.....	35
Abbildung 10: Koordinationsprobleme vor Vertragsschluss in Abhängigkeit der Koordinationsmodelle	40
Abbildung 11: Exemplarische Darstellung der eigennutzmaximierenden Referenzlastgangermittlung	42
Abbildung 12: Koordinationsprobleme nach Vertragsschluss in Abhängigkeit der Koordinationsmodelle	42
Abbildung 13: Eigenschaften und Anwendungsfälle der untersuchten Vertragsmodelle	53

Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
CPP	Critical-Peak-Pricing
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange AG
EPEX	European Power Exchange SE
GWh	Gigawattstunden
HT/NT	Hochtarif/ Niedertarif
kWh	Kilowattstunden
MWh	Megawattstunden
OTC	Over-The-Counter
PTR	Peak-Time-Rebate
reBAP	regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis
RLM	Registrierende Leistungsmessung
RTP	Real-Time-Pricing
TOU	Time-Of-Use

Symbolverzeichnis

t	Index des Zeitintervalls
p	Preis
p_{prognose}	prognostizierter Preis des Stromlieferanten
$p_{\text{commitment}}$	Preisgarantie des Stromlieferanten
p_{index}	börslicher Preisindex
p_{flex}	Preis der flexiblen Energiebezugsmenge
C_{flex}	Grenzkosten der flexiblen Energiebezugsmenge
E	Energiebezugsmenge
E_{optimal}	optimale Energiebezugsmenge
E_{real}	tatsächliche Energiebezugsmenge
E_{flex}	flexible Energiebezugsmenge
E_{baseline}	referenzierte Energiebezugsmenge

1. Einleitung

1.1 Ausgangslage und Problemstellung

Um nationale und europäische Klimaschutzziele erfüllen zu können, verabschiedete der Deutsche Bundestag im Dezember 2019 das Bundes-Klimaschutzgesetz. Für die Energiewirtschaft als größten Emittenten von Treibhausgasen sieht dieses Gesetz eine Reduktion der Jahresemissionsmenge von derzeit ca. 300 auf 175 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent bis 2030 vor (vgl. Deutscher Bundestag 2019, Anlage 2 zu §4). Zur Zielerreichung ist ein schrittweiser Ausstieg aus der Kohleenergie in Verbindung mit dem fortschreitenden Zubau erneuerbarer Energieerzeugung unabdingbar.

Da die Erzeugungsleistung vieler erneuerbarer Energien von dem Dargebot an Sonne und Wind abhängt, müssen im Stromsystem Maßnahmen zur Garantie der Versorgungssicherheit getroffen werden (vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2019, S. 20–21). Während konventionelle Grundlastkraftwerke langfristig planbar und Spitzenlastkraftwerke flexibel zur Deckung der Nachfrage eingesetzt werden können, erfordern fluktuierende erneuerbare Energien einen verstärkt kurzfristigen Ausgleich von Stromangebot und Stromnachfrage. Dieses Erfordernis spiegelt sich auch in größeren Handelsvolumina und volatileren Preisen an den kurzfristigen Handelsplätzen für elektrische Energie wider (vgl. Schultz et al. 2017, S. 144).

Eine Möglichkeit zur Bereitstellung der notwendigen Flexibilität im modernen Stromsystem ist die Lastverschiebung in der Industrie. Da Industrieunternehmen für 47% des Stromverbrauchs in Deutschland verantwortlich sind (vgl. BDEW 2019) und in vielen Fällen über nutzbare Steuerungs- und Kommunikationsinfrastruktur zur Koordination der Lastverschiebung verfügen, werden erhebliche zukünftige Potentiale zur Nachfrageflexibilisierung vermutet (vgl. Elsner et al. 2015, S. 55–56).

Die meisten Industrieunternehmen beziehen ihren Strom aktuell zu einem festen Arbeitspreis (vgl. Schumacher und Würfel 2015, S. 63). Sie haben daher keinen Anreiz, ihren Verbrauch an die Erzeugungs- bzw. Marktsituation anzupassen. Der Stromlieferant trägt bei diesen Festpreisverträgen das gesamte Marktrisiko. Er muss hohe Risikoaufschläge auf den Arbeitspreis kalkulieren. Das äußert sich in höheren Strombeschaffungskosten für die Unternehmen. Flexible Stromtarife hingegen können durch die Weitergabe von Marktpreissignalen die Strombezugskosten für Versorger wie Verbraucher reduzieren und gleichzeitig einen Beitrag zur erfolgreichen Energiewende leisten.

Flexibilitätsorientierte Stromlieferverträge nehmen in Deutschland derzeit nur eine Nischenrolle ein. Aus der Perspektive eines Industrieunternehmens ist ein derartiger Vertrag im Gegensatz zu einem Festpreisvertrag nur schwer bewertbar. Ungewissen Ersparnissen steht eine Steigerung des Preisrisikos und ein erhöhter Koordinationsaufwand gegenüber.

Der Erfolg eines flexibilitätsorientierten Stromliefermodells hängt folglich von der Wahl geeigneter Koordinationsmodelle und -mechanismen ab. Um eine Nutzungsentscheidung

treffen zu können, benötigen Stromlieferanten und Industrieunternehmen eine Grundlage zur Einordnung und Bewertung flexibilitätsorientierter Vertragsmodelle.

1.2 Zielsetzung und Vorgehensweise

Das übergeordnete Ziel dieses Forschungsvorhabens liegt in der Systematisierung und komparativen Analyse flexibilitätsorientierter Stromlieferverträge für Industrieunternehmen. Daraus ergeben sich zwei Teilziele. Erstens soll eine systematische Übersicht zu möglichen Koordinationsmodellen und -mechanismen verschiedene Alternativen der flexibilitätsorientierten Strombeschaffung aufzeigen. Zweitens soll eine vergleichende Analyse die Vor- und Nachteile unterschiedlicher Vertragsmodelle¹ darlegen. Dies gelingt in einem interdisziplinären Ansatz, der institutionenökonomische, betriebswirtschaftliche und energiewirtschaftliche Betrachtungen integriert.

Einführend wird der Status quo der Strombelieferung von Industrieunternehmen aus Perspektive der Abnehmer (Abschnitt 2.1.1) und Lieferanten (Abschnitt 2.1.2) dargestellt. Anschließend werden flexibilitätsorientierte Stromlieferverträge vorgestellt und deren Anreize wie Herausforderungen diskutiert (Abschnitt 2.2). Daraus werden die Anforderungen an das Forschungsvorhaben abgeleitet (Abschnitt 2.3).

In Kapitel 3 wird das methodische wie empirische Fundament dieses Forschungsvorhabens erarbeitet. Da der Vertrag im Mittelpunkt der Betrachtung steht, werden zunächst die Grundlagen der Untersuchung von Kontrahierungsproblemen in der neuen Institutionenökonomik erläutert (Abschnitt 3.1). Nachfolgend wird das Forschungsfeld der vertragsbasierten Supply-Chain-Koordination analysiert, um mögliche Koordinationsmechanismen auf deren Anwendbarkeit in der flexibilitätsorientierten Strombelieferung zu untersuchen (Abschnitt 3.2). Ferner werden bereits bestehende Tarifmodelle mit Flexibilitätsanreizen in der Energiewirtschaft vorgestellt (Abschnitt 3.3). Abschließend werden zentrale Erkenntnisse zusammengefasst und diskutiert (Abschnitt 3.4).

In Kapitel 4 erfolgt eine Systematisierung flexibilitätsorientierter Strombeschaffungsmodelle. Zunächst werden in Abschnitt 4.1 vier Grundmodelle der Koordination zwischen dem Stromlieferanten und Industrieunternehmen erarbeitet. Im Anschluss werden in Abschnitt 4.2 ergänzende Mechanismen zur Risiko-, Erlös- und Fahrplankoordination vorgestellt. Die Erkenntnisse bauen auf den Grundlagen der vertragsbasierten Supply-Chain-Koordination und den Ergebnissen qualitativer Expertengespräche² auf.

Kapitel 5 sieht eine vergleichende Analyse flexibilitätsorientierter Strombeschaffungsmodelle auf der Grundlage institutionenökonomischer Ansätze vor. Unter Bezugnahme auf die zuvor vorgestellten Koordinationsmodelle werden zunächst Koordinationsprobleme identifiziert und analysiert (Abschnitt 5.1). Im darauffolgenden Abschnitt 5.2 werden Lösungsmechanismen zur

¹ Als Vertragsmodell wird im Kontext dieser Problemstellung eine Kombination verschiedener Koordinationsmechanismen bezeichnet.

² Im Zeitraum von November 2019 bis März 2020 wurden wöchentliche Gespräche mit Dr. Alexander Weber, dem Betreuer beim Praxispartner ÖKOTEC, geführt. Diese internen Gespräche wurden durch Interviews mit externen Experten im Februar und März 2020 ergänzt.

Überwindung der Koordinationsprobleme vorgestellt. Schließlich werden in Abschnitt 5.3 drei verschiedene flexibilitätsorientierte Stromvertragsmodelle entwickelt und miteinander verglichen. Die Ergebnisse der vergleichenden Analyse werden in Abschnitt 5.4 zusammengefasst.

Abschließend werden in Kapitel 6 praktische und wissenschaftliche Handlungsempfehlungen abgeleitet und die Limitationen des Forschungsvorhabens aufgezeigt. Kapitel 7 fasst die zentralen Erkenntnisse zusammen.

2. Analyse der Problemstellung

In diesem Kapitel wird zunächst der Status quo der Strombeschaffung und des Stromhandels in Deutschland zusammenfasst (Abschnitt 2.1). Darauffolgend werden flexibilitätsorientierte Stromlieferverträge als Demand-Response-Instrument eingeführt und diskutiert (Abschnitt 2.2). Abschließend werden die praktischen Anforderungen an das Forschungsvorhaben abgeleitet (Abschnitt 2.3).

2.1 Grundlagen der Strombeschaffung und des Stromhandels

Mit dem 1998 verabschiedeten und 2005 erneuerten Energiewirtschaftsgesetz wurde das Stromsystem in Deutschland liberalisiert. Durch die Entflechtung der Bereiche Erzeugung, Netz, Handel und Vertrieb sind aus den zuvor vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen eine Vielzahl von Akteuren hervorgegangen, die in komplexen Abhängigkeitsverhältnissen zueinander stehen (vgl. Konstantin 2007, S. 37–39). Abbildung 1 stellt die wichtigsten Akteure und Abhängigkeitsverhältnisse dar.

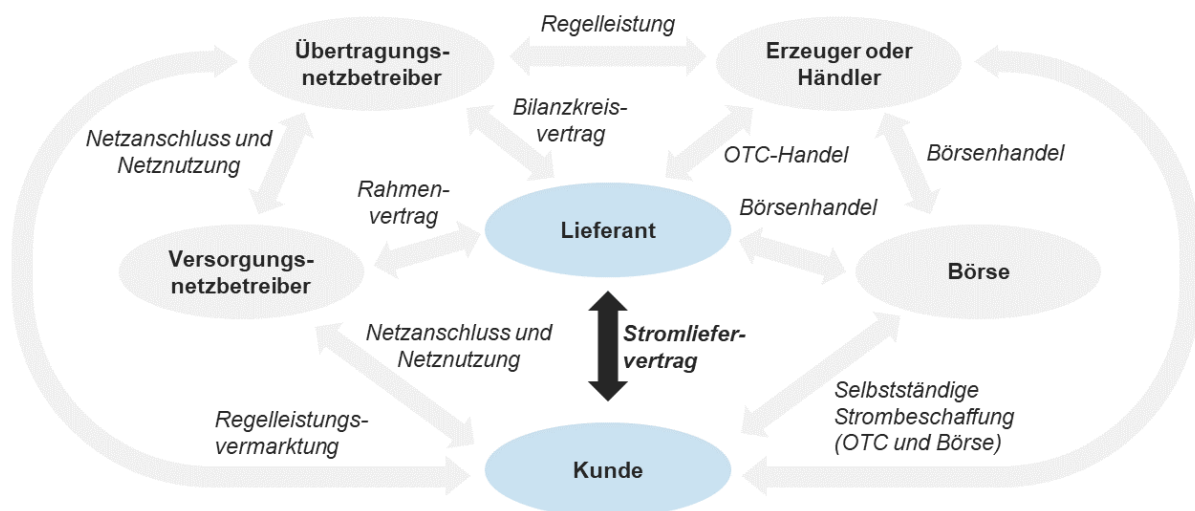


Abbildung 1: Akteure und Abhängigkeiten im liberalisierten Strommarkt in Deutschland
(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Konstantin 2007, S. 40)

Im Fokus dieser Untersuchung steht das Abhängigkeitsverhältnis zwischen dem Kunden (hier Industrieunternehmen) und dem Lieferanten, das durch einen Stromliefervertrag koordiniert wird. Dennoch müssen zur Analyse der Problemstellung aufgrund komplexer

Wechselwirkungen auch weitere Abhängigkeitsverhältnisse zwischen den Akteuren der Energiewirtschaft untersucht werden.

In Abschnitt 2.1.1 wird der Status quo der Strombeschaffung durch Industrieunternehmen zusammengefasst. Anschließend werden in Abschnitt 2.1.2 mit dem Bilanzkreismanagement und Stromhandel zwei zentrale Aufgaben des Stromlieferanten vorgestellt.

2.1.1 Perspektive der Industrieunternehmen: Strombeschaffung

Die Nutzung elektrischer Energie ist aus modernen Produktionsprozessen nicht wegzudenken. Folglich kommt der Beschaffung von Strom als elementarem Betriebsstoff in Industrieunternehmen eine ähnlich große Bedeutung zu wie der Beschaffung anderer Werkstoffe. Die grundsätzliche Herausforderung aus Unternehmenssicht besteht auch hier darin, mit begrenzten personellen wie finanziellen Ressourcen das bestmögliche Produkt zu erwerben.

Im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes sind nicht nur die Chancen, sondern auch die Komplexität der Strombeschaffung in Industrieunternehmen stark gestiegen. Während der Stromvertrieb vor der Liberalisierung monopolistisch organisiert war, haben industrielle Stromverbraucher heute freien Zugang zu Stromlieferprodukten von ca. 1200 Lieferanten (vgl. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2019, S. 255).³ Unternehmen mit einem Jahresstromverbrauch von über 100 MWh können einen Tarifvertrag (All-Inclusive-Vertrag) durch einen individuell ausgehandelten Sondervertrag ersetzen und so die Vertragskonditionen (bspw. Laufzeit oder Kalkulationsgrundlage) anpassen (vgl. Schumacher und Würfel 2015, S. 46–51). Die Verbrauchsgrenze von 100 MWh determiniert in Deutschland auch den Mechanismus der Verbrauchsmessung. Während bei Jahresstromverbräuchen unterhalb dieser Grenze in der Regel synthetische Standardlastprofile zur Ermittlung und Abrechnung des Verbrauchs herangezogen werden, nutzen größere Verbraucher die registrierende Leistungsmessung (RLM). Hierbei werden automatisiert die Leistungsmittelwerte aller Viertelstunden über den Netzbetreiber an den Stromlieferanten übermittelt, um so den realen Lastgang⁴ zu ermitteln und als Abrechnungsgrundlage zu nutzen (vgl. Vattenfall 2019).

Grundsätzlich können Stromtarife drei Preiskomponenten beinhalten: Den Grundpreis, den Leistungspreis und den Arbeitspreis. Der Grundpreis ist als Fixkostenkomponente insbesondere für die Abrechnung und Messung zu verstehen und wird am festgelegten Abrechnungszeitpunkt entrichtet. Der Leistungspreis berücksichtigt die Kosten der Bereitstellung von Netzkapazität und richtet sich daher nach dem höchsten

³ Dennoch gibt es in Deutschland aufgrund des hohen Kapitalbedarfs beim Hedging nur wenige Stromlieferanten, die sehr große Stromverbraucher wettbewerbsfähig beliefern können (vgl. Abschnitt 2.1.2).

⁴ Als Lastgang wird der zeitliche Verlauf der abgenommenen Leistung bezeichnet.

2. Analyse der Problemstellung

Leistungsmittelwert eines Abrechnungszeitraums (vgl. Guba 2018, S. 31).⁵ Über den Arbeitspreis wird der eigentliche Bezug elektrischer Energie vergütet. Ein großer Teil des Arbeitspreises setzt sich aus Umlagen und Abgaben wie der EEG-Umlage, Stromsteuer oder dem Arbeitspreis des Netzentgelts zusammen. Der Residualanteil des Arbeitspreises ist durch den Stromlieferanten beeinflussbar und spiegelt neben der Marge dessen Beschaffungs- und Vertriebskosten sowie Risikoaufschläge wider (vgl. Su 2007, S. 40). Große industrielle Stromverbraucher schließen in Deutschland häufig separate Verträge für Stromlieferung, Netzanschluss und Netznutzung ab (vgl. Konstantin 2007, S. 41). Aus diesem Grund bildet der Arbeitspreis den Schwerpunkt dieses Forschungsvorhabens. Nur dieser kann durch den Stromlieferanten beeinflusst werden.⁶ Der Arbeitspreis für einen Industriekunden ist stark von der Existenz von Vergünstigungskriterien bei den Umlagen und Abgaben abhängig. Abbildung 2 fasst die Strompreiskomponenten anhand der Durchschnittspreise für ein großes Industrieunternehmen im Jahr 2018 zusammen.

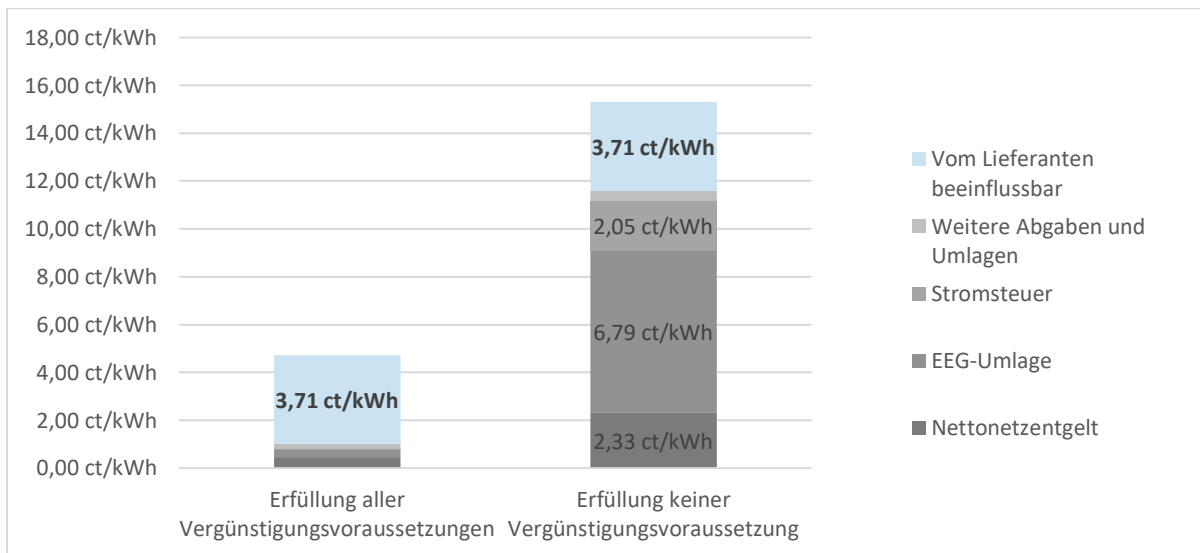


Abbildung 2: Zusammensetzung des Strompreises für Industrieunternehmen in Abhängigkeit gesetzlicher Vergünstigungen.

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2019, S. 272–274)

Während ca. 57% der Industrieunternehmen in Deutschland einen Stromkostenanteil am Umsatz von weniger als 2% haben, gelten 18% der Industrieunternehmen mit einem Anteil von über 4% als stromintensiv (vgl. Hüwels et al. 2012, S. 11). Erwartungsgemäß hängen die im Unternehmen zur Verfügung stehenden personellen wie finanziellen Ressourcen zur Strombeschaffung einerseits von der Stromintensität und andererseits von der Unternehmensgröße ab. Große und stromintensive Industriekonzerne verfügen häufig über

⁵ Energieflexibilität kann auch zur Reduktion des Leistungspreises des Netzentgeltes eingesetzt werden, beispielsweise im Rahmen der atypischen Netznutzung nach §19 StromNEV. Diese häufig genutzte Anwendung ermöglicht jedoch keine Anpassung an Marktsignale und wird in dieser Forschungsarbeit folglich nicht näher ausgeleuchtet.

⁶ Experten bei ÖKOTEC bestätigten, dass Leistungspreise bei Stromlieferverträgen in Deutschland nur in Ausnahmefällen erhoben werden.

spezialisierte Energiemanagement-Abteilungen, die Marktentwicklungen beobachten und die Energiebeschaffung optimieren. Bei kleinen und mittelständischen Unternehmen hingegen werden meist Generalisten in Einkaufsabteilungen mit der Beschaffung von Strom beauftragt (vgl. Schumacher und Würfel 2015, S. 2).

Bei der Auswahl des Stromlieferungsvertrags berücksichtigen Industrieunternehmen quantitative und qualitative Bewertungskriterien. So werden neben der Preisgünstigkeit beispielsweise auch die Budgetsicherheit, Flexibilität, Marktchancen und -risiken sowie das Serviceangebot des Versorgers berücksichtigt (vgl. Schumacher und Würfel 2015, S. 6). Außerdem ist auf ein angemessenes Verhältnis zwischen Zusatzaufwand (sowohl vor als auch nach Vertragsschluss) und Zusatznutzen des jeweiligen Stromproduktes zu achten. Entscheidet sich ein Unternehmen vor dem Hintergrund der nachhaltigen Entwicklung für die Beschaffung von Grünstrom, sollten zudem verschiedene Möglichkeiten zur Herkunftsüberwachung evaluiert werden (vgl. Schumacher und Würfel 2015, S. 104–105).⁷

Für eine bestmögliche Transparenz im Beschaffungsprozess hat sich in der Industrie die standardisierte Ausschreibung zur Bewertung verschiedener Stromtarife bewährt. Hier werden Ausschreibungsunterlagen an Stromversorgungsunternehmen übermittelt, die unter anderem Auskunft über die prognostizierten Lastgänge und weitere unternehmensspezifische Anforderungen an die Strombelieferung geben. Durch die Nutzung einer Angebotsvorlage wird sichergestellt, dass die Angebote der Stromversorgungsunternehmen nach den entscheidungsrelevanten Parametern vergleichbar sind. Nach einer Vorauswahl auf Basis von Preisindikationen und unternehmensspezifischer Ausschlusskriterien kann die Leistungsbeschreibung angepasst und ein finales Angebot mit verbindlichen Preisen eingeholt werden. Die Vertragsverhandlungen enden mit dem Abschluss des Stromlieferungsvertrags mit einem Anbieter (vgl. Schumacher und Würfel 2015, S. 138–144).

In der Praxis gebräuchliche vertragliche Stromliefermodelle können in die Festpreis-, Fahrplan-, Index- und Tranchenlieferung unterteilt werden. Auch Kombinationen und Abwandlungen dieser Liefermodelle sind möglich. Die meisten Strombelieferungsverträge haben eine Laufzeit von ein bis drei Jahren.

Festpreislieferungen sind das populärste Liefermodell in der Industrie bei kleinen und mittelständischen wie bei großen Unternehmen. Selbst unter energieintensiven Unternehmen ist die Festpreislieferung mit einem Anteil von 50% am weitesten verbreitet (vgl. Oschmann et al. 2010, S. 22–23). Durch die Fixierung eines weitestgehend abnahmemengenunabhängigen Preises können die Unternehmen meist für ein Jahr im Voraus den gesamten Strombezug zu festen Konditionen absichern. Häufig wird ein jährlicher Energiemengenkorridor definiert, in dem der vereinbarte Festpreis gilt. Moderate Abweichungen von der kontrahierten Strombezugsmenge werden folglich nicht sanktioniert. Dies stellt eine hohe Transparenz und Planbarkeit sicher, erhöht aber gleichzeitig die Strombezugskosten durch höhere Risikoaufschläge der Lieferanten.

⁷ Ein externer Experte aus dem Vertriebsbereich eines Stromlieferanten betonte in einem Gespräch, dass er derzeit das größte Potenzial in der Entwicklung neuer Grünstromprodukte sieht.

Bei der **Fahrplanlieferung** sind Preis sowie Stromliefermenge vertraglich fixiert. Eine Abweichung von der fixierten Menge kann mit Vertragsstrafen oder deutlich höheren Abrechnungspreisen einhergehen. Meist sieht die Fahrplanlieferung eine gleichmäßige Leistungsaufnahme im Zeitverlauf vor (Bandlieferung) und eignet sich dadurch ausschließlich zur Beschaffung des *Baseload*, also der zeitlich konstanten Verbrauchsmengen (vgl. Guba 2018, S. 32–33). Da der Stromlieferant bei einer Fahrplanlieferung Sicherheit über die Bezugsmenge hat, fällt der Risikoaufschlag geringer aus als bei der Festpreislieferung, was den Arbeitspreis reduzieren kann.

Das relativ neue Modell der **Index- und Tranchenlieferung** gibt Industrieunternehmen die Möglichkeit, von der Dynamik der Terminmarktpreise zu profitieren. Bei einer Indexlieferung koppelt der Stromlieferant kontinuierlich den vertraglichen Strompreis an die Börsenschlusskurse des Terminmarktes für *Base- und Peakloadprodukte* (vgl. Schumacher und Würfel 2015, S. 74–75).⁸ Im Rahmen der Tranchenlieferung kann das Unternehmen selbstständig über Zeitpunkt und Umfang der Preisabsicherung auf dem Terminmarkt entscheiden (vgl. Schnorr 2019, S. 29–31). Hier ist ähnlich wie bei der Fahrplanlieferung der Risikoaufschlag des Stromlieferanten geringer, allerdings wird das Industrieunternehmen auch dem Risiko steigender Strompreise während der Vertragslaufzeit ausgesetzt. So wie die Fahrplanlieferung kann auch die Tranchenlieferung mit einem mengenvariablen Liefermodell kombiniert werden, um Fahrplanabweichungen aufzufangen.

Für große Industriekonzerne mit Jahresstromverbräuchen in der Größenordnung von 300 GWh und mehr kann das eigenständige Portfoliomanagement eine vorteilhafte Möglichkeit der Strombeschaffung darstellen (vgl. Schumacher und Würfel 2015, S. 88–89). Hierbei übernimmt die Energiemanagement-Abteilung im Unternehmen die Aufgaben, die üblicherweise zum Kerngeschäft von Stromlieferanten gehören (vgl. Abschnitt 2.1.2) und beschafft selbstständig inner- und außerbörslich gehandelte Stromlieferprodukte. Nur wenige, sehr stromintensive industrielle Stromverbraucher wie der Aluminiumhersteller TRIMET Aluminium SE betätigen sich selbstständig an der europäischen Strombörse EEX (vgl. eex group 2020). Dies liegt in dem hohen Aufwand begründet, der für eine Teilnahme am Börsenhandel erforderlich ist. So muss zunächst eine Börsenakkreditierung erfolgen, eine sichere Kommunikationsschnittstelle eingerichtet und eine kontinuierliche Einhaltung von Transparenzrichtlinien sichergestellt werden. Das selbstständige Management der Strombeschaffung wie auch das für alle Börsenakteure verpflichtende Bilanzkreismanagement bindet kontinuierlich personelle wie finanzielle Ressourcen und lohnt sich somit nur in Einzelfällen mit besonders hohen Stromverbräuchen und Stromintensitäten (vgl. Bolay und Lempp 2019, S. 11–15).

2.1.2 Perspektive der Stromlieferanten: Bilanzkreismanagement und Stromhandel

Wie in Abbildung 1 (Seite 3) dargestellt, nimmt der Stromlieferant im liberalisierten Stromsystem eine zentrale Rolle ein, da er sich mit allen anderen Marktakteuren in einem Abhängigkeitsverhältnis befindet. Um Industrieunternehmen mit Strom beliefern zu können,

⁸ vgl. Abschnitt 2.1.2 für eine Systematisierung von Stromhandelsplätzen und -produkten.

muss der Lieferant den Strom an unterschiedlichen Handelsplätzen beschaffen. Außerdem ist er häufig für den kurzfristigen Ausgleich von Stromeinspeisung und -ausspeisung in seinem Bilanzkreis verantwortlich.

Das Bilanzkreismanagement hat das Ziel, die Stromeinspeisung und -ausspeisung in jedem Teilbereich des Stromsystems möglichst ausgeglichen zu halten. Dafür bilden die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber⁹ in ihren jeweiligen Regelzonen eine Vielzahl von Bilanzkreisen und bestimmen pro Bilanzkreis einen Bilanzkreisverantwortlichen (vgl. Bundesregierung 2005, § 4 Abs. 1). Meist ist dies ein Stromversorgungsunternehmen, das Kunden in den jeweiligen Gebieten mit Strom beliefert und in vielen Fällen auch eigene Erzeugungsanlagen betreibt. Der Verantwortliche erstellt am Vortag für jeden Folgetag eine viertelstundengenaue Fahrplanprognose für seinen Bilanzkreis (vgl. Bolay und Lempp 2019, S. 12). Dieser Fahrplan gibt Auskunft über die geplante Einspeisung und Ausspeisung elektrischer Energie innerhalb des Bilanzkreises sowie die Einfuhr und Ausfuhr elektrischer Energie an dessen Grenze (vgl. Bundesregierung 2005, § 2 S. 1). Um die Abweichung von der Fahrplanprognose möglichst gering zu halten, kann der Lieferant auf kurzfristige Handelsplätze oder sein eigenes Portfolio von Erzeugungsanlagen zurückgreifen. So kann beispielsweise im Falle einer Unterdeckung des Fahrplans kurzfristig zusätzliche Leistung durch ein eigens betriebenes Pumpspeicherkraftwerk bereitgestellt werden. Können die Bilanzkreisverantwortlichen die Stromsystembilanz innerhalb einer Regelzone nicht ausgleichen, müssen die Übertragungsnetzbetreiber Regelleistung zur Verfügung stellen.

Das Ziel der Regelleistung besteht in der Aufrechterhaltung der Netzfrequenz um den Sollwert von $50 \pm 0,05$ Hertz. Da Strom im Netz nicht speicherbar ist, sinkt (steigt) die Netzfrequenz im Falle eines Leistungsdefizits (Leistungsüberschusses). Im Falle eines Leistungsdefizits muss kurzfristig entweder Last abgeworfen oder Erzeugungsleistung zugeschaltet werden. Im Falle eines Leistungsüberschusses ist genau gegenteilig zu handeln. So kann ein stabiler Netzbetrieb auch bei einem plötzlichen Ausfall von Erzeugern bzw. Lasten oder bei Fahrplanabweichungen sichergestellt werden (vgl. Konstantin 2007, S. 344–345). In Deutschland sind alle Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, die Regelleistung in einer gemeinsamen, anonymisierten Ausschreibung zu beschaffen (vgl. Bundesregierung 2005, § 6 Abs. 1). Je nach Aktivierungs- und Vorhaltdauer wird dabei zwischen Primär- und Sekundärregelung sowie der Minutenreserve unterschieden (vgl. Bundesregierung 2005, § 7). An einer Regelleistungsauktion können Kraftwerke und große industrielle Verbraucher teilnehmen, sofern sie kurzfristig Lasten abwerfen oder zuschalten können. Außerdem haben mithilfe von Aggregatoren zunehmend auch kleine Erzeuger und Verbraucher wie Biogasanlagen oder mittelständische Betriebe Zugang zum Regelleistungsmarkt (vgl. Next Kraftwerke GmbH 2020b). Die Bereitsteller der Regelleistung erhalten dabei eine Vergütung in Form eines Leistungspreises, die für die Bereitschaft der Kapazitätsvorhaltung ausgezahlt

⁹ Der Netzbetrieb ist auch im liberalisierten Strommarkt monopolistisch geregelt. In Deutschland sind die Unternehmen Amprion, 50Hertz Transmission, TenneT und TransnetBW für den Betrieb des überregionalen Netzes verantwortlich. Die Netzbetreiber unterliegen der Aufsicht der Bundesnetzagentur und haben den Netzzugang allen Akteuren des Stromsystems diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen.

wird. Zusätzlich zum Leistungspreis erhalten Bereitsteller der Sekundär- und Minutenreserve einen Arbeitspreis für die tatsächlich abgerufene Last im Zeitverlauf (vgl. Konstantin 2007, S. 348). Nach dem Einsatz der Regelleistung muss der Bilanzkreisverantwortliche die tatsächlich angefallenen Regelenergiekosten für seinen Bilanzkreis übernehmen. So wird die Ein- und Ausspeisung von Strom nicht nur physisch (Regelleistung), sondern auch bilanziell (Ausgleichsenergie) wieder ausgeglichen. Der Preis der Ausgleichsenergie (reBAP) wird regelzonenübergreifend nach einem einheitlichen Schema ermittelt und allen Bilanzkreisverantwortlichen viertelstundengenau in Rechnung gestellt. Im Jahr 2012 hat die Bundesnetzagentur den minimalen (maximalen) reBAP im Falle einer Unterspeisung (Überspeisung) an die durchschnittlich realisierten Ergebnisse der Intraday-Börse gekoppelt (vgl. Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur 2012, S. 1). So wird verhindert, dass ein Einsatz von Regelleistung für den Bilanzkreisverantwortlichen vorteilhafter sein kann als ein Ausgleich durch Intraday-Handel. Ein Stromlieferant ist folglich gezwungen, im Sinne der Systemstabilität zu agieren und das eigene Portfolio auch durch kurzfristigen Stromhandel möglichst ausgeglichen zu halten.

Wie in Abschnitt 2.1.1 dargestellt, wählen die meisten Industrieunternehmen einen mengenflexiblen Festpreisvertrag, um den benötigten Strom möglichst risikoarm zu beschaffen. Das bedeutet auch, dass der Lieferant den Großteil der mit der Beschaffung und Lieferung von Strom verbundenen Risiken selbst tragen muss. Diese äußern sich insbesondere in Form von Marktrisiken (Mengen- und Marktpreisrisiko) sowie Kreditrisiken (Kontrahenten- und Kundenausfallrisiko) (so auch Borchert et al. 2006, S. 32–43). Ein **Mengenrisiko** entsteht, wenn ein Kunde von dem prognostizierten Fahrplan abweicht. In diesem Fall muss der Lieferant kurzfristig eine Überschussmenge veräußern oder eine Fehlmenge am Markt nachbeschaffen. Bei diesen Markttransaktionen ist der Lieferant jedoch einem hohen **Marktpreisrisiko** ausgesetzt. Je nach aktueller Marktlage kann der Einkaufspreis (Verkaufspreis) über (unter) dem ergebnisneutralen Preis liegen, der Lieferant muss den Strom gegebenenfalls unterhalb der Selbstkosten veräußern. Somit ist ein hohes Mengenrisiko mit einem hohen Preisrisiko verknüpft. Eng mit diesen beiden Risiken verbunden ist das **Kontrahentenrisiko**. Es beschreibt die Gefahr eines Leistungsausfalls bei einem Stromerzeuger oder -händler, mit dem eine zukünftige Stromlieferung langfristig vereinbart wurde. Auch in diesem Fall muss der Lieferant die Fehlmenge erneut beschaffen, er ist wieder einem Preisrisiko ausgesetzt. Als **Kundenausfallrisiko** wird das Risiko eines Zahlungsausfalls aufgrund mangelhafter Bonität des Endkunden bezeichnet (so auch Konstantin 2007, S. 49 und Schumacher und Würfel 2015, S. 65). Für die Risikotragung kalkuliert der Stromlieferant einen situationsabhängigen Risikoaufschlag auf den Arbeitspreis (vgl. Abschnitt 2.1.1).

Um die oben beschriebenen Risiken bestmöglich zu kontrollieren, greifen Stromlieferanten auf ein großes und vielfältiges Portfolio von Strombeschaffung und -lieferung zurück. So kann das Kundenausfallrisiko und das Mengenrisiko durch ein großes Portfolio unterschiedlicher Kunden mit unterschiedlichen Lastprofilen reduziert werden. Je größer und vielfältiger die Kundenbasis, desto geringer ist der Einfluss einzelner Zahlungsausfälle und Fahrplanabweichungen auf das Gesamtportfolio. Außerdem können einzelne

Fahrplanabweichungen in der Summe zur Konvergenz neigen. Das Marktpreis- und Kontrahentenrisiko hingegen kann durch ein vielfältiges Beschaffungsportfolio reduziert werden (so auch Borchert et al. 2006, S. 48). Dieses setzt sich aus unterschiedlichen Stromhandelsgeschäften zusammen, die sich in ihrer zeitlichen Fristigkeit sowie dem zugrundeliegenden Marktdesign unterscheiden. Abbildung 3 fasst die unterschiedlichen Stromhandelsgeschäfte in Deutschland zusammen.

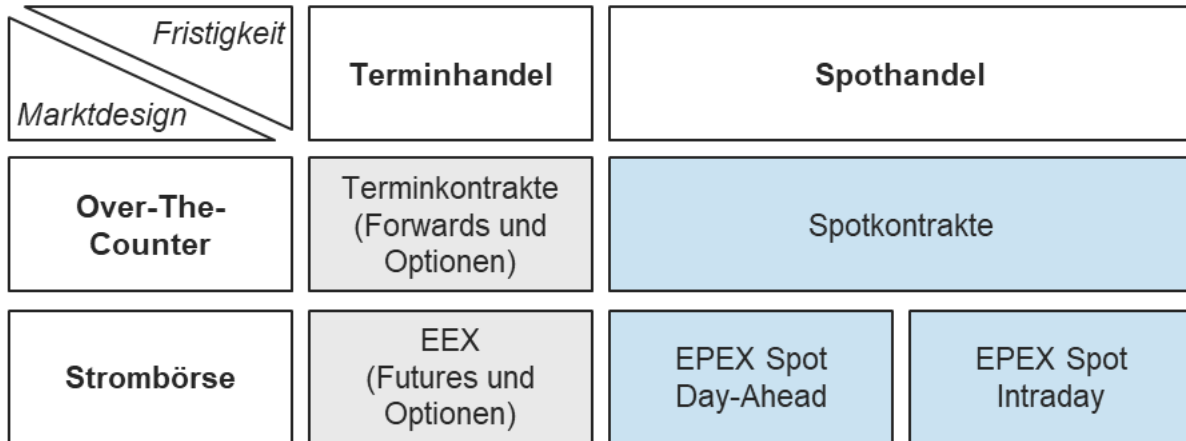


Abbildung 3: Stromhandelsgeschäfte in Deutschland in Abhängigkeit der Fristigkeit und des Marktdesigns

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Next Kraftwerke GmbH 2020a)

Auch heute werden noch ca. 75% des gesamten Stromhandelsvolumens in Deutschland außerbörslich durch **Over-The-Counter-Geschäfte** gehandelt (OTC-Handel) (vgl. Bolay und Lempp 2019, S. 7). Dies sind frei verhandelbare Geschäfte, die sich im Sinne reduzierter Transaktionskosten jedoch häufig an Rahmenverträgen des Verbandes Europäischer Energiehändler (EFET) orientieren. Im Gegensatz dazu steht der **Börsenhandel** von Strom, der für den deutschen Markt primär von der EEX¹⁰ für den Terminhandel und EPEX Spot¹¹ für den Spothandel ausgeht. Grundsätzlich sind börslich gehandelte Stromlieferprodukte stärker standardisiert, ihre Preisbildung ist transparent und für alle Akteure einsehbar. Die Ergebnisse von Over-The-Counter-Geschäften hingegen werden meist bilateral ausgehandelt und nicht veröffentlicht. Trotzdem orientieren sich deren Preise stark an den Strombörsen, da kurzfristige Arbitragemöglichkeiten meist zu einem schnellen Preisausgleich führen (so auch Bolay und Lempp 2019, S. 17–18).

Bei dem **Terminhandel** sind Vertragsabschluss und Stromlieferung zeitlich um mindestens drei Handelstage voneinander getrennt. Meist vergehen mehrere Monate zwischen Vertragsabschluss und Lieferung (vgl. Schnorr 2019, S. 13). Stromerzeuger und Stromversorger sichern sich mit der als Hedging bezeichneten Handelsstrategie auf dem Terminmarkt gegen hohe Marktpreisrisiken ab (so auch Borchert et al. 2006, S. 348). Insbesondere Betreiber konventioneller Kraftwerke müssen aufgrund des hohen Fixkostenanteils große Stromabnahmemengen zu festen Preisen bereits früh sichern.

¹⁰ European Energy Exchange AG mit Sitz in Leipzig.

¹¹ European Power Exchange SE mit Sitz in Paris.

Stromversorger hingegen reduzieren mithilfe solcher Terminkontrakte ihr eigenes Preisrisiko für den gut prognostizierbaren Anteil ihrer Lieferverpflichtungen. An der Börse ist der Handel mit den standardisierten Produkten Base und Peak üblich. Ähnlich wie eine Fahrplanlieferung (vgl. Abschnitt 2.1.1) bezeichnet Base einen konstanten Leistungsbezug rund um die Uhr, Peak einen konstanten Leistungsbezug an Wochentagen zwischen 8:00 und 20:00 Uhr (vgl. Schnorr 2019, S. 15–16). Wird der Kauf eines Stromlieferproduktes schon im Voraus fest vereinbart, handelt es sich um Forward- bzw. Future-Geschäfte. Sichert sich der Käufer hingegen nur die Möglichkeit einer zukünftigen Lieferung zu den vereinbarten Konditionen, handelt es sich um ein Optionsgeschäft. Meist muss der Käufer (Stromlieferant) zum Zeitpunkt der Vereinbarung bei dem Verkäufer (Händler oder Erzeuger) eine Sicherheit hinterlegen, um dessen Kontrahentenrisiko zu reduzieren. Für das Hedging der Strombelieferung großer industrieller Verbraucher ist folglich eine hohe Kapitalstärke vonnöten, die meist nur große Energieversorgungsunternehmen vorweisen können.

Beim **Spothandel** fallen der Zeitpunkt des Vertragsschlusses und der Lieferung annähernd zusammen. Hier können die Marktakteure kurzfristige Stromlieferprodukte kaufen oder verkaufen, um auf schlecht prognostizierbare Fahrplanschwankungen der Erzeugungsanlagen und Verbraucher zu reagieren (so auch Borchert et al. 2006, S. 10–11). Die Preise des Spotmarktes richten sich stark nach der prognostizierten Erzeugung fluktuierender erneuerbarer Energien wie Wind- und Solarkraft (vgl. Schnorr 2019, S. 21).

Im börslichen Spothandel wird zwischen einer Day-Ahead-Auktion, Intraday-Auktion und dem kontinuierlichen Intraday-Handel unterschieden. Im Rahmen einer **Day-Ahead-Auktion** können Anbieter und Nachfrager bis 12:00 Uhr des Vortags Stunden- oder Blockgebote abgeben. Anschließend wird der markträumende Preis ermittelt (Clearing Price), der sich aus dem Schnittpunkt der Angebots- und Nachfragekurve ergibt. Somit erhält jedes gehandelte Produkt einen fest bestimmten Preis. Die **Intraday-Auktion** wendet auch den Clearing-Price-Mechanismus an, ermöglicht aber bis 15:00 Uhr des Vortages die Gebotsabgabe für Viertelstundenprodukte.¹² Im kontinuierlichen **Intraday-Handel** hingegen können Stunden- bzw. Viertelstundengebote ab 15:00 Uhr des Vortags bis fünf Minuten vor Lieferung abgegeben werden. Sobald zwei Gebote (Kauf und Verkauf) übereinstimmen, erfolgt der Zuschlag zum Gebotspreis. Folglich können unterschiedliche Preise für das gleiche Produkt realisiert werden (Pay-As-Bid) (so auch EPEX Spot SE 2020).

2.2 Anreize und Herausforderungen bei der Nutzung flexibilitätsorientierter Stromlieferverträge

Da elektrische Energie im Netz nicht speicherbar ist, muss sich die Stromeinspeisung und -ausspeisung stets im Gleichgewicht befinden. In Abschnitt 2.1.2 wurden drei wichtige Ausgleichsinstrumente vorgestellt: Der kurzfristige Handel von Strom (Spothandel), das Zu- bzw. Abschalten von Erzeugungskapazität und ferner der Einsatz von Regelleistung für den nicht im Rahmen des Bilanzkreismanagements ausgleichbaren Anteil. In diesem Abschnitt

¹² Die Ergebnisse der Day-Ahead-Auktion werden ab 12:50 Uhr veröffentlicht, die Ergebnisse der Intraday-Auktion ab 15:10 Uhr (vgl. EPEX Spot SE 2020).

wird ein weiteres Instrument vorgestellt, das den Schwerpunkt dieses Forschungsvorhabens bildet: Der Einsatz flexibilitätsorientierter Stromlieferverträge in der Industrie.

Im Gegensatz zu üblichen Stromliefermodellen für Industrieunternehmen in Deutschland wie der Festpreislieferung (vgl. Abschnitt 2.1.1) enthalten flexibilitätsfördernde Vertragsmodelle Anreize zu einer Anpassung des Stromverbrauchs an die Strommarktdynamik. Die Anpassung erfolgt durch die Nutzung bestehender und leicht umsetzbarer energetischer Flexibilitätspotenziale in der Produktionsplanung.¹³ Unter der Annahme einer festgelegten Produktionsmenge im Planungshorizont ergibt sich ein Energieflexibilitätskorridor, der den Handlungsspielraum zur Anpassung der Leistungsaufnahme im Zeitverlauf definiert (vgl. Graßl 2015, S. 34). So kann beispielsweise die Ablaufplanung eines nicht vollständig ausgelasteten Maschinensystems oder die Steuerung einer Kälteanlage an die Strommarktsignale angepasst werden, ohne bestehende Restriktionen zu verletzen. In nahezu allen industriellen Anwendungsfällen kann in diesem Zusammenhang davon ausgegangen werden, dass die Betriebsprozesse durch eine Flexibilitätsvermarktung nicht beeinträchtigt werden dürfen.¹⁴

Flexibilitätsorientierte Vertragsmodelle bilden einen Teilbereich der Demand Response. Unter Demand Response wird die aktive Anpassung des Stromverbrauchsverhaltens von Endverbrauchern als Reaktion auf markt- oder netzgetriebene Anreize verstanden (vgl. U.S. Department of Energy 2006, S. 9–11; vgl. Schenuit und Vogel 2018, S. 6). Die netzgetriebenen Anreize verfolgen das Ziel der Systemstabilität und bestehen in Deutschland aus dem Regelleistungsmarkt sowie der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV). Die Hürden zur Partizipation von Verbrauchern sind jedoch vergleichsweise hoch. So ist beispielsweise eine Reaktionsgeschwindigkeit zur Lastanpassung von maximal 15 Minuten notwendig (vgl. Bundesregierung 2005, §2 S. 6; vgl. Bundesregierung 2016, § 2 S. 9). Außerdem ist das Regelleistungsvolumen sowie der Preis der Ausgleichsenergie in den letzten Jahren rückläufig. Der durchschnittliche Ausgleichsenergiepreis (Unterspeisung) ist zwischen 2012 und 2017 beispielsweise um 35% auf 63,9 €/MWh gesunken (vgl. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2019, S. 192–194).

Marktgetriebene Anreize der Demand Response orientieren sich hingegen an der Entwicklung der Strommarktpreise, insbesondere der Day-Ahead- und Intraday-Börsenpreise. In diesen Bereich fällt auch ein flexibilitätsorientierter Stromliefervertrag. Die Energieflexibilität von Industrieunternehmen wird durch einen Stromlieferanten gewinnbringend auf Energy-Only-Handelsplätzen vermarktet.¹⁵ So können auch Flexibilitätspotenziale vermarktet werden, die die Voraussetzungen der Regelleistungsvermarktung nicht erfüllen.

Durch den zunehmenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien wie Wind- und Solarkraft am deutschen Strommix und den schrittweisen Übergang von der festen Einspeisevergütung

¹³ Für eine Definition und Charakterisierung der Energieflexibilität sei auf Graßl 2015 verwiesen (insbesondere Seiten 27-28 und 33-35).

¹⁴ Dies bestätigte ein Experte aus dem Inhouse-Consulting einer Handelskette.

¹⁵ Für eine Abgrenzung marktgetriebener Demand-Response-Maßnahmen im globalen Kontext sei auf Su 2007, 34 ff. verwiesen.

zum Marktprämienmodell ist von einer steigenden Bedeutung des Spotmarkthandels auszugehen. Während der Spotmarkt früher primär zum Ausgleich kurzfristiger Nachfrageschwankungen genutzt wurde, dient er heute zusätzlich dem angebotsseitigen Ausgleich kurzfristiger Schwankungen der Erzeugung erneuerbarer Energien (vgl. Brunner 2014, S. 62; vgl. Bönte et al. 2015, S. 5–6).

Insbesondere die Prognosegüte der Erzeugungsleistung von Windkraftanlagen nimmt mit einem steigenden Vorhersagehorizont deutlich ab (vgl. Kiviluoma et al. 2012, S. 770). Aus diesem Grund ist mit einer steigenden Preisvolatilität vor allem auf dem Intraday-Markt für das deutsche Marktgebiet zu rechnen (vgl. Rintamäki et al. 2017, S. 281). Wegen steigender Preisspannen durch den fortschreitenden Ausbau der Windkraft kann somit von einem steigenden Erlöspotential der Flexibilitätsvermarktung ausgegangen werden. Außerdem sind die Implementierungskosten bei der Vermarktung über den Spotmarkt geringer als bei dem Regelleistungsmarkt (so auch Biegel et al. 2014, S. 359; Schenuit und Vogel 2018, S. 12–13). Unternehmen mit Jahresstromverbräuchen von mehr als 100 MWh können zur Übermittlung der Lastgänge auf die bestehende RLM-Infrastruktur (vgl. Abschnitt 2.1.1) zurückgreifen.

Flexibilitätsorientierte Stromlieferverträge können sich vorteilhaft auf das Stromsystem, die Stromlieferanten und die Industrieunternehmen auswirken. Aus Systemperspektive erleichtert die Nutzung von Energieflexibilität die Integration erneuerbarer Energien durch eine bessere Ausnutzung der fluktuierenden Erzeugung. Teure und klimaschädliche Spitzenlastkraftwerke müssen seltener eingesetzt und regenerative Erzeugungsanlagen seltener gedrosselt werden (vgl. Roon und Gobmaier 2010, S. 17–18). Stromlieferanten können ihr Preis- und Mengenrisiko (vgl. Abschnitt 2.1.2) reduzieren, da sie industrielle Energieflexibilität für einen besseren Ausgleich von Ein- und Ausspeisung in ihrem Bilanzkreis nutzen können. Außerdem ergibt sich ein strategisches Differenzierungsmerkmal im immer intensiveren Wettbewerb im Industriekundengeschäft.¹⁶

Für Industrieunternehmen sind flexibilitätsfördernde Stromtarife ein zusätzliches Instrument zur Senkung der Strombeschaffungskosten. Sie ergänzen Maßnahmen zur Energieeffizienz im Energiemanagement und helfen damit Produktionsabläufe kostenoptimal zu gestalten (vgl. Ecofys 2016, S. 7). Der durch den Lieferanten und Abnehmer gemeinsam generierte finanzielle Vorteil gegenüber einem Festpreistarif kann zwischen beiden Akteuren aufgeteilt werden. Ferner ergibt sich für beide die Chance, flexibilitätsfördernde Tarife als Corporate-Sustainability-Maßnahme auch anderen Stakeholdern gegenüber zu kommunizieren.

Obwohl flexibilitätsfördernde Tarife im Energiewirtschaftsgesetz explizit gefordert werden (vgl. Deutscher Bundestag 2005, § 40 Abs. 5), gibt es in Deutschland mit der Ausnahme von wenigen Pilotprojekten keine derartigen Vertragsmodelle für Industrieunternehmen. Grund hierfür sind ökonomische Aspekte einerseits sowie unternehmensinterne Transparenz- und Risikoanforderungen andererseits. Diese sollen im Folgenden erläutert werden.

¹⁶ Die Margen von Energieversorgern im Industriekundengeschäft sind in den letzten Jahren stark gesunken (vgl. Schumacher und Würfel 2015, S. 139).

Wie in Abschnitt 2.1.1 dargestellt, setzt sich der Strompreis für Industrieunternehmen aus unterschiedlichen Komponenten zusammen. Vom Lieferanten beeinflussbar und damit zur Übertragung von Strommarktsignalen geeignet ist derzeit nur ein Betrag von ca. 3,7 Cent/kWh (vgl. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2019, S. 272). Insbesondere für kleinere Unternehmen mit geringem Anspruch auf gesetzliche Vergünstigungen von Entgelten und Umlagen ist die Hebelwirkung dynamischer Strommarktsignale folglich eingeschränkt. Außerdem kann der separat abgerechnete Leistungspreis des Netzentgeltes einem kosten- und systemoptimalen Einsatz von Energieflexibilität entgegenwirken (vgl. Ecofys 2016, S. 36). Falls eine Energieflexibilitätsmaßnahme den Quotienten aus Energiebezugsmenge und maximaler Leistungsaufnahme senkt, kann das Netzentgelt steigen und somit die Einsparungen des optimierten Energiebezugs kannibalisieren. Die Aushandlung eines flexiblen Tarifs ist derzeit weitaus aufwendiger als die Aushandlung gängiger Stromliefermodelle wie einer Festpreis- oder Tranchenlieferung, da nicht auf Erfahrungswerte und standardisierte Unterlagen und Prozesse zurückgegriffen werden kann. Das derzeit begrenzte Erlöspotential durch den Einsatz flexibilitätsfördernder Tarife muss daher beim Vertragsdesign und bei der Auswahl von Anwendungsszenarien berücksichtigt werden.

Auf Seite der Industrieunternehmen führt ein flexibilitätsorientierter Stromliefervertrag verglichen mit einer Festpreislieferung zu einer größeren Unsicherheit über die tatsächlich realisierten Strombeschaffungskosten vor Vertragsschluss. Dadurch wird ein Vergleich verschiedener Tarifmodelle beispielsweise während einer standardisierten Ausschreibung (vgl. Abschnitt 2.1.1) erschwert. Ein weiteres Hindernis aus Unternehmensperspektive stellt die größere Risikoexposition dar, die unmittelbar mit den flexibilitätsfördernden Anreizen verknüpft ist. Durch die Weitergabe dynamischer Marktpreissignale werden auch Marktrisiken auf den Verbraucher abgewälzt. Deshalb kommt der Entwicklung von Mechanismen zur Begrenzung des Preisrisikos eine entscheidende Bedeutung zu. Da die Bereitstellung industrieller Energieflexibilität eine kontinuierliche Koordination zwischen der Produktionsplanung und dem Stromlieferanten erfordert, kann der Strombezug nicht mehr isoliert als Beschaffungsprozess betrachtet werden. Der Erfolg eines flexibilitätsorientierten Stromliefervertrags hängt folglich von dem Interesse und der Kooperationsbereitschaft verschiedener Unternehmensbereiche und somit auch von innerbetrieblichen Anreizsystemen ab.

2.3 Ableitung von Anforderungen an flexibilitätsorientierte Vertragsmodelle

Ausgehend von dem in Abschnitt 2.1.1 und 2.1.2 vorgestellten Status quo der Strombelieferung von Industrieunternehmen ergeben sich in Verbindung mit den Anreizen und Herausforderungen flexibilitätsorientierter Stromvertragsmodelle (Abschnitt 2.2) die praktischen Anforderungen an das Forschungsvorhaben. Ein flexibilitätsorientierter Stromliefervertrag sollte eine bilaterale Koordination zwischen dem Stromlieferanten und dem Industrieunternehmen ermöglichen. Vor dem Hintergrund unterschiedlicher Ressourcen und Zielen beider Akteure ergeben sich folgende Anforderungen an ein flexibilitätsorientiertes Vertragsmodell:

- Eine für Lieferant und Abnehmer gewinnbringende Vermarktung industrieller Energieflexibilität am Strommarkt durch variable Arbeitspreise muss ermöglicht werden. Informationsasymmetrien und ein strategisches Verhalten der Vertragsparteien sind bei der Vertragsgestaltung zu berücksichtigen. Das Vertragsmodell soll die Nutzung von Marktpreisschwankungen bedingt durch die zunehmende Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien ermöglichen.
- Die effektive Begrenzung von Mengen- und Preisrisiken für den Stromabnehmer soll auch bei einem flexibilitätsorientierten Stromliefervertrag sichergestellt werden, um unternehmensinterne Risiko- und Transparenzanforderungen zu berücksichtigen.
- Vor dem Hintergrund eines vertretbaren Koordinationsaufwands sind möglichst geringe Management-Kosten eines flexibilitätsorientierten Stromliefervertrags in der Anbahnungs-, Abschluss- und Nutzungsphase anzustreben. Er soll mit geringem Aufwand an unternehmensspezifische Anforderungen angepasst werden können.

Das Ziel dieses Forschungsvorhabens liegt in der Systematisierung und komparativen Analyse vertraglicher Koordinationsmechanismen, die den zuvor beschriebenen Anforderungen gerecht werden können. Zur Lösung der Problemstellung müssen praktische Erkenntnisse aus der Strombelieferung und theoretisch-methodische Grundlagen integriert betrachtet werden (vgl. Abbildung 4).

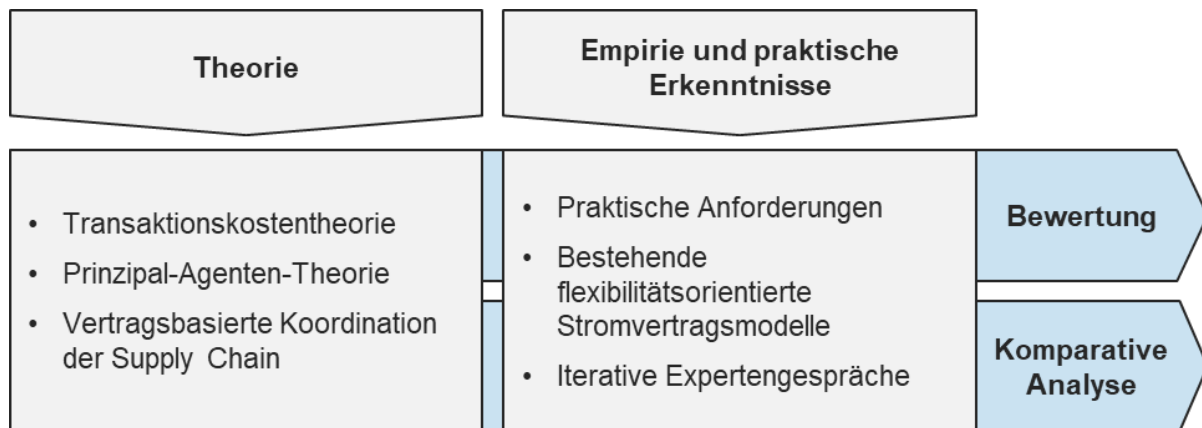


Abbildung 4: Systematik des Forschungsvorhabens

(Quelle: Eigene Darstellung)

Da die Koordinationsaktivität zwischen Lieferant und Abnehmer unter unsicherer und ungleich verteilter Information im Schwerpunkt der Untersuchung liegt, müssen zunächst bestehende wissenschaftliche Ansätze zur Beschreibung von Koordinationsproblemen bei vertraglichen Lieferbeziehungen untersucht werden (Kapitel 3). Hier erfolgt eine Vorstellung institutionenökonomischer Ansätze der Transaktionskostentheorie (Abschnitt 3.1.1) und der Prinzipal-Agenten-Theorie (Abschnitt 3.1.2). Eine praxisorientierte Anwendung der Prinzipal-Agenten-Theorie stellt die Forschung zur vertragsbasierten Supply-Chain-Koordination (Abschnitt 3.2) dar, die meist vertragliche Beziehungen zwischen einem Zulieferer und Abnehmer von Industrieprodukten untersucht. Im Bereich der flexiblen Strombelieferung werden derartige Untersuchungsansätze nach dem Kenntnisstand des Verfassers bisher nicht angewendet. Folglich werden nachfolgend ausschließlich die Grundkonzepte der flexiblen

Stromlieferung anhand bestehender Vertragstypen erläutert und bisherige Forschungsansätze zusammengefasst (Abschnitt 3.3). Die Eignung der bestehenden Lösungsansätze wird zum Abschluss des Kapitels diskutiert (Abschnitt 3.4).

Die anschließende Systematisierung flexibilitätsfördernder Stromvertragsmodelle (Kapitel 4) strebt eine ausschöpfende Einordnung von Koordinationsmodellen an. Dabei ist insbesondere auf die erforderliche Informationsbereitstellung zwischen Stromlieferant und Industrieunternehmen einzugehen. Die komparative Analyse flexibilitätsfördernder Stromvertragsmodelle (Kapitel 5) soll eine qualitative Bewertung des Verhältnisses von Nutzen zu Aufwand unterschiedlicher Stromvertragsmodelle erlauben. Daher ist auf mögliche Koordinationsprobleme und Lösungsmechanismen einzugehen.

3. Lösungsansätze in Theorie und Praxis

Wie im vorigen Abschnitt erläutert, ist zur Lösung der Problemstellung ein integrierender Ansatz unter Einbeziehung theoretischer wie empirischer Erkenntnisse erforderlich. Das theoretische Fundament dieses Forschungsvorhabens bildet die Neue Institutionenökonomik, die Ansätze zur Untersuchung von Vertragsverhältnissen zur Verfügung stellt (Abschnitt 3.1). Anschließend wird in Abschnitt 3.2 mit der vertragsbasierten Koordination im Supply Chain Management ein betriebswirtschaftliches Forschungsfeld vorgestellt, das auf der neuen Institutionenökonomik aufbaut. Abschnitt 3.3 fasst praktische Erkenntnisse aus bestehenden flexiblen Stromtarifen zusammen. In Abschnitt 3.4 werden die wesentlichen Erkenntnisse der Literaturrecherche abschließend diskutiert.

3.1 Koordinationsprobleme und Lösungsansätze in der Neuen Institutionenökonomik

Institutionen sind nach institutionenökonomischer Auffassung Systeme miteinander verknüpfter, formaler wie informeller Regeln (vgl. Richter und Furubotn 2010, S. 7). Während die Neoklassik solche Regelsysteme als gegeben annimmt, untersucht die Neue Institutionenökonomik deren Entstehung und Wirkung, meist im Kontext marktwirtschaftlicher Transaktionen. Dass sich institutionenökonomische Theorien auch zur Analyse unternehmenspraktischer Fragestellungen eignen, bestätigt eine Vielzahl betriebswirtschaftlicher Anwendungsfelder (vgl. Jost 2001, S. 32–34). Zur Analyse flexibilitätsfördernder Stromlieferverträge bietet sich insbesondere die Transaktionskostentheorie (Abschnitt 3.1.1) sowie die Prinzipal-Agenten-Theorie (Abschnitt 3.1.2) an, deren Grundlagen im Folgenden erläutert werden. Beide Theorien unterscheiden sich durch ihre Genese und Schwerpunktsetzung. Dennoch können sie integriert zur Untersuchung von Koordinationsproblemen und Konzeption von Lösungsansätzen bei Vertragsbeziehungen herangezogen werden.

3.1.1 Transaktionskostentheorie

In dem 1937 veröffentlichten Artikel *The Nature of the Firm* führte Ronald Coase die Existenz von Unternehmen auf die bei der Nutzung von Märkten auftretenden Transaktionskosten

zurück. Damit begründete er die Transaktionskostentheorie, die Oliver Williamson später aufgriff und maßgeblich erweiterte.

Die Transaktionskostentheorie trifft zwei grundlegende Annahmen: Marktakteure handeln grundsätzlich *begrenzt rational* und *opportunistisch*. Die **begrenzte Rationalität** beschreibt einen Kompromiss aus dem Maximierungskalkül der Neoklassik einerseits und dem evolutorischen Ansatz der Österreichischen Schule andererseits. Selbst wenn Menschen eine Entscheidung mit der Intention rationalen Handelns treffen, wird diese Rationalität durch die Limitationen menschlicher Fähigkeiten beeinträchtigt. Daher sollten bei der Gestaltung von Verträgen kognitive Einschränkungen berücksichtigt werden (vgl. Williamson 1990, S. 51–53). So kann beispielsweise die Gestaltung eines Toleranzkorridors bei einer Fahrplanlieferung (vgl. Abschnitt 2.1.1) als Ergebnis begrenzter Rationalität gedeutet werden. Während ein fixer, straffreier Toleranzbereich bei Fahrplanabweichung nicht dem neoklassischen Maximierungskalkül entspricht, berücksichtigt er als heuristische Lösung jedoch die begrenzte Rationalität der involvierten Akteure. Der Abnehmer hat die vereinbarten Vertragsstrafen nur bei einer wesentlichen Abweichung zu befürchten.

Opportunismus definiert Williamson als die „[...] Verfolgung des Eigeninteresses unter Zuhilfenahme von List“ (1990, S. 54). Demnach basiert Opportunismus auf der beobachtbaren Ausnutzung von Informationsvorteilen oder spezifischer Investitionen durch vorsätzliche Versuche der Täuschung (vgl. Richter und Furubotn 2010, S. 155–156). Im Falle spezifischer Investition ist das **Hold-Up-Risiko** eng mit der Gefahr opportunistischen Verhaltens verknüpft. Falls ein Vertragspartner transaktionsspezifische Investitionen tätigt, neigt er zur Vermeidung versunkener Kosten und sieht sich damit zur Fortführung des Vertragsverhältnisses genötigt. Das ermöglicht dem anderen Vertragspartner wiederum eine opportunistische Ausnutzung seiner Machtposition (vgl. Richter und Furubotn 2010, S. 100). So kann beispielsweise ein Lieferant einem Hold-Up-Risiko ausgesetzt sein, wenn er zur Erfüllung einer Lieferverpflichtung für kundenspezifische Produkte in einen gesonderten Maschinenpark investieren muss. Für eine Amortisation der spezifischen Investitionen ist der Lieferant auf ein Fortbestehen des Vertragsverhältnisses angewiesen. Diese Situation kann der Abnehmer ausnutzen, indem er beispielsweise ex-post bestimmte Vertragsparameter wie den Preis zu seinen Gunsten nachverhandelt. Zur Verringerung des Opportunismuspotenzials sollten bei der Vertragsgestaltung Anreiz-, Kontroll- oder Überwachungsmechanismen implementiert werden (vgl. Williamson 1990, S. 55). Im vorliegenden Beispiel kann sich der Lieferant zum Beispiel eine Mindestabnahmemenge zu fixen Preisen vertraglich zusichern und durch die Vereinbarung einer Vertragsstrafe im Falle einer Nichteinhaltung garantieren lassen.¹⁷

Gemäß Williamson findet eine Transaktion statt, „wenn ein Gut oder eine Leistung über eine technisch trennbare Schnittstelle hinweg übertragen wird“ (1990, S. 1). Transaktionskosten können als Ressourcen verstanden werden, die zur Planung, Modifizierung und Überwachung der Aufgabenerfüllung im Kontext eines physischen Leistungsübergangs aufgewendet werden müssen (vgl. Williamson 1990, S. 1–2). Williamson argumentiert, dass sich jedes

¹⁷ Im Falle eines Vertragsbruchs können sowohl außergerichtliche wie gerichtliche Maßnahmen zur Durchsetzung eingesetzt werden.

Vertragsproblem vor dem Hintergrund der Transaktionskosteneinsparung untersuchen lässt (vgl. Williamson 1990, S. 20–22). Folglich kann auch ein Stromliefervertrag vor diesem Hintergrund untersucht werden, da auch hier ein (explizites) Vertragsverhältnis eingegangen wird, um die Aufgabenerfüllung eines Leistungsübergangs (Stromlieferung) zu ermöglichen.

Williamson unterscheidet zwischen ex-ante- und ex-post-Transaktionskosten: **Ex-ante-Transaktionskosten** fallen vor Vertragsschluss an und äußern sich beispielsweise in den Kosten des Entwurfs und der Aushandlung eines Vertrags. **Ex-post-Transaktionskosten** hingegen äußern sich erst nach Vertragsschluss, etwa in Form von Überwachungs- oder Kontrollkosten (vgl. Williamson 1990, S. 22–23).

Richter und Furubotn spezifizieren diese Kategorisierung und unterscheiden bei Markttransaktionen¹⁸ zwischen den Kosten der Anbahnung, des Abschlusses und der Überwachung von Verträgen sowie den Kosten der Pflege sozialer Beziehungen (2010, S. 59). Bei der **Anbahnung von Verträgen** entstehen Kosten durch die Suche nach potenziellen Vertragspartnern sowie der damit verknüpften Informationsbeschaffung (vgl. Richter und Furubotn 2010, S. 59–60). Im Kontext der Strombeschaffung muss sich ein Industrieunternehmen in dieser Phase beispielsweise Marktwissen erarbeiten und potenzielle Stromlieferanten und Vertragsmodelle vergleichen. **Bei Vertragsabschluss** fallen Transaktionskosten durch die Verhandlung des Vertragsinhalts sowie die Entscheidungsfindung an (vgl. Richter und Furubotn 2010, S. 60). So müssen beispielsweise vereinbarte Preisnachlässe bei einem Stromliefervertrag auf Seiten des Stromlieferanten erst von dem Management abgesegnet werden, was zeitliche wie personelle Kapazitäten erfordert. **Nach Vertragsabschluss** steht die Überwachung der Transaktion sowie die Durchsetzung der Vereinbarungen im Vordergrund. Falls der Lieferant mit dem Abnehmer beispielsweise eine Fahrplanlieferung vereinbart, hat der Lieferant den tatsächlichen Lastgang des Industrieunternehmens stets auf eine Abweichung vom Sollwert zu überprüfen und die vertraglich vereinbarten Sanktionsmaßnahmen einzuleiten. Je höher die Kosten der Überwachung, desto größer das Risiko der Nichterfüllung einzelner Vertragsbestandteile (vgl. Richter und Furubotn 2010, S. 60). Auf **soziologischer Ebene** können Markttransaktionskosten auch als Investition in Sozialkapital verstanden werden (vgl. Richter und Furubotn 2010, S. 61). Dies geht unter anderem auf Joel Podolny zurück, der Statussignale als strategisches Differenzierungsmerkmal von Produzenten untersuchte (vgl. Podolny 1993). Im Kontext der Stromlieferung kann beispielsweise ein langjähriger Lieferant von einem bestehenden Vertrauensverhältnis zum Kunden profitieren, was sich in einer vereinfachten Koordination des Vertragsverhältnisses unter Unsicherheit äußern kann.

Ziel der Transaktionskostentheorie ist eine Reduktion der insgesamt anfallenden Transaktionskosten durch die Nutzung geeigneter Beherrschungs- und Überwachungssysteme (vgl. Richter und Furubotn 2010, S. 196). In diesem Zusammenhang definiert

¹⁸ Markttransaktionskosten fallen an, wenn zwei Unternehmen (bspw. Stromlieferant und -abnehmer) eine Leistung austauschen. Sie werden von Unternehmenstransaktionskosten (innerhalb einer Organisation) und politischen Transaktionskosten abgegrenzt (vgl. Richter und Furubotn 2010, S. 57–58)

Williamson in Abhängigkeit der Spezifität, Unsicherheit und Häufigkeit von Transaktionen unterschiedliche Koordinationsmodelle. Diese reichen von klassischen Verträgen zur Koordination von Markttransaktionen bis hin zur vertikalen Integration (vgl. Williamson 1990, S. 77–91). Es muss beachtet werden, dass Williamson mit diesem Ansatz eine Begründung der Vorteilhaftigkeit *unterschiedlicher* Kooperationsformen (Eigenfertigung, Kooperationen, Marktnutzung) anstrebt (vgl. Williamson 1990, S. 18).

Da in diesem Forschungsvorhaben die Kooperationsform einer *vertraglichen Stromlieferung* fest vorgegeben ist, gilt der Fokus vielmehr einer Abwägung der Transaktionskosten unterschiedlicher Koordinationsmechanismen flexibler Stromliefermodelle. Dabei muss berücksichtigt werden, dass die verschiedenen Arten von Transaktionskosten (s.o.) in einem Substitutionsverhältnis zueinander stehen, das einzelfallabhängig unterschiedlich stark ausgeprägt ist (vgl. Weber 2017, S. 17). Wenn beispielsweise hohe Transaktionskosten nach Vertragsschluss erwartet werden, rechtfertigt dies einen größeren Aufwand bei Anbahnung und Abschluss des Vertrags.

3.1.2 Prinzipal-Agenten-Theorie

Unter Berufung auf Coase, Alchian und Demsetz wurde die Prinzipal-Agenten-Theorie maßgeblich von Jensen und Meckling beeinflusst, um die Eigentümerstruktur von Unternehmen zu untersuchen (vgl. Jensen und Meckling 1976). Seitdem hat sich diese Theorie in vielfältigen Anwendungsbereichen, insbesondere in der Betriebswirtschaftslehre, als hilfreich zur Untersuchung von Vertragsverhältnissen erwiesen (vgl. Jost 2001, S. 28–29).

In einem Prinzipal-Agenten-Verhältnis beauftragt ein Auftraggeber (Prinzipal) einen Vertreter (Agent) mit der Durchführung einer Aufgabe auf der Grundlage eines Vertrags. Dabei verpflichtet sich der Agent zur Durchführung der Aufgabe und der Prinzipal zur Entlohnung des Agenten für seine Bemühungen (vgl. Jost 2001, S. 13; vgl. Richter und Furubotn 2010, S. 173). Der Prinzipal ist zur Maximierung seines Anteils am Kooperationsgewinn an einem möglichst großen Arbeitseinsatz des Agenten bei gleichzeitig möglichst geringer Entlohnung interessiert. Der Agent hingegen hat im Sinne seiner Eigennutzmaximierung Interesse an einem möglichst geringen Arbeitseinsatz bei gleichzeitig möglichst hoher Entlohnung (vgl. Jost 2001, S. 17).

Der Agent profitiert von einem Wissensvorsprung, also einer **asymmetrischen Informationsverteilung** zu seinen Gunsten. Dies ist eine zentrale Annahme im Prinzipal-Agenten-Verhältnis. Dem Agenten eröffnen sich damit Handlungsspielräume, die er zur Maximierung seines eigenen Vorteils nutzen kann (vgl. Jost 2001, S. 21). Je nach Ursprung und Zeitpunkt des Informationsvorteils äußert sich die Informationsasymmetrie in verdecktem Handeln, verdeckter Information oder verdeckten Eigenschaften (vgl. Jost 2001, S. 25).

Verdecktes Handeln (Hidden Action) beschreibt den ersten von zwei möglichen Zuständen asymmetrischer Informationsverteilung *nach Vertragsschluss*. Dem Prinzipal ist es nicht möglich, den Arbeitseinsatz des Agenten zu überwachen, beispielsweise aufgrund prohibitiv hoher Transaktionskosten der Überwachung (vgl. Abschnitt 3.1.1). Da der Aufgabenerfolg sowohl vom Verhalten des Agenten als auch von der Realisierung exogener Einflussfaktoren

abhängt, kann der Prinzipal auch nach Aufgabenerfüllung deren Güte nicht beurteilen. Folglich besteht ein Anreiz für den Agenten, eigennutzmaximierend und entgegen der Ziele des Prinzipals zu handeln (vgl. Jost 2001, S. 25–27; vgl. Richter und Furubotn 2010, S. 173–174).

Verdeckte Information (Hidden Information) beschreibt einen weiteren durch den Agenten bedingten Zustand asymmetrischer Information *nach Vertragsschluss*. In diesem Fall kann der Prinzipal zwar den Arbeitseinsatz des Agenten überwachen, ihm ist es jedoch nicht möglich, die exogenen Einflussfaktoren zu beobachten. Der Agent hingegen hat Kenntnis über diese Einflussfaktoren und macht seinen Arbeitseinsatz davon abhängig. Trotz günstiger Umweltfaktoren könnte der Agent einen geringen Arbeitseinsatz wählen und diesen Gegenüber dem Prinzipal mit vermeintlich ungünstigen Umweltfaktoren begründen (vgl. Jost 2001, S. 30–31; vgl. Richter und Furubotn 2010, S. 173–174).

Die Probleme, die *nach Vertragsschluss* durch verdecktes Handeln und verdeckte Information entstehen können, werden unter dem Begriff des **moralischen Risikos** (Moral Hazard) zusammengefasst. Der Prinzipal kann dieses Risiko durch die Gestaltung vertraglicher Anreize (Incentives) oder durch die Implementierung von Überwachungsmechanismen (Monitoring) begrenzen. Außerdem kann der Agent durch das Aufbringen einer Kautions (Bonding) den Prinzipal gegen die potenziellen negativen Konsequenzen des moralischen Risikos absichern (vgl. Jensen und Meckling 1976, S. 308). Jensen und Meckling definieren in diesem Zusammenhang die **Vertretungskosten** (Agency Costs) als die Summe der Überwachungsausgaben des Prinzipals, Kautionsausgaben des Agenten und des Residualverlusts (vgl. ebenda; vgl. Richter und Furubotn 2010, S. 177).

Die Mechanismen zur Begrenzung des moralischen Risikos sollen anhand eines Beispiels aus der Strombeschaffung verdeutlicht werden: Ein mittelständisches Unternehmen (Prinzipal) beauftragt einen externen Berater (Agent) mit den Beschaffungsentscheidungen im Rahmen einer Tranchenlieferung (vgl. Abschnitt 2.1.1). Der Berater handelt eigennutzmaximierend und trifft die Entscheidungen möglichst arbeitssparend. Durch ungünstige Einkaufszeitpunkte und mangelhafte Prognosen sind die Strombeschaffungskosten ex-post höher als bei einem vergleichbaren Festpreisvertrag. Trotzdem erhält der Berater die volle Vergütung, da er die ungewisse Marktdynamik für diese Entwicklung verantwortlich macht. Es kommt zu einem moralischen Risiko aufgrund verdeckten Handelns. Um dieses Risiko in Zukunft zu begrenzen, kann das Unternehmen die Vergütung an den ex-post realisierten, durchschnittlichen Strompreis koppeln (Anreizsetzung). Durch diesen Anreizvertrag arbeitet der Berater sorgfältiger¹⁹, der erwartete Gesamterlös der Kooperation steigt. Auch eine bessere Überwachung des Beraters durch die Vereinbarung kontinuierlicher Rücksprachetermine kann das Ergebnis verbessern (Überwachung). Schließlich kann der Berater seinerseits eine Garantie zur Erreichung definierter Erfolgsparameter abgeben und im Falle einer Nichterreichung für den Differenzbetrag haften (Kautions).

¹⁹ In diesem Zusammenhang wird davon ausgegangen, dass der Berater eine positive Korrelation zwischen seiner Arbeitsanstrengung und der Güte der Ergebnisse beobachten kann (vgl. Jost 2001, S. 31).

Verdeckte Eigenschaften (Hidden Characteristics) bezeichnen den Zustand asymmetrischer Information *vor Vertragsschluss*. Der Prinzipal kann zu diesem Zeitpunkt nicht die Eignung des Agenten für die Durchführung der Aufgabe einschätzen. Somit besteht die Gefahr der **adversen Selektion**: Wird der Vertrag nach den Eigenschaften eines durchschnittlich geeigneten Agenten ausgerichtet, ist die Anreizwirkung für einen nicht geeigneten Agenten zur Durchführung der Aufgabe höher als für einen gut geeigneten Agenten. Der nicht geeignete Agent wird versuchen, einen gut geeigneten Agenten zu imitieren; der gut geeignete Agent wird kein Interesse an der Durchführung der Aufgabe zu diesen Konditionen haben (vgl. Jost 2001, S. 27–29). Zur Lösung dieses Problems wird der Prinzipal versuchen, durch das sog. **Screening** mehr Information über die Eigenschaften des Agenten zu erlangen. Der Prinzipal kann dem Agenten ein *Vertragsmenü* mit unterschiedlichen Anreizen anbieten. Da die Entscheidung für einen jeweiligen Vertragstyp von den Eigenschaften des Agenten abhängt, kann der Prinzipal so durch die Entscheidung des Agenten auf dessen Eigenschaften schließen (vgl. Bolton und Dewatripont 2005, S. 16–20). Übertragen auf obiges Praxisbeispiel bedeutet dies, dass schlechter qualifizierte Berater einen Vertrag mit fester Vergütung bevorzugen, während besser qualifizierte Berater eine (im Erwartungswert identische) erfolgsabhängige Vergütung bevorzugen. Das Unternehmen kann den besseren Berater so durch Screening identifizieren. Ein gut geeigneter Agent wird zudem das Bestreben haben, dem Prinzipal durch sein Verhalten (z.B. die Offenlegung erfolgreicher Referenzprojekte) die Eignung zur Durchführung der Aufgabe zu signalisieren (**Signaling**) (vgl. Bolton und Dewatripont 2005, S. 15; vgl. Jost 2001, S. 29).

3.2 Koordination durch Anreizverträge im Supply Chain Management

Zunächst werden in Abschnitt 3.2.1 Grundlagen und Grundannahmen der vertragsbasierten Supply-Chain-Koordination erläutert. Anschließend werden in Abschnitt 3.2.2 ausgewählte Vertragstypen im Supply Chain Management vorgestellt, die als Grundlage zur Gestaltung von Anreizmechanismen in der flexibilitätsorientierten Stromlieferung dienen können.

3.2.1 Untersuchungsgegenstand der vertragsbasierten Supply-Chain-Koordination

Eine betriebswirtschaftliche Anwendung der Prinzipal-Agenten-Theorie stellt die Forschung zur vertragsbasierten Koordination der Supply Chain dar, die sich seit den 1990er Jahren wachsender Beliebtheit erfreut. Die Grundannahme der Prinzipal-Agenten-Theorie lässt sich gut auf die Koordinationsproblematik unternehmensübergreifender Leistungserstellung übertragen (vgl. Jost 2001, S. 300). Jeder Akteur entlang einer Wertschöpfungskette agiert grundsätzlich eigennutzmaximierend. Allerdings steht dieses dezentrale Optimierungskalkül oft in einem Zielkonflikt zur Leistungsfähigkeit der Supply Chain insgesamt (vgl. Cachon 2003, S. 229).

Das Ziel der vertragsbasierten Supply-Chain-Koordination liegt folglich in der Entwicklung und Untersuchung dezentraler Koordinationsmechanismen zur Steigerung der Leistungsfähigkeit

der Supply Chain. Der Koordinationsbegriff ist in der Literatur unterschiedlich belegt.²⁰ In diesem qualitativ motivierten Zusammenhang wird der Koordinationsbegriff weit gefasst und als die „[...] Ausrichtung der Entscheidungen und Handlungen der Akteure auf die zielgerichtete Lösung der Gesamtaufgabe [...]“ (Schmidt 2017, S. 32) definiert (so auch Albrecht 2010, S. 63).

Insbesondere im Vergleich zur positiven Prinzipal-Agenten-Theorie nach Jensen und Meckling ist die Forschung im Bereich der Supply-Chain-Koordination stark von einem quantitativ-normativen Ansatz geprägt. Um allgemeingültige Aussagen zur Effizienz verschiedener Vertragstypen treffen zu können, müssen die zu untersuchenden Vertragsparameter stark abstrahiert und mathematisch modelliert werden. Sehr häufig geschieht dies durch eine spieltheoretische Modellierung, die auf einem Stackelberg-Spiel²¹ basiert (vgl. Shen et al. 2019, S. 4903–4926). Die Ergebnisse der spieltheoretischen Modellierung werden anschließend miteinander und mit denen einer zentralen Optimierung (sog. *erstbeste Lösung*) verglichen, um Aussagen über die Koordinationseffizienz der Vertragstypen treffen zu können.

In der Forschung werden dezentrale Koordinationsmechanismen meist unter der Annahme symmetrischer Information untersucht (vgl. Schmidt 2017, S. 59). Aus praxisorientierter Perspektive stellt diese Annahme eine Vereinfachung dar, die in der Literatur jedoch sehr häufig vorgenommen wird (vgl. Albrecht 2010, S. 43). Unter dieser Annahme liegt der Fokus der Koordination auf dem Umgang mit Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Realisierung bestimmter Parameter wie Preisen oder Mengen (vgl. Shen et al. 2019, S. 4898). Diese Unsicherheit tritt meist auf der Nachfrageseite auf, doch auch angebotsseitige Unsicherheit kann die Supply Chain negativ beeinflussen (vgl. Inderfurth und Clemens 2014, S. 526). So kennt beispielsweise ein Händler zum Zeitpunkt des Vertragsschlusses mit dem Lieferanten die Realisierung der zukünftigen Nachfrage noch nicht (vgl. Zeitungsjungen-Modell²²). Ein Lieferant hingegen kann zu diesem Zeitpunkt die Auswirkungen von Produktionsschwankungen auf seine Lieferfähigkeit gegebenenfalls noch nicht einschätzen (bspw. Ernteauffälle in der Landwirtschaft). Bestimmte Vertragstypen können die Mengen- bzw. Preisrisiken der Akteure reduzieren und somit die Koordination verbessern.

Die Annahme asymmetrischer Informationsverteilung wird in der Forschung zur vertragsbasierten Supply-Chain-Koordination relativ selten getroffen. In diesem Bereich bildet die Anreizsetzung zur Offenlegung privater Informationen den zentralen Untersuchungsgegenstand (vgl. Shen et al. 2019, S. 4898–4899). So kann ein Lieferant durch das Angebot eines Vertragsmenüs (Screening Contract) beispielsweise mehr Informationen über die verdeckten Eigenschaften des Abnehmers erlangen.²³

²⁰ Gemäß Cachon ist eine Supply Chain bei Vorliegen eines Nash-Gleichgewichtes, welches gleichzeitig ein zentrales Optimum darstellt, koordiniert (vgl. Cachon 2003, S. 230). Diese strikte Definition verdeutlicht den quantitativ-normativen Charakter vieler Untersuchungen.

²¹ In einem Stackelberg-Spiel trifft ein Akteur (Stackelberg-Führer) seine Entscheidung vor dem anderen Akteur (Stackelberg-Folger).

²² Das Zeitungsjungen-Modell dient der mathematischen Ermittlung optimaler Bestandsmengen unter Unsicherheit und wurde in diesem Kontext erstmals von Arrow et al. 1951 untersucht.

²³ Bei diesem Vertragstyp wird die Analogie zum Problem verdeckter Eigenschaften in der Prinzipal-Agenten-Theorie (vgl. Abschnitt 3.1.1) besonders deutlich.

Abbildung 5 fasst die zuvor vorgestellten Untersuchungsansätze der vertragsbasierten Supply-Chain-Koordination zusammen. Die Anwendbarkeit der unterschiedlichen Ansätze zur Untersuchung der vorliegenden Problemstellung wird in Abschnitt 3.4 diskutiert.

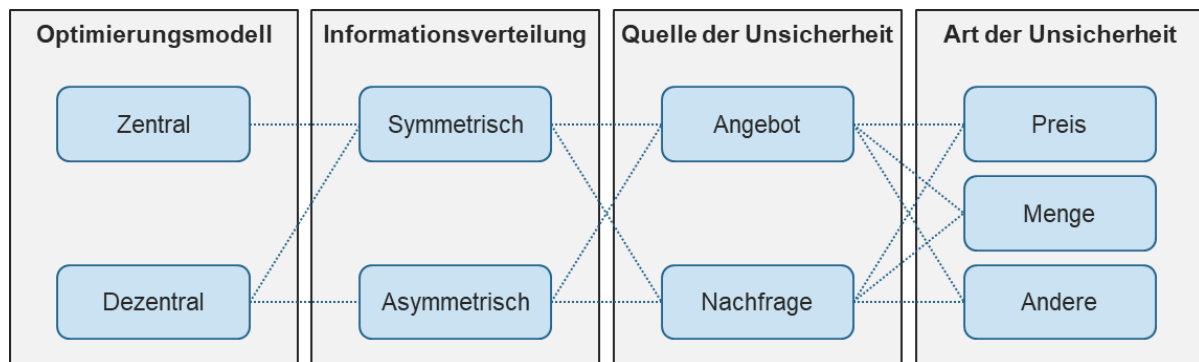


Abbildung 5: Kategorisierung von Untersuchungsansätzen der vertragsbasierten Supply-Chain-Koordination

(Quelle: Eigene Darstellung)

3.2.2 Ausgewählte Anreizverträge im Supply Chain Management

Im Folgenden werden drei Vertragsmodelle aus dem Supply Chain Management vorgestellt, die ein plausibles Anwendungsszenario bei der Koordination flexibilitätsorientierter Stromlieferverträge zulassen. Da sich die getroffenen Annahmen, Anwendungsfälle und Zielsetzungen vieler Vertragsmodelle erheblich von der Problemstellung dieser Forschungsarbeit unterscheiden (vgl. Abschnitt 3.4), erfolgt in diesem Zusammenhang keine umfassende Literaturanalyse. Für einen umfassenden Überblick über vertragsbasierte Koordinationsmodelle sei auf Cachon 2003, Govindan et al. 2013 und Shen et al. 2019 verwiesen.

Ein **Flexibilitätsvertrag** (Flexibility Contract) ermöglicht in einfachster Ausführung die Anpassung bestimmter Parameter an veränderte Umweltzustände. So kann beispielsweise der Lieferant dem Abnehmer einen Korridor vorgeben, innerhalb dessen eine Anpassung der Nachfragemenge nach Realisierung ungewisser Umweltzustände erfolgen darf (vgl. Shen et al. 2019, S. 4899). In der Literatur werden meist Mengenflexibilitätsverträge untersucht, bei denen der Lieferant den Abnehmer für unverkaufte Mengen nach Abschluss einer Periode mit stochastischer Nachfrage entschädigt (vgl. Govindan et al. 2013, S. 323).

In der Energiewirtschaft gewähren mit Ausnahme der Fahrplanlieferung alle üblichen Stromlieferverträge (vgl. Abschnitt 2.1.1) eine Mengenflexibilität. Auch im Falle einer Unterschreitung oder Überschreitung der prognostizierten Energiebezugsmenge kann der Abnehmer den Strom weiterhin zu den vereinbarten Konditionen beziehen, sofern sich die jährlich summierte Abnahmemenge innerhalb eines Toleranzbandes befindet (vgl. Schumacher und Würfel 2015, S. 54–55).

Bei einem **Verpflichtungsvertrag** (Commitment Contract) verpflichtet sich ein Vertragspartner zur Einhaltung eines vereinbarten Parameters wie einer bestimmten Abnahmemenge, eines (Maximal)Preises oder einer Lieferzeit (vgl. Shen et al. 2019, S. 4905–

4906). So kann ein Lieferant beispielsweise das Preisrisiko des Abnehmers durch Garantie eines Maximalpreises verringern. Dies kann für den Abnehmer einen Anreiz zur Bestellung einer größeren Menge darstellen.

In der Energiewirtschaft stellt eine *Take-or-Pay-Klausel* einen Mengenverpflichtungsvertrag dar. Hier muss der Abnehmer im Falle der Unterschreitung einer vereinbarten jährlichen Bezugsmenge diese dennoch bezahlen. Derartige Regelungen sind im Bereich der Gasbelieferung häufig vorzufinden (vgl. Konstantin 2007, S. 61), in der Strombelieferung hingegen finden sie nur selten Anwendung (vgl. Schumacher und Würfel 2015, S. 56). Der Lieferant transferiert auf diesem Wege einen Teil seines Mengenrisikos auf den Abnehmer.

Bei einem **Teilungsvertrag** (Sharing Contract) vereinbaren die Vertragspartner eine Regel zur Aufteilung des im Rahmen der Zusammenarbeit erzielten Umsatzes oder Gewinns (vgl. Shen et al. 2019, S. 4904–4905). Häufig wird in der Literatur ein Umsatzteilungsvertrag untersucht, bei dem der Abnehmer einen verringerten Großhandelspreis zahlt und im Gegenzug einen festen Anteil seiner Erlöse an den Lieferanten abtritt (vgl. Govindan et al. 2013, S. 322). In einem energiewirtschaftlichen Anwendungsfall untersuchen Xing et al. die Robustheit eines derartigen Vertrags zur Durchsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen in China. Sie kommen zu dem Schluss, dass unter der Annahme eines moralischen Risikos aufgrund asymmetrischer Informationsverteilung dieser Anreizvertrag keine ausreichende Koordinationswirkung mehr entfalten kann. Es werden Überwachungsmechanismen zur Flankierung dieses Vertrags vorgeschlagen (vgl. Xing et al. 2016, S. 730).

Auch bei flexibilitätsorientierten Stromlieferverträgen muss grundsätzlich von einer bilateral asymmetrischen Informationsverteilung zwischen dem Lieferanten und Abnehmer ausgegangen werden. Der Stromlieferant hat einen Informationsvorsprung bezüglich der Entwicklung der kurzfristigen Strompreise, das Industrieunternehmen hat einen Informationsvorsprung bezüglich der technisch verfügbaren flexiblen Energiemenge. Somit muss die Existenz von Koordinationsproblemen wie moralische Risiken angenommen werden.

Da die meisten Vertragsmodelle im Rahmen der vertragsbasierten Supply-Chain-Koordination unter der Annahme symmetrischer Information untersucht werden, lassen sich keine Aussagen zu deren Koordinationswirkung im Kontext der flexibilitätsorientierten Strombelieferung übertragen. Die oben vorgestellten Vertragstypen können jedoch einen Anhaltspunkt bei der Entwicklung von Anreizmechanismen geben, die die Koordination zwischen dem Stromlieferanten und -abnehmer verbessern können.

3.3 Tarife mit flexiblen Arbeitspreisen in Forschung und Praxis

Der Einsatz flexibler Stromtarife geht auf die 1970er Jahre zurück, in denen die Ölpreiskrisen von 1973 und 1979 einen Anstieg der Energiepreise und Stromgestehungskosten verursachten. In diesem Zeitraum wurden in den USA erstmals zeitvariable Tarife erprobt, um deren Eignung zur Nachfragesteuerung zu untersuchen. Das Ziel lag in der Abwendung von neuen Kraftwerksbauten in Zeiten hoher Unsicherheiten über die Preisentwicklung fossiler Brennstoffe (vgl. World Bank 2005, S. 9). In den folgenden Jahrzehnten schwankte das

Interesse an flexiblen Tarifen in Abhängigkeit systemischer und regulatorischer Neuerungen. Durchsetzen konnten sich in Nordamerika und in Europa bisweilen vor allem Maßnahmen, die das Ziel eines kurzfristigen Lastabwurfs in Zeiten einer hohen Kraftwerks- oder Netzauslastung verfolgen (vgl. Roon und Gobmaier 2010, S. 4–7). Trotz der unterschiedlichen Zielsetzung können bestimmte Erkenntnisse aus dem Einsatz preisbasierter Mechanismen in diesem Forschungsvorhaben genutzt werden. Zentrale Erkenntnisse werden im Folgenden zusammengefasst.

Im Gegensatz zu anreizbasierten Demand-Response-Mechanismen wie dem Einsatz von Regelleistung oder der AbLaV in Deutschland (vgl. Abschnitt 2.1.2 und 2.2) sehen preisbasierte Mechanismen eine Steuerung der Stromnachfrage auf der Grundlage zeitvariabler Arbeitspreise vor. In Abhängigkeit der zeitlichen Dynamik kann zwischen *Time-Of-Use*-, *Critical-Peak-Pricing*-, *Peak-Time-Rebate*- und *Real-Time-Pricing*-Tarifen unterschieden werden.

Ein **Time-Of-Use-Tarif** (TOU) sieht die vertragliche Fixierung starrer Zeitblöcke in Abhängigkeit von Tageszeiten und Wochentagen vor. Auf diesem Weg kann ein Anreiz zur Lastverschiebung in typischerweise günstigere Stunden gesetzt werden (so auch Su 2007, S. 41 und World Bank 2005, S. 22–25). Eine Analogie stellt der Handel mit Base- und Peakloadprodukten an den Terminmärkten (vgl. Abschnitt 2.1.2) dar. Beide Mechanismen erlauben eine Reaktion auf langfristig prognostizierbare Preisschwankungen.

In Deutschland bieten Stromversorger für private Haushalte schon seit Jahrzehnten HT/NT-Tarife mit zwei unterschiedlichen Preisstufen an (Hochtarif tagsüber, Niedertarif nachts und am Wochenende) (vgl. Nabe et al. 2009, S. 18; Hayn 2016, S. 47). Diese zweistufigen Tarife sind jedoch zur besseren Auslastung von Grundlastkraftwerken wie Braunkohle- und Atomkraftwerken ausgelegt. Unter dem Gesichtspunkt des in Deutschland beschlossenen Atom- und Kohleausstiegs ist deren heutige Eignung aus ökonomischer wie technischer Perspektive in Frage zu stellen. Time-Of-Use-Tarife mit einer höheren zeitlichen Auflösung (z.B. in Stundenblöcken) könnten jedoch auch beim vermehrten Einsatz erneuerbarer Energien vorteilhaft sein.

Der **Critical-Peak-Pricing-Tarif** (CPP) stellt eine dynamische Erweiterung des Time-Of-Use-Tarifs dar. Hier wird eine Zahl von Stunden oder Tagen im Jahr festgelegt, in denen statt der üblichen Preisblöcke um ein Vielfaches höhere Arbeitspreise berechnet werden (so auch Su 2007, S. 41). Da die Höhe aller Preisstufen sowie die Anzahl kritischer Preisereignisse kontrahiert wird, bleibt für den Verbraucher eine hohe Transparenz bei der Abschätzung seiner jährlichen Strombezugskosten bestehen (vgl. Nabe et al. 2009, S. 60). Aus Systemperspektive ermöglichen diese Tarife eine Reaktion auf Spitzenlastsituationen, in denen die Versorgungssicherheit gefährdet ist. In Frankreich kommt es aufgrund weit verbreiteter elektrischer Heizsysteme insbesondere an kalten Wintertagen zu derartigen Spitzenlastsituationen (vgl. Eid et al. 2016, S. 21). Schon seit 1993 bietet das staatliche französische Stromversorgungsunternehmen EDF einen CPP-Tarif für Haushaltskunden an, in dem eine feste Zahl von Tagen mit unterschiedlich hohen Peak- und Off-Peak-Preisen

definiert wird. Am Vortag werden Verbraucher über die Tageskategorie informiert, um Anpassungen vornehmen zu können (vgl. World Bank 2005, S. 26).

Ein **Peak-Time-Rebate-Tarif** (PTR) beschreibt die inverse Anwendung eines Critical-Peak-Pricing-Tarifs, bei dem der Stromverbraucher an einem zuvor kommunizierten kritischen Preisevent für eine Reduktion seines Energieverbrauchs vergütet wird. Um die Reduktion des Energieverbrauchs quantifizieren zu können, muss ein generischer Referenzlastgang genutzt werden (*Baseline*)²⁴ (vgl. Hu et al. 2015, S. 744). Mohajeryami et al. kommen in einem Vergleich von CPP- und PTR-Tarifen zu dem Schluss, dass die Verlustaversion von Stromverbrauchern einen Einfluss auf die Optimalität der Tarifmodelle hat. Da Verluste in Form von Mehrkosten schwerer wiegen als Erlöse der Vergütung, sind PTR-Tarife unter der Annahme von Verlustaversion weniger effizient in der Steuerung der Nachfrage als CPP-Tarife (vgl. Mohajeryami et al. 2015, S. 5).

Real-Time-Pricing-Tarife (RTP) besitzen die höchste Dynamik und geringste zeitliche Granularität²⁵ der vorgestellten Tarifmodelle. Sie können Signale kurzfristiger Angebots- und Nachfrageschwankungen an die Kunden weitergeben (vgl. Steriotis et al. 2018, S. 2), beispielsweise durch eine Orientierung des Tarifs an Spotmarktpreisen. Die Höhe der dynamischen Arbeitspreise wird zu einem vertraglich definierten Zeitpunkt vor der Lieferung an den Verbraucher übermittelt, üblicherweise am Vortag oder eine Stunde vor Lieferung (vgl. Su 2007, S. 41). Aufgrund geringer Vorankündigungszeiten und Granularitäten sind die Anforderungen an die Kommunikations-, Steuerungs- und Messinfrastruktur höher als bei den zuvor vorgestellten Tarifmodellen (so auch Hu et al. 2015, S. 744). Viele Industrieunternehmen können in diesem Zusammenhang jedoch auf bestehende Systeme, wie etwa die RLM zur Messung und Übermittlung der viertelstundengenauen Verbrauchsdaten in Deutschland, zurückgreifen.

Die meisten Erfahrungen mit RTP-Tarifen wurden bisher in den USA gesammelt. So führte der Energieversorger Georgia Power bereits 1992 einen Tarif mit zeitvariablen Arbeitspreisen für Industrieunternehmen ein, der in veränderter Form auch aktuell verfügbar ist. Hier wird ein auf Vergangenheitsdaten beruhender generischer Lastgang in stündlicher Auflösung prognostiziert und vertraglich festgeschrieben. Eine Unter- oder Überschreitung dieses Lastgangs wird zu stündlich variablen Preisen vergütet beziehungsweise in Rechnung gestellt. Die Preise werden am Vortag (16:00 Uhr) prognostiziert und am Liefertag jeweils eine Stunde vor Lieferung verkündet (vgl. World Bank 2005, S. 32–35; vgl. Georgia Power 2020b, S. 1–5). Um das Preisrisiko des Industrieunternehmens zu reduzieren, wird auch ein Tarif mit Festlegung der Abrechnungspreise am Vortag angeboten (vgl. Georgia Power 2020a, S. 1).

Durch die Kontrahierung des Referenzlastgangs orientieren sich die RTP-Tarife von Georgia Power am Abrechnungsmechanismus eines PTR-Tarifs: Während der Referenzlastgang zu Festpreisen abgerechnet wird, werden alle Abweichungen von diesem zu den variablen Preisen verrechnet. Die Quantifizierung des Flexibilitätseinsatzes auf der Grundlage eines

²⁴ Dieser Mechanismus wird in Abschnitt 4.2.1 erläutert.

²⁵ Unter zeitlicher Granularität wird im Zusammenhang flexibler Tarife die Länge der Preisintervalle verstanden.

Referenzlastgangs ist jedoch stets mit Ungenauigkeiten verbunden. Die Auswirkungen variabler Preisparameter auf den Lastgang können nicht trennscharf von denen anderer Umweltparameter (z.B. Temperatur) abgegrenzt werden (vgl. Mathieu et al. 2011, S. 4336–4339). Diese Informationsasymmetrie kann zu einem moralischen Risiko führen.

Eine begrenzte Zahl von Untersuchungen analysiert Koordinationsprobleme im Bereich der preisbasierten Demand Response mit den in Abschnitt 3.1 und 3.2 vorgestellten Instrumenten. Dabei werden jedoch stets von dieser Problemstellung abweichende Perspektiven eingenommen. Beispielsweise untersuchen Ramos et al. (2013) Screening-Mechanismen zur Überwindung von Informationsasymmetrien bezüglich der Bereitstellungskosten der Energieflexibilität aus der Perspektive eines Marktbetreibers. Yu et al. (2015) untersuchen aus selbiger Perspektive die proaktive Abgabe eines preisabhängigen Nachfragegebots der Endverbraucher als Alternative zur Übermittlung variabler Preise durch den Versorger. Dabei kommen sie zu dem Schluss, dass ein Nachfragegebot gegenüber einer durch den Versorger übermittelten Preiszeitreihe zu einer höheren Markteffizienz führt. Die mit diesem Mechanismus einhergehenden Implementierungskosten und das Opportunismuspotenzial bei der Gebotsabgabe bleiben jedoch unberücksichtigt (vgl. Yu et al. 2015, S. 1305).

Aïd et al. (2019) machen darauf aufmerksam, dass das Problem des moralischen Risikos aufgrund verdeckter Informationen eine zentrale Herausforderung bei Demand-Response-Programmen darstellt, in der Forschung jedoch weitestgehend unbeachtet bleibt (vgl. Aïd et al. 2019, S. 2). In einem mathematischen Modell entwickeln sie einen Anreizvertrag für Haushalte, der die Vergütung der Lastverschiebung an die Konsistenz der Nachfragereaktion knüpft. Die praktische Anwendbarkeit dieses Vertrags ist aufgrund einer Vielzahl vereinfachender Annahmen²⁶ und der Komplexität der Preisbestimmung anzuzweifeln.

3.4 Zwischenfazit

Die Untersuchung bestehender flexibler Tarifmodelle liefert ein Grundgerüst zur Einordnung und Gestaltung verschiedener Vertragsmodelle. Flexible Vertragsmodelle können anhand ihrer Dynamik und Abrechnungsmechanismen eingeordnet werden (TOU, CPP, PTR, RTP). In diesem Zusammenhang bleibt die Analyse von Koordinationsproblemen und die vertragliche Ausgestaltung von Koordinationsmechanismen jedoch weitestgehend unberücksichtigt. Es existieren bisweilen nur wenige Ansätze zur Untersuchung von Koordinationsproblemen im Bereich der preisbasierten Demand Response. Deren Ergebnisse sind aufgrund abweichender Perspektiven und Zielsetzungen nicht auf die vorliegende Problemstellung übertragbar.

Die Neue Institutionenökonomik liefert ein Instrument zur Analyse von Koordinationsproblemen. So können auch Vertragsbeziehungen im Rahmen einer flexiblen Stromlieferung auf die Präsenz adverser Selektion, opportunistischen Verhaltens, eines Hold-Up-Risikos oder eines moralischen Risikos untersucht werden. Die Definition opportunistischen Verhaltens

²⁶ So werden beispielsweise konstante Grenzkosten auf Erzeuger- und Verbraucherseite angenommen (vgl. Aïd et al. 2019, S. 3).

nach Williamson unterstellt den Vertragspartnern die beobachtbare Eigennutzmaximierung unter Zuhilfenahme von List. Diese Annahme kann im Bereich einer Vertragsbeziehung zwischen einem Stromlieferanten und -abnehmer nicht grundsätzlich getroffen werden.²⁷ Dennoch kann das institutionenökonomische Grundgerüst zur Lösung vertraglicher Koordinationsprobleme übernommen werden. Dieses sieht insbesondere Anreiz- und Überwachungslösungen vor. Eine Lösung durch vertikale Integration hingegen wird der vorliegenden Problemstellung nicht gerecht, da von einer vertragsbasierten Koordination unabhängiger Akteure ausgegangen wird. Für die Konzeption eines Bewertungsansatzes liefert die Transaktionskostentheorie wichtige Grundlagen.

Die Forschung zur vertragsbasierten Supply-Chain-Koordination trifft mehrere Grundannahmen, die im vorliegenden Zusammenhang nicht valide sind. Meist wird von einer symmetrischen Informationsverteilung zwischen dem Lieferanten und Abnehmer ausgegangen. Außerdem wird üblicherweise der Handel mit Zwischen- oder Endprodukten der industriellen Produktion zur Optimierung der Liefermenge untersucht.²⁸ Folglich wird von einer Lagerbarkeit der Produkte während der meist Monate andauernden Verkaufsperiode ausgegangen. Im Kontext der flexiblen Stromlieferung ist der Wert des gehandelten Produktes (Strom bzw. Energieflexibilität) stark von dem Zeitpunkt der Lieferung abhängig. Das Produkt ist nicht speicherbar. Das Koordinationsziel eines flexibilitätsorientierten Stromlieferungsvertrags liegt somit in der Vereinbarung und Einhaltung des optimalen Lieferzeitpunktes der Energieflexibilität unter asymmetrischer Information und Unsicherheit. Aufgrund dieser Unterschiede können die Anreizmechanismen aus diesem Forschungszweig nur ein Grundgerüst zur Entwicklung problemspezifischer Mechanismen bieten. Hier können insbesondere Flexibilitäts-, Verpflichtungs- und Teilungsverträge als Grundlage dienen.

Abbildung 6 fasst zentrale Instrumente aus der theoretischen Literaturanalyse zusammen, die im Rahmen der Systematisierung und komparativen Analyse flexibilitätsorientierter Stromvertragsmodelle genutzt werden können. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass neben den theoretisch-methodischen auch problemspezifische Ansätze in den Kapiteln 4 und 5 vonnöten sind. Diese werden unter Einbeziehung der Ergebnisse qualitativer Expertengespräche selbstständig entwickelt. Interne Expertengespräche finden im Zeitraum von November 2019 bis März 2020 auf wöchentlicher Basis mit dem Kooperationspartner ÖKOTEC statt. Ergänzend werden externe Experten bei Stromlieferanten und -abnehmern befragt.²⁹

²⁷ Dies liegt auch in der geringen Irreversibilität von Stromlieferverträgen begründet. Im Falle opportunistischen Verhaltens könnte die andere Partei das Vertragsverhältnis schnell beenden.

²⁸ In einem der wenigen energiewirtschaftlichen Anwendungsfälle untersuchen Oliveira et al. 2013 die Koordinationsaktivität zwischen Erzeugern und Versorgern auf Großhandelsmärkten.

²⁹ Die Fragebögen der externen Experteninterviews befinden sich im Anhang

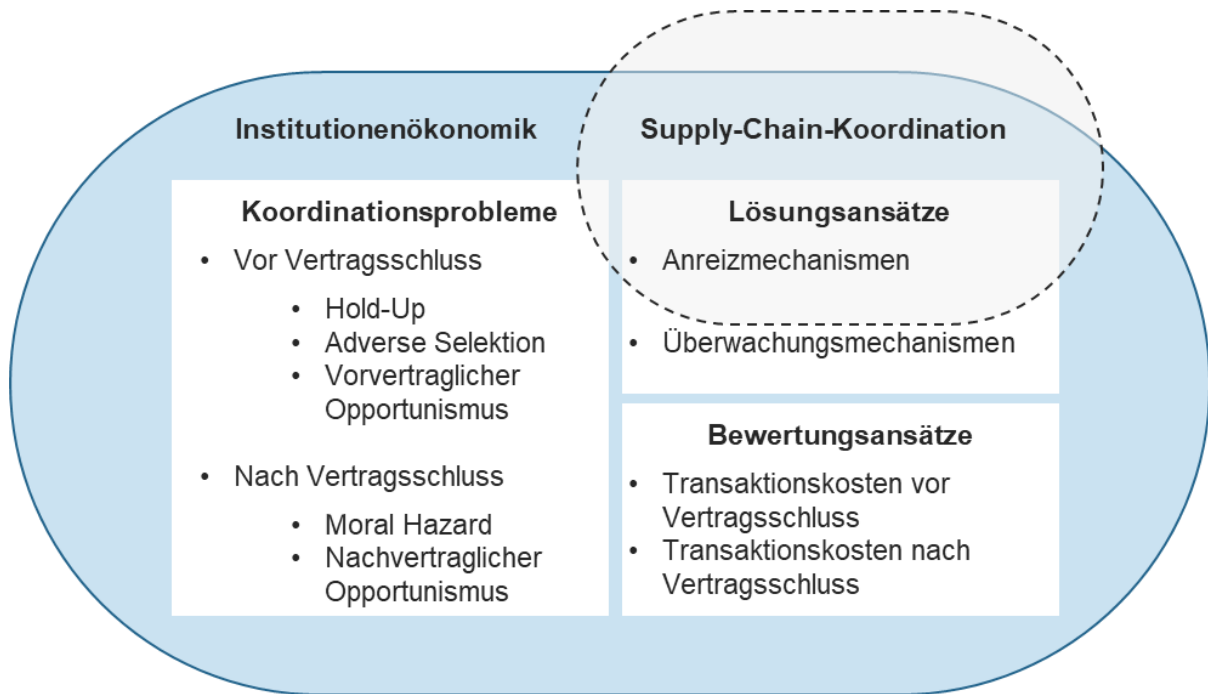


Abbildung 6: Zusammenfassung theoretischer Instrumente zur Analyse von Koordinationsproblemen

(Quelle: Eigene Darstellung)

4. Systematisierung flexibilitätsorientierter Strombeschaffungsmodelle

In diesem Kapitel erfolgt eine Systematisierung flexibilitätsorientierter Strombeschaffungsmodelle. Vor diesem Hintergrund werden praktische Erkenntnisse aus iterativen Expertengesprächen mit Analyseansätzen aus der Institutionenökonomik und insbesondere der vertragsbasierten Supply-Chain-Koordination (vgl. Abschnitt 3.2) verknüpft. Das Ziel liegt in der Erarbeitung und systematischen Vorstellung von Koordinationsmodellen und -mechanismen, die den praktischen Anforderungen an die Koordinationsaktivität zwischen dem Lieferanten und Abnehmer (vgl. Abschnitt 2.3) gerecht werden. In Abschnitt 4.1 werden zunächst vier Grundmodelle der Koordination erarbeitet. Anschließend werden in Abschnitt 4.2 ergänzende Mechanismen zur Risiko-, Erlös- und Fahrplankoordination vorgestellt.

4.1 Systematisierung von Koordinationsmodellen

Eine zentrale Herausforderung bei der Gestaltung flexibilitätsorientierter Stromvertragsmodelle stellt die bilateral asymmetrische Informationsverteilung zwischen dem Lieferanten und Abnehmer dar. Der Lieferant verfügt über Kompetenzen im Stromhandel und kann durch eine Prognostizierung der Preisentwicklung eine informierte Entscheidung zur bestmöglichen Vermarktungsstrategie der Energieflexibilität treffen. Bei der Ermittlung des Marktwertes der Energieflexibilität verfügt er folglich über einen Informationsvorsprung. Das Industrieunternehmen hingegen kann durch Kenntnis aller Produktionsparameter die Kosten der Bereitstellung von Energieflexibilität bestmöglich ermitteln. Unter Annahme einer

konstanten Produktionsmenge im Planungszeitraum hat es zudem Kenntnis über die verfügbare flexible Energiemenge.³⁰ Eine Entscheidung über den optimalen Einsatz der Energieflexibilität im Zeitverlauf kann nur unter Synthese dieser Informationen getroffen werden.

Die Länge des Planungshorizonts der Ablaufplanung hat einen maßgeblichen Einfluss auf die Vermarktbarkeit der Energieflexibilität. Je kurzfristiger die Reaktion auf Marktsignale erfolgen kann, desto größer ist das Erlöspotential. Dies gilt insbesondere auf dem Intraday-Markt, auf dem eine Preisprognose üblicherweise unter Zuhilfenahme aller Ergebnisse der letzten drei Handelsstunden vor Lieferung erfolgt (ID3-Preisindex). Allerdings steigen die Transaktionskosten mit abnehmender Länge des Planungshorizonts. Die produktionstechnischen Lastganganpassungen werden erschwert und die Koordination zwischen dem Lieferanten und Unternehmen wird aufwendiger. In der Praxis hat sich ein Planungshorizont von einem Tag als vorteilhaft erwiesen, da die Optimierung der Ablaufplanung dann bereits am Vortag der Produktion durchgeführt werden kann. Dies schließt die Option nachträglicher Fahrplananpassungen jedoch nicht grundsätzlich aus.

Basierend auf obigen Grundüberlegungen wird ein Schema zur Systematisierung flexibilitätsfördernder Stromvertragsmodelle entwickelt, das in Abbildung 7 dargestellt ist. Dabei werden vier Grundmodelle zur Koordination vorgestellt. In jedem Grundmodell wird der notwendige Informationsaustausch zwischen dem Stromlieferanten und Industrieunternehmen dargestellt. Es wird zwischen dem Informationsaustausch vor und nach Bestimmung des optimalen Fahrplans unterschieden. Die Koordination kann durch die Übermittlung von Preiszeitreihen durch den Stromlieferanten (links) oder durch die Übermittlung von flexiblen Energiebezugsmengen durch das Industrieunternehmen (rechts) erfolgen. Außerdem wird in der Systematisierung unterschieden, ob die für die Abrechnung relevante Preisinformation schon vor (oben) oder erst nach (unten) der Bestimmung des optimalen Fahrplans festgelegt wird.

³⁰ Nach Aussage eines Experten (ÖKOTEC) ist die Annahme von Energiemengenneutralität in der Praxis plausibel. Die Kosten einer Über- bzw. Unterproduktion werden stets höher sein als das Erlöspotential der dadurch gewonnenen Energieflexibilität. Energetische Wirkungsgradverluste aufgrund von Lastganganpassungen werden vernachlässigt.

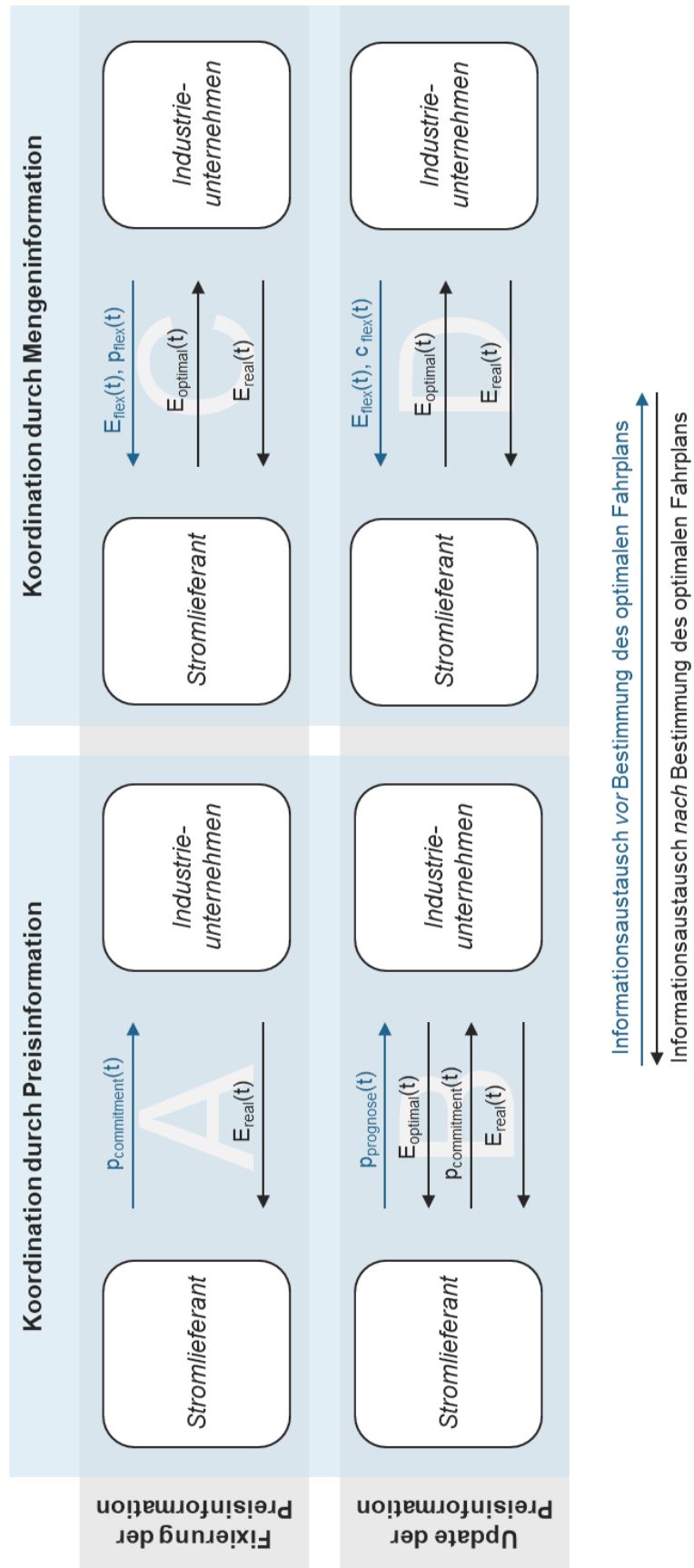


Abbildung 7: Schema zur Systematisierung flexibilitätsorientierter Stromvertragsmodelle (Quelle: Eigene Darstellung)

Grundmodell A (oben links) sieht vor Beginn des Planungshorizonts eine einseitige Übermittlung von Preisinformationen von dem Stromlieferanten an das Industrieunternehmen vor. Dabei sichert der Stromversorger das Unternehmen durch eine Garantie der übermittelten Preise gegen Marktpreisrisiken ab (Price Commitment). Auf dieser Basis führt das Unternehmen die Ablaufplanung durch. Der optimale Fahrplan wird nicht an den Stromlieferanten übermittelt. Erst nach Ende der Produktionsperiode wird der reale Lastgang an den Stromlieferanten übermittelt, der als Grundlage für die Abrechnung dient. Der Stromlieferant muss die Nachfrageelastizität des Industrieunternehmens schätzen, um sein Preis- und Mengenrisiko gegenüber der Festpreislieferung reduzieren zu können. Dieses Koordinationsmodell bietet derzeit meist die Grundlage für TOU-, CPP- und PTR-Tarife (vgl. Abschnitt 3.3).

Grundmodell B (unten links) sieht eine Optimierung der Ablaufplanung durch das Industrieunternehmen auf der Grundlage von Preisprognosen durch den Stromlieferanten vor. Aufgrund der Annahme einer festgelegten Produktionsmenge im Optimierungszeitraum wird der Einsatz der Energieflexibilität im Optimierungsmodell durch die relativen Preise determiniert. Solange die Rangordnung der einzelnen Preis-Zeit-Blöcke durch den Lieferanten richtig prognostiziert wird, ermittelt das Industrieunternehmen den optimalen Fahrplan. Dieser wird im Anschluss an den Stromlieferanten übermittelt. Auf Grundlage des Fahrplans kann der Stromlieferant die bereitgestellte Energieflexibilität kurzfristig an der Börse veräußern (verringertes Energiebezug aufgrund relativ hoher Preise) oder einkaufen (gesteigerter Energiebezug aufgrund relativ niedriger Preise). Die Ergebnisse des Börsenhandels übermittelt der Stromversorger an das Industrieunternehmen (Price Commitment), welches daraufhin ggf. noch kurzfristige Fahrplananpassungen vornehmen kann. Nach Ende der Produktionsperiode übermittelt das Unternehmen den realen Lastgang an den Stromlieferanten, auf dessen Grundlage die Abrechnung erfolgt.

Grundmodell C (oben rechts) sieht die Abgabe eines Flexibilitätsgebots durch das Industrieunternehmen vor. Das Gebot verknüpft die Information über die maximale bzw. minimale Leistungsaufnahme je Intervall mit einem festgelegten Preis des Flexibilitätseinsatzes. Vereinfachend wird auch hier von Energiemengenneutralität ausgegangen; die summierte Energiebezugsmenge aller Intervalle des Planungshorizonts ist folglich konstant. Auf dieser Grundlage handelt der Stromlieferant die Energieflexibilität ähnlich wie den Einsatz flexibler Erzeugungsanlagen am Spotmarkt (Portfoliomanagement). In Abhängigkeit des Gebotspreises kann der Lieferant über die Nutzung der Energieflexibilität entscheiden. Zu einem festgelegten Zeitpunkt vor Beginn des Planungszeitraums erhält das Unternehmen den optimalen Fahrplan durch den Stromlieferanten. Nach Ende der Produktionsperiode übermittelt es den realen Lastgang. Falls dieser nur geringfügig von dem optimalen Lastgang abweicht, wird dem Industrieunternehmen der Gebotspreis der Energieflexibilität gutgeschrieben. Dieses Auktionsmodell (Pay-As-Bid) kann folglich mit der Koordination des kontinuierlichen Intraday-Handels verglichen werden.

Grundmodell D (unten rechts) sieht als koordinierende Aktivität ähnlich wie Grundmodell C ein Flexibilitätsgebot des Industrieunternehmens vor. Im Gegensatz zum vorherigen Modell

wird jedoch der Flexibilitätskorridor (minimale und maximale Leistungsaufnahme je Intervall) mit den Grenzkosten der Energieflexibilität verknüpft.³¹ Sofern die erwarteten Vermarktungserlöse des Lieferanten über den Grenzkosten der Flexibilitätsbereitstellung liegen, handelt er die Flexibilitäten auf dem Spotmarkt. Auch hier übermittelt der Stromlieferant den optimalen Fahrplan mit einer definierten Vorlaufzeit an das Unternehmen. Falls der reale Lastgang des Unternehmens nur geringfügig vom optimalen Fahrplan abweicht, erfolgt die Abrechnung auf der Grundlage eines Börsenpreisindizes (Day-Ahead-Preise bzw. Intraday-Index wie ID3). Im Gegensatz zu Grundmodell C ist die Höhe der Vergütung in diesem Modell erst nach Realisierung der Börsenpreise bekannt.

4.2 Systematisierung ergänzender Koordinationsmechanismen

Die zuvor vorgestellten Grundmodelle der Koordination erlauben eine erste Einordnung verschiedener Vertragsmodelle, geben jedoch keine Auskunft über die genaue Ausgestaltung von Koordinationsmechanismen. Im Folgenden werden Mechanismen zur Risikokoordination (Abschnitt 4.2.1), Erlösordination (Abschnitt 4.2.2) und Fahrplankoordination (Abschnitt 4.2.3) vorgestellt, die sich an den in Abschnitt 3.2.2 vorgestellten Vertragsmodellen im Supply Chain Management orientieren.

4.2.1 Mechanismen zur Begrenzung von Preisrisiken

Die im vorigen Abschnitt (4.1) dargestellten Koordinationsmodelle reduzieren das marktseitige Mengen- und Preisrisiko des Stromlieferanten, da Marktsignale in das Optimierungskalkül des Industrieunternehmens mit einbezogen werden. Somit kann der Stromlieferant das Verhalten des Unternehmens besser prognostizieren und seinen Bilanzkreis leichter ausgleichen. Allerdings wird das Marktpreisrisiko nicht vermieden, sondern vielmehr auf das Industrieunternehmen abgewälzt.

Um mit einer Festpreislieferung konkurrieren zu können, muss ein flexibler Stromtarif das Marktpreisrisiko für den Abnehmer effektiv begrenzen. Hierfür bietet sich eine Kontrahierung von Preisen oder Lastgängen an. Diese Mechanismen orientieren sich an Preisverpflichtungsverträgen (Preiskontrahierung) beziehungsweise Mengenverpflichtungsverträgen (Lastgangkontrahierung) im Bereich der vertragsbasierten Supply-Chain-Koordination (Abschnitt 3.2.2).

Eine **vertragliche Festlegung von Preisen** kann im Grundmodell A das abnehmerseitige Marktpreisrisiko reduzieren und gleichzeitig mehr Planungssicherheit und Transparenz schaffen. Der Versorger kann in Absprache mit dem Abnehmer tägliche Preisblöcke unterschiedlicher Länge definieren, um typische Preismuster, beispielsweise auf dem Day-Ahead-Markt, abzubilden. Der so entstehende Time-Of-Use-Tarif kann beispielsweise saisonale Schwankungen der Erzeugungssituation erneuerbarer Energien berücksichtigen oder typische Muster unterschiedlicher Wochentage abbilden. Hierdurch geht allerdings die

³¹ In bestimmten Anwendungsfällen ist davon auszugehen, dass die Lastverschiebung annähernd kostenneutral ist (bspw. Laden und Entladen von Batteriespeichern), sodass auf die Angabe der Grenzkosten verzichtet werden kann.

kurzfristige Anpassungsmöglichkeit an Spotmarktentwicklungen verloren. Da die Auswirkungen der Energiewende primär kurzfristige Marktpreisschwankungen bewirken (vgl. Abschnitt 2.2), wird von einem begrenzten Einsparungspotenzial ausgegangen.³²

In Abbildung 8 wird ein exemplarischer TOU-Tarif mit acht täglichen Preisblöcken dargestellt, der auf Grundlage vergangener Day-Ahead-Preisverläufe (EPEX Spot) des Jahres 2019 entwickelt wurde. Ein fiktiver Lastgang des Unternehmens sowie eine Marge des Stromlieferanten von 10% wurden bei der Entwicklung berücksichtigt.³³

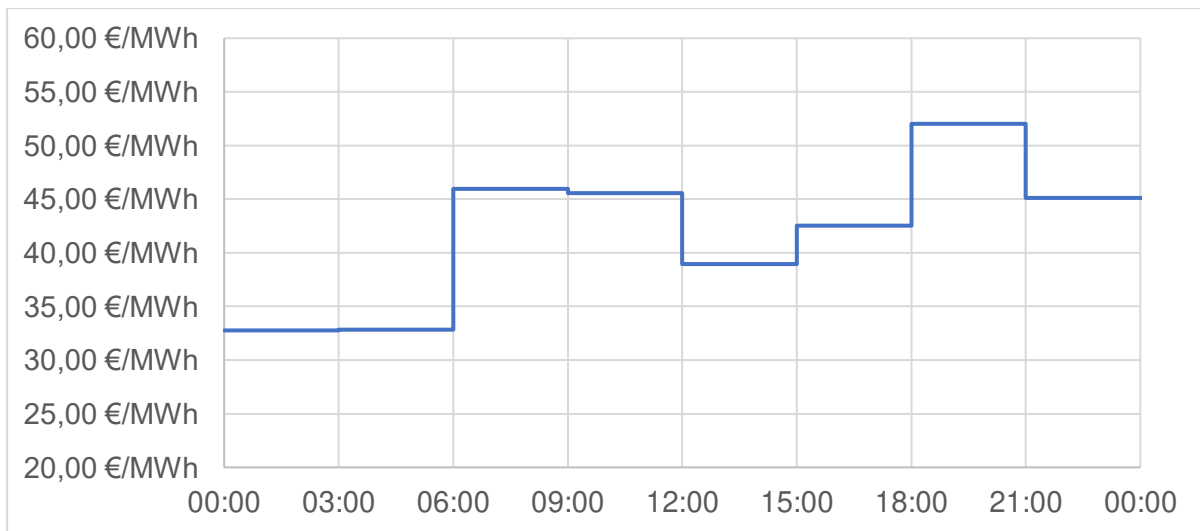


Abbildung 8: Täglicher Preisverlauf eines exemplarischen TOU-Tarifs
(Quelle: Eigene Darstellung)

Die **vertragliche Festlegung von Maximalpreisen** bietet im Fall einer Koordination durch Preisinformation (Grundmodell A und B) eine Möglichkeit zur Reduktion des Marktpreisrisikos für das Industrieunternehmen, ohne auf die Nutzung kurzfristiger Marktsignale zu verzichten. Sollte das Marktpreissignal eines Intervalls über der vertraglich definierten Preisobergrenze liegen, übermittelt der Stromlieferant lediglich die Preisobergrenze an den Kunden. Das restliche Marktpreisrisiko trägt der Lieferant, der es wiederum durch komplexe Terminmarktprodukte auf andere Handelspartner abwälzen kann. So führte beispielsweise im Jahre 2015 die EEX AG zeitweise den Handel mit Caps und Floors ein, welche Intraday-Preisschwankungen durch eine Ober- bzw. Untergrenze absichern (vgl. Ecofys 2016, S. 34; eex group 2017, S. 1).³⁴

Je nach Höhe des festgelegten Maximalpreises schwankt die Anreizwirkung zu einem energieflexiblen Verhalten des Industrieunternehmens und folglich auch das

³² Ein Experte aus der Vertriebsabteilung eines Stromversorgers geht von einem maximalen Einsparungspotenzial von 10% bei stündlich festgelegten Preisen unter optimalen Voraussetzungen aus. Bei einem begrenzten Anteil flexibler Lasten am Gesamtverbrauch dürfte die tatsächliche Einsparung deutlich geringer ausfallen.

³³ Es wird lediglich der vom Lieferanten beeinflussbare Anteil des Arbeitspreises berücksichtigt. Die zugrundeliegenden Daten und Annahmen befinden sich im Anhang.

³⁴ Dieses Produkt ist momentan (Stand Januar 2020) nicht (mehr) handelbar.

Einsparungspotenzial.³⁵ So kann ein kundenspezifischer Kompromiss zwischen Erlösen und Risiken durch einen relativ leicht implementierbaren Koordinationsmechanismus erreicht werden. Bei Grundmodell B muss beachtet werden, dass der ex-post realisierte Preisverlauf im Normalfall nicht mit der zuvor übermittelten Preisprognose übereinstimmt. Um das Preisrisiko des Unternehmens dennoch zu begrenzen, kann zu einem festgelegten Zeitpunkt eine Preisgarantie (Price Commitment) durch den Lieferanten erfolgen. Sollten die tatsächlich realisierten Preise die Ersparnisse des Unternehmens gegenüber der Preisgarantie reduzieren, wird zu letzteren Preisen abgerechnet.

In Abbildung 9 wird exemplarisch der Verlauf einer RTP-Prognose mit stündlicher Granularität und einem Maximalpreis von 40 €/MWh dargestellt. Bei der Entwicklung wurden die ID3-Indexpreise (EPEX Spot Intraday) für Stundengebote am 01.09.2019 zugrunde gelegt.³⁶ Eine zufällige Prognoseabweichung sowie eine Marge des Lieferanten von 30% wurden berücksichtigt. Dieser Koordinationsmechanismus lässt bei allen Preisen unterhalb der Preisobergrenze starke zwischentägige Schwankungen zu.

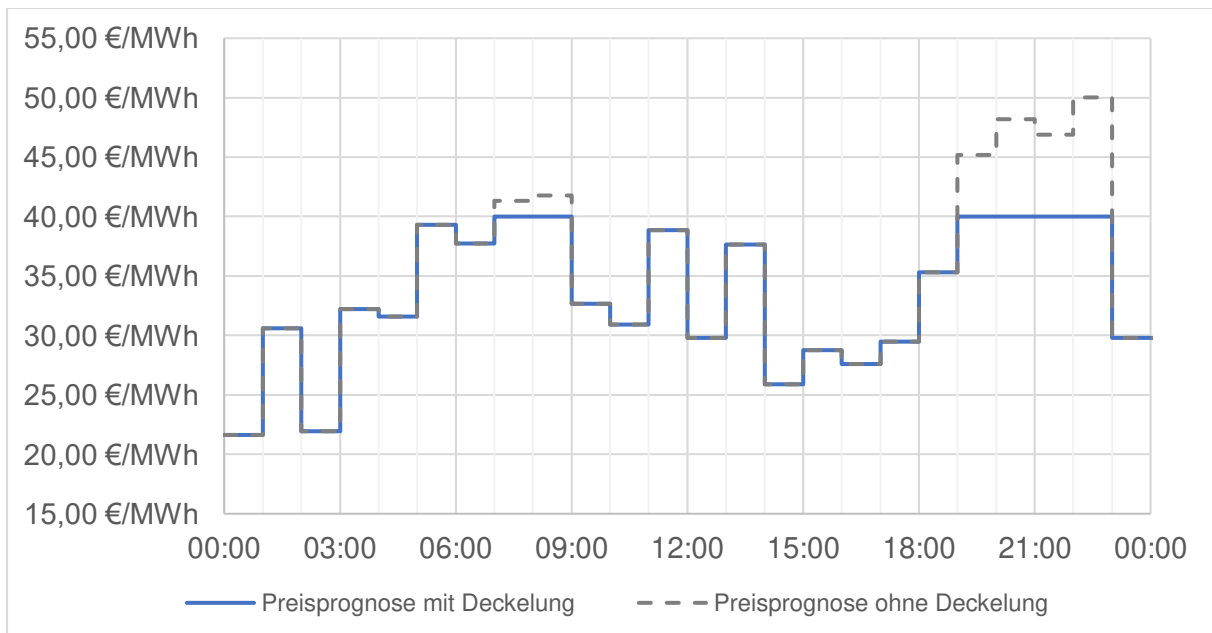


Abbildung 9: Exemplarische Preisprognose eines RTP-Tarifs mit einem Maximalpreis von 40€ je MWh

(Quelle: Eigene Darstellung)

Die **vertragliche Fixierung eines Referenzlastgangs** (Baseline) kann in allen Grundmodellen der Koordination angewandt werden.³⁷ Dieser Mechanismus ist sowohl zur Begrenzung von Preisrisiken als auch zur Berechnung gemeinsam erzielter Ersparnisse geeignet (vgl. Abschnitt 4.2.2). Der Referenzlastgang kann auf der Grundlage von Verbrauchsdaten in der Vergangenheit (z.B. übermittelte RLM-Viertelstundenwerte) und unter

³⁵ Der befragte Experte (Vertrieb) nennt bei diesem Modell ein maximales Einsparungspotenzial von 30% unter Optimalbedingungen.

³⁶ Es wird lediglich der vom Lieferanten beeinflussbare Anteil des Arbeitspreises berücksichtigt. Die zugrundeliegenden Daten und Annahmen befinden sich im Anhang.

³⁷ Einen energiewirtschaftlichen Anwendungsfall stellen PTR-Tarife (vgl. Abschnitt 3.3) dar.

Zuhilfenahme zukünftiger Verbrauchsprognosen (z.B. mittelfristige Produktionsprogrammplanung) vereinbart werden. Dabei können wochentagabhängige oder saisonale Muster berücksichtigt werden. Zudem sind die Konditionen einer Abänderung des Referenzlastgangs nach Vertragsschluss vertraglich zu vereinbaren, um opportunistisches Verhalten des Industrieunternehmens zu unterbinden. Der Referenzlastgang wird zu Festpreiskonditionen abgerechnet. Abweichungen von diesem werden hingegen zu den koordinationsmodellabhängigen Preiskonditionen (z.B. zu Spotmarktpreisen im Modell B oder D) abgerechnet. Eine Unterschreitung (Überschreitung) des Referenzlastgangs lohnt sich folglich immer dann, wenn der Abrechnungspreis über (unter) dem Festpreis des Referenzlastgangs liegt. Durch diesen Mechanismus beschränkt sich das Preisrisiko des Unternehmens auf die Energiemenge, die vom kontrahierten Lastgang abweicht. Im theoretischen Fall einer ständigen Einhaltung des Referenzlastgangs gleicht ein solches Modell dem einer Fahrplan- bzw. Festpreislieferung.

4.2.2 Mechanismen zur Berechnung und Aufteilung der Ersparnisse

Jedes der vorgestellten Koordinationsmodelle ermöglicht eine Flexibilität bei der Mengenentscheidung im Sinne eines Flexibilitätsvertrags im Supply Chain Management. Auch nach Festlegung des optimalen Fahrplans kann sich das Industrieunternehmen für eine Abweichung von diesem Fahrplan entscheiden. Diese Mengenflexibilität ermöglicht ihm eine Anpassung an äußere Einflüsse wie beispielsweise den Ausfall von Maschinen. Da Industrieunternehmen bei bestehenden Stromliefermodellen keinem Mengenrisiko bei kurzfristigen Abweichungen ausgesetzt sind³⁸, kann diese Mengenflexibilität als Grundvoraussetzung für die Akzeptanz flexibilitätsorientierter Stromliefermodelle angesehen werden. Außerdem bieten die Grundmodelle B und D dem Lieferanten eine Preisflexibilität. Auch nach der Fahrplanoptimierung passen sich die abrechnungsrelevanten Preise an die Marktdynamik an. Die erzielten Ersparnisse unterliegen folglich einer ex-ante Unsicherheit, die bei der Konzeptionierung von Mechanismen zur Berechnung der erzielten Ersparnisse berücksichtigt werden muss. Da die Erlöse der Flexibilitätsvermarktung durch den Lieferanten und Abnehmer gemeinsam erzielt werden, geht von einer für beide Akteure vorteilhaften Aufteilung eine wichtige Anreizwirkung für kooperatives Verhalten aus. Eine Aufteilung kann durch die Erhebung von Margen oder die Nutzung von Teilungsregeln erfolgen.

Die **Erhebung von Margen** auf das Preisgebot (Grundmodell A) oder Flexibilitätsgebot (Grundmodell C) gleicht der Ertragsmechanik eines Festpreisliefermodells. Auf die kalkulatorischen Kosten wird ein Risikozuschlag sowie eine Gewinnmarge addiert. So enthält das Preissignal schon den Erlösanteil des Stromversorgers (Grundmodell A) bzw. Industrieunternehmens (Grundmodell C). Eine Herausforderung stellt die Ermittlung der gewinnoptimalen Preise dar, da die Abnahmemenge in Abhängigkeit der Preise schwankt. Die verdeckte Information (vgl. Abschnitt 3.1.2) über die Preisreaktion des Abnehmers erschwert die Ermittlung von Nachfrageelastizitäten. Zudem kann davon ausgegangen werden, dass die Preisreaktion starken exogen bedingten Schwankungen unterliegt. Dies kann insbesondere

³⁸ Eine Ausnahme stellt die Fahrplanlieferung dar (vgl. Abschnitt 2.1.1).

für das Industrieunternehmen im Rahmen eines Flexibilitätsgebots (Grundmodell C) zur Herausforderung werden. Eine Prognose des Nachfrageverhaltens des Stromversorgers in Abhängigkeit der Marktpreissituation ist aufgrund der komplexen Portfoliooptimierungssituation schwierig und mit hohen Transaktionskosten verbunden. Das Eintreten von Lerneffekten könnte die Prognostizierbarkeit des Abnahmeverhaltens jedoch mit der Zeit erleichtern.

Die **Nutzung einer Teilungsregel** gleicht einem Teilungsvertrag im Supply Chain Management. Es wird ein fester Erlösanteil für beide Akteure definiert, beispielsweise ein Verhältnis von 70:30 für Industrieunternehmen respektive Stromlieferant. Um eine derartige Teilungsregel anwenden zu können, muss zunächst der gemeinsam erzielte Erlös transparent quantifiziert werden. Hier bietet sich die Nutzung eines Referenzlastgangs (Baseline) an, der in Abschnitt 4.2.1 erläutert wurde. Die Differenz aus dem Energieverbrauch des optimierten Fahrplans und der Baseline je Intervall wird mit einem vereinbarten Preisindex multipliziert und anschließend für alle Intervalle aufsummiert, um den gemeinsam erzielten Vorteil zu ermitteln.³⁹ Dieser wird anschließend entsprechend der Teilungsregel zwischen beiden Akteuren aufgeteilt. In diesem Zusammenhang wird davon ausgegangen, dass der optimale Fahrplan dem realen Lastgang entspricht. Da letzterer jedoch von ersterem abweichen kann, werden im folgenden Abschnitt Mechanismen zur Regelung von Fahrplanabweichungen erläutert.

4.2.3 Mechanismen zur Kontrolle der Fahrplaneinhaltung

In den Liefermodellen B, C und D wird ein optimaler Fahrplan zwischen dem Stromlieferanten und Industrieunternehmen vereinbart. Um Fahrplantreue des Unternehmens anzureizen, ist die Vereinbarung einer finanziellen Strafzahlung im Falle der Nichteinhaltung sinnvoll. Derartige Strafverträge (*Penalty Contracts*) werden in der vertragsbasierten Supply-Chain-Koordination eingesetzt, um ein gesamtoptimales Verhalten (wie die Lieferung der vereinbarten optimalen Menge) zu fördern. Bei flexiblen Stromtarifen werden Unternehmen derartige Verträge aufgrund der Mengenflexibilitätsanforderung (vgl. Abschnitt 4.2.2) allerdings nicht eingehen. Hier bedarf es anderer Anreize.

Einen vielversprechenden Koordinationsmechanismus stellt die **Koppelung der Abrechnungspreise an die Einhaltung des Fahrplans** dar. Im Falle einer deutlichen Abweichung vom optimalen Fahrplan kann der reale Lastgang im Grundmodell B beispielsweise zu einem vertraglich vereinbarten maximalen Arbeitspreis abgerechnet werden. Dieser Maximalpreis kompensiert den Stromlieferanten für die entgangenen Vermarktungserlöse und den erschwerten Ausgleich seiner Bilanz. In den Flexibilitätsgebotsmodellen (Grundmodell C und D) hingegen erfolgt die Stromlieferung

³⁹ Unter der Annahme einer viertelstündlichen Optimierung sieht die Berechnungsgrundlage für einen Liefertag wie folgt aus:

$$\text{Vorteil} = \sum_{t=1}^{96} (E_{\text{optimal}}(t) - E_{\text{baseline}}(t)) * p_{\text{index}}(t)$$

ohnehin unabhängig von der Flexibilitätsvermarktung. Folglich wird im Falle einer Nichteinhaltung des Fahrplans kein Vorteil ermittelt und ausgezahlt, die Nichteinhaltung wird somit wie die Nichtabgabe eines Flexibilitätsgebots behandelt.

Zur Reduktion von Komplexitäten bietet sich eine binäre Entscheidung über die Fahrplaneinhaltung an. Liegt das Industrieunternehmen (nicht) in einem vertraglich vereinbarten **Toleranzkorridor**, so hat es den Fahrplan (nicht) eingehalten. Eine derartige Regelung kann mit der institutionenökonomischen Annahme der begrenzten Rationalität (vgl. Abschnitt 3.1.1) begründet werden. Für jedes Intervall des Planungszeitraums kann der Betrag der Differenz aus realer und optimaler Energiebezugsmenge ermittelt und aufsummiert werden. Liegt diese Summe in Relation zur gesamten Energiebezugsmenge des Planungszeitraums unter einem definierten Prozentsatz, gilt der Fahrplan als eingehalten (und umgekehrt).⁴⁰

5. Komparative Analyse flexibilitätsorientierter Strombeschaffungsmodelle

Aufbauend auf der zuvor erfolgten Systematisierung werden in diesem Kapitel flexibilitätsorientierte Vertragsmodelle komparativ analysiert. Zunächst werden die in Abschnitt 4.1 vorgestellten Koordinationsmodelle auf die Existenz institutionenökonomischer Koordinationsprobleme untersucht (Abschnitt 5.1). Anschließend werden Lösungsansätze entwickelt, die sich an den in Abschnitt 4.2 vorgestellten Koordinationsmechanismen orientieren (Abschnitt 5.2). Unter Synthese der Erkenntnisse werden schließlich drei verschiedene Vertragsmodelle konzeptualisiert und miteinander verglichen (Abschnitt 5.3).

5.1 Identifikation von Koordinationsproblemen in Abhängigkeit der Koordinationsmodelle

Die institutionenökonomische Analyse von Koordinationsproblemen (vgl. Abschnitt 3.1.1 und 3.1.2) unterscheidet grundsätzlich zwischen Problemen *vor* und *nach* Vertragsschluss. Vor Vertragsschluss können die Probleme einer Hold-Up-Situation, einer adversen Selektion und des vorvertraglichen Opportunismus bestehen. Diese werden in Abschnitt 5.1.1 am Beispiel der zuvor definierten Vertragsalternativen erläutert. Nach Vertragsschluss wird die Gefahr des moralischen Risikos untersucht (Abschnitt 5.1.2).

5.1.1 Koordinationsprobleme vor Vertragsschluss

Zu einem **Hold-Up-Risiko** führen insbesondere transaktionsspezifische Investitionen, die bei einer flexiblen Stromlieferung nicht zwangsweise vorliegen müssen. Da das Erlöspotenzial der Vermarktung von Energieflexibilität derzeit begrenzt ist (vgl. Abschnitt 2.2), bietet sich die Nutzung flexibilitätsorientierter Stromlieferverträge insbesondere für Industrieunternehmen mit

⁴⁰ Im Falle einer viertelstündlichen Auflösung der Preise kann die Abweichung nach einem Liefertag wie folgt ermittelt werden (Toleranzgrad: 25%):

$$\frac{\sum_{t=1}^{96} |E_{optimal}(t) - E_{real}(t)|}{\sum_{t=1}^{96} E_{real}(t)} \leq 25\%$$

einem bisher ungenutzten Energieflexibilitätspotenzial an. Es ist davon auszugehen, dass bestehende Energiemanagementsysteme und Prozessteuerungsmechanismen bei diesen Unternehmen eine aufwandsarme Identifikation und Steuerung der Flexibilitäten ermöglichen. Außerdem kann aufgrund der Vielzahl von Lieferanten mittel- bis langfristig von einer geringen Irreversibilität der flexiblen Lieferverträge ausgegangen werden.

Aufgrund der derzeitigen Nischenrolle flexibler Tarife kann ein Stromlieferant den Mangel an Alternativen zu seinen Gunsten ausnutzen. Folglich kann bei Vertragstypen mit geringen Vorankündigungszeiten der Preis- und Mengeninformation (Typ B, C und D) die Einrichtung von Kommunikationsschnittstellen zwischen Lieferant und Abnehmer unter Umständen eine transaktionsspezifische Investition darstellen. Von dem Status quo einer Festpreislieferung ausgehend muss außerdem insbesondere das Industrieunternehmen neue interne Koordinationsprozesse (bspw. zwischen der Energiebeschaffung und Produktionsplanung) definieren. Die Voraussetzungen für eine Hold-Up-Situation sind mithin gegeben.

Die Gefahr **adverser Selektion** kann sich primär negativ auf den Stromlieferanten auswirken. In Vertragstyp A können verdeckte Eigenschaften zu adverser Selektion des Industrieunternehmens führen. Die tatsächliche Nachfrageelastizität des Unternehmens kann vor Vertragsschluss nur unzureichend abgeschätzt werden. Dennoch müssen die Preisblöcke ex-ante verhandelt und kontrahiert werden. So läuft der Stromlieferant Gefahr, keine optimale Steuerungswirkung mit den kontrahierten Preisen zu erzielen. Die Wahl des Vertragspartners und der Vertragskonditionen könnte sich ex-post als nachteilig für den Stromlieferanten erweisen.

In den Vertragsmodellen mit Übermittlung eines optimalen Fahrplans (B, C und D) äußert sich die Gefahr adverser Selektion ähnlich durch die Unkenntnis des Stromversorgers über die Fahrplanteue des Industrieunternehmens. Außerdem hat der Stromlieferant in den Vertragsmodellen mit Flexibilitätsgebot (C und D) keine Ex-Ante-Kennntnis über das Gebotsverhalten des Unternehmens. Gibt dieses beispielsweise Energieflexibilitätsgebote unterhalb des erwarteten Flexibilitätspotenzials ab, verringert sich das Erlöspotenzial für den Lieferanten. Für das Unternehmen hingegen beinhaltet insbesondere das Vertragsmodell B die Gefahr adverser Selektion aufgrund Unkenntnis über die Fähigkeiten des Stromlieferanten bei der Prognose von Preisen. Falls die Güte der Preisprognosen vor Vertragsschluss überschätzt wird, kann das Unternehmen die erwarteten Ersparnisse durch eine Fahrplananpassung an die Preisprognose nicht erreichen.

Das Problem des **vorvertraglichen Opportunismus** beschreibt die intendierte und beobachtbare Eigennutzmaximierung eines Akteurs unter Zuhilfenahme von List (vgl. Abschnitt 3.1.1). Im vorliegenden Zusammenhang wird der Opportunismusbegriff breiter gefasst. Jegliche eigennutzmaximierende Handlung, die auf der Ausnutzung verdeckter Informationen oder Handlungen basiert, wird als opportunistisches Verhalten bezeichnet.

So könnte der Stromlieferant im Vertragsmodell A versuchen, die Intransparenz bei der Ermittlung der Preisblöcke zu seinen Gunsten zu nutzen, um beispielsweise gegenüber einer Festpreislieferung höhere Margen erwirtschaften zu können. Da unter Nutzung einer

Lastgangprognose die erwarteten Strombezugskosten mit vergleichsweise geringem Aufwand abgeschätzt werden können, ist das Opportunismuspotenzial hier jedoch gering.

Im Falle einer Kontrahierung von Maximalpreisen (Vertragsmodell B) ist die Transparenzschaffung durch das Unternehmen hingegen erschwert, hier können die erwarteten Strombeschaffungskosten ex-ante ohne Kenntnis der Strommarktdynamik nur schwer abgeschätzt werden. So eröffnet sich für den Lieferanten ein größeres Fenster für opportunistisches Verhalten mit dem Ziel einer Erlössteigerung gegenüber anderen, transparenten Liefermodellen.

Im Falle der Kontrahierung eines Referenzlastgangs (Vertragsmodell B, C, D) könnten sowohl Stromlieferant als auch Unternehmen versuchen, durch opportunistisches Verhalten ihre erwarteten Erlöse zu maximieren und damit die systemoptimale Lösung zu untergraben. Beide Akteure haben ein Interesse daran, einen vom tatsächlich erwarteten Referenzlastgang abweichenden Lastgang zu kontrahieren und so ihre individuellen erwarteten Erlöse zu maximieren. Der eigennutzmaximierende Referenzlastgang des Stromlieferanten soll möglichst große Anreize für ein aus Versorgerperspektive kostenminimales Verbraucherverhalten setzen. Der eigennutzmaximierende Referenzlastgang des Industrieunternehmens hingegen soll energieflexibles Verhalten bei eigentlicher Einhaltung des Fahrplans unter Annahme fixer Strompreise vortäuschen, um erlösmaximierend zu wirken. Ein ähnliches Problem ergibt sich auch bei einer Referenzlastgangbestimmung ex-post, die im nächsten Abschnitt erläutert wird.

Die identifizierten Koordinationsprobleme vor Vertragsabschluss werden in Abhängigkeit der Grundmodelle der Koordination (vgl. Abschnitt 4.1) in Abbildung 10 zusammengefasst. Es muss beachtet werden, dass das Auftreten bestimmter Koordinationsprobleme jedoch von der konkreten Ausgestaltung der Vertragsmodelle abhängt.

		Grundmodell A	Grundmodell B	Grundmodell C und D
Koordinationsprobleme vor Vertragsabschluss	Hold-Up-Risiko		<ul style="list-style-type: none"> • Spezifische Investition 	<ul style="list-style-type: none"> • Spezifische Investition
	Adverse Selektion	<ul style="list-style-type: none"> • Unbekannte Nachfrageelastizität 	<ul style="list-style-type: none"> • Unbekannte Fahrplandreue • Unbekannte Prognosegüte 	<ul style="list-style-type: none"> • Unbekannte Fahrplandreue • Unbekanntes Gebotsverhalten
	Opportunismus	<ul style="list-style-type: none"> • Preisinformation 	<ul style="list-style-type: none"> • Preisinformation • Referenzlastgangkontrahierung 	<ul style="list-style-type: none"> • Referenzlastgangkontrahierung

Abbildung 10: Koordinationsprobleme vor Vertragsabschluss in Abhängigkeit der Koordinationsmodelle

(Quelle: Eigene Darstellung)

5.1.2 Koordinationsprobleme nach Vertragsschluss

Nach Vertragsschluss äußern sich die Koordinationsprobleme in Form des **moralischen Risikos**⁴¹ bei der Übermittlung von Preisinformationen (Vertragsmodell B) oder Mengeninformationen (Vertragsmodell C und D).

Um im Falle einer Koordination durch Preisinformationen die Anpassung an kurzfristige Preissignale des Spotmarktes zu ermöglichen, bedarf es einer kurzfristigen Übermittlung der Preissignale (vgl. Abschnitt 2.1.2). Bei dem kontinuierlichen Intraday-Handel herrscht meist erst kurz vor der Lieferung Sicherheit über die realisierten Preise. Aus diesem Grund muss der Stromlieferant mit entsprechender Vorlaufzeit die Preise der jeweiligen Lieferintervalle prognostizieren, sodass das Industrieunternehmen die Preissignale zur Optimierung der Ablaufplanung verwenden kann. Außerdem sind die realisierten Preise transaktionsspezifisch und somit für das Unternehmen nur schwer überprüfbar. Diese Umstände eröffnen dem Stromlieferanten Spielraum für opportunistisches Verhalten im Sinne des Moral Hazard: Das Unternehmen kann die Güte der Preisprognosen nur schwer beurteilen (verdeckte Information), sodass der Lieferant einen Anreiz zur Abgabe falscher, eigennutzmaximierender Preisprognosen hat. So kann der Lieferant die Preisprognose verzerren, um eine höhere Bereitschaft der Fahrplananpassung (bei höheren Anpassungskosten) zu bewirken. Auch bei der Übermittlung der Preisgarantie kann sich der Stromlieferant opportunistisch verhalten. Das Unternehmen kann die tatsächlich realisierten Preise des Intraday-Handels nur unzureichend überprüfen, da die veröffentlichten Preisindizes (z.B. ID3) stets einen Mittelwert vieler Gebotszuschläge bilden und somit nur von begrenzter Aussagekraft sind. Folglich könnte der Stromlieferant stets höhere Margen auf die Preise erheben als ihm vertraglich zustehen (verdeckte Information und verdecktes Handeln).

Im Falle einer Koordination durch Mengeninformation (Vertragsmodell C und D) eröffnet die Vorteilsberechnung Handlungsspielräume für opportunistisches Verhalten nach Vertragsschluss. Um den Wert der Flexibilitätsgebote ermitteln zu können, bedarf es eines Referenzlastgangs. Als flexible Alternative zur Kontrahierung eines Referenzlastgangs (vgl. Abschnitt 4.2.1) bietet sich eine tägliche Ermittlung desselben an. Auch hier unterscheiden sich das eigennutzmaximierende Kalkül des Energieversorgers und des Unternehmens analog zu dem Fall einer Referenzlastgangkontrahierung. Falls das Industrieunternehmen den Referenzlastgang übermittelt, besteht die Gefahr des Moral Hazard aufgrund verdeckter Information. Es kann versuchen, den optimalen Fahrplan des Versorgers zu antizipieren und einen Referenzlastgang übermitteln, der die Vergütung bei Einhaltung des optimalen Fahrplans maximiert. So wird auch im Falle eines unflexiblen Lastgangs energieflexibles Verhalten vorgetäuscht und eine höhere erwartete Vergütung erzielt. Sollte hingegen der Energieversorger den Referenzlastgang festlegen, wird dieser zur Eigennutzmaximierung dem kostenminimalen Fahrplan entsprechen.

⁴¹ Gemäß der in Abschnitt 5.1.1 eingeführten Auffassung des Opportunismusbegriffs stellt das moralische Risiko eine Ausprägung des nachvertraglichen Opportunismus dar.

In Abbildung 11 wird diese Situation exemplarisch dargestellt. Dabei werden drei jeweils stündliche Intervalle betrachtet, die gesamte Energiebezugsmenge beträgt 50 MWh. In jedem Intervall beträgt die minimale Leistungsaufnahme 0 MW, die maximale Leistungsaufnahme beträgt 30 MW. Der reale Referenzlastgang wird als konstante Leistungsaufnahme im Zeitverlauf angenommen (Punktlinie). Beide Akteure optimieren jedoch ihre Erlöse anhand der realisierten Preise (durchgängige Linie) in den drei Intervallen. Dieses Beispiel offenbart den inversen Charakter der von dem Industrieunternehmen und Stromlieferanten eigennutzmaximierend ermittelten Referenzlastgänge. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass verdeckte Informationen der jeweils anderen Vertragspartei (vgl. Abschnitt 3.1.2) eine Überprüfung der Korrektheit der Referenzlastgänge erschweren.

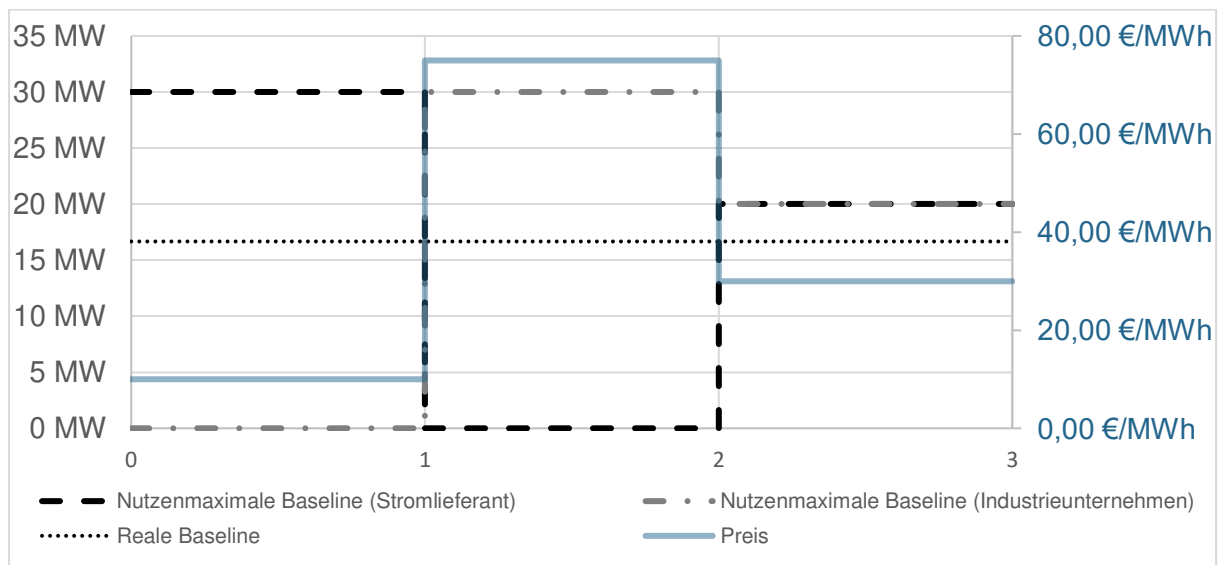


Abbildung 11: Exemplarische Darstellung der eigennutzmaximierenden Referenzlastgangermittlung

(Quelle: Eigene Darstellung)

Die identifizierten Koordinationsprobleme nach Vertragsschluss werden in Abhängigkeit der Grundmodelle der Koordination (vgl. Abschnitt 4.1) in Abbildung 12 zusammengefasst. Es muss beachtet werden, dass das Auftreten bestimmter Koordinationsprobleme auch hier von der konkreten Ausgestaltung der Vertragsmodelle abhängig ist.

		Grundmodell A	Grundmodell B	Grundmodell C und D
Nach Vertragsschluss	Moralisches Risiko		<ul style="list-style-type: none"> Preisprognose Preisankündigung Referenzlastgangermittlung 	<ul style="list-style-type: none"> Referenzlastgangermittlung

Abbildung 12: Koordinationsprobleme nach Vertragsschluss in Abhängigkeit der Koordinationsmodelle

(Quelle: Eigene Darstellung)

5.2 Mechanismen zur Überwindung der Koordinationsprobleme

Im Folgenden werden praktische Lösungsansätze der zuvor erläuterten Koordinationsprobleme vorgestellt. Dabei werden die in Kapitel 3 erarbeiteten Lösungsansätze sowie die in Abschnitt 4.2 vorgestellten Koordinationsmechanismen aufgegriffen und erweitert. In Abschnitt 5.2.1 werden Lösungsansätze für die vor Vertragsschluss auftretenden Koordinationsprobleme vorgestellt, in Abschnitt 5.2.2 werden Lösungsansätze für die nach Vertragsschluss auftretenden Koordinationsprobleme vorgestellt.

5.2.1 Lösung der Koordinationsprobleme vor Vertragsschluss

Das **Hold-Up-Risiko** stellt aufgrund des geringen Ausmaßes transaktionsspezifischer Investitionen kein erhebliches Koordinationsproblem dar. Die Einrichtung von Kommunikationsschnittstellen zur Kommunikation der Preis- und Mengensignale zwischen Stromlieferant und Industrieunternehmen ist für beide Akteure gleichermaßen notwendig. Daher bietet sich zur Verringerung des Hold-Up-Risikos eine **gleichmäßige Aufteilung der Investitionskosten** zwischen beiden Akteuren an. So entsteht für beide ein vertraglicher Anreiz, die Amortisation der Investitionen durch kooperatives Verhalten sicherzustellen.

Für den Fall, dass nur ein Vertragspartner spezifische Investitionen tätigen muss, könnte der andere Vertragspartner durch **Hinterlegung einer Sicherheit** das Hold-Up-Risiko verringern. So könnte im Falle einer Nichterreicherung definierter Leistungsparameter (z.B. minimale Kostensenkung gegenüber einer Festpreislieferung) der andere Vertragspartner (in diesem Fall der Stromlieferant) zur Kompensation verpflichtet werden.

Die Gefahr **adverser Selektion** kann durch einen Anreizmechanismus begrenzt werden, der die **Vorteilhaftigkeit des Vertrags von der Leistung des Vertragspartners abhängig** macht. So bewirkt etwa die Koppelung der Abrechnungspreise an die Einhaltung des Fahrplans (vgl. Abschnitt 4.2.3), dass nur ein Industrieunternehmen mit der Fähigkeit fahrplanteuren Verhaltens Interesse an einem derartigen Tarif hat.

Bei Nicht- oder Schlechtleistung eines Akteurs werden allerdings in vielen Fällen beide Vertragspartner beeinträchtigt; daher müssen Stromlieferant und Abnehmer gleichermaßen vermeiden, einen ungeeigneten Vertragspartner auszuwählen. So kann der Stromlieferant im Rahmen des **Screenings** beispielsweise die Offenlegung historischer Energieverbrauchsdaten verlangen, um ungeplante Fahrplanschwankungen identifizieren zu können. Hier kann auch auf externe Gutachter zurückgegriffen werden.

Die Gefahr adverser Selektion ist bei langfristig bestehenden Geschäftsbeziehungen⁴² als geringer einzustufen. Durch den Aufbau eines **Vertrauensverhältnisses zwischen den Vertragspartnern** werden verdeckte Informationen im Zeitablauf abgebaut. Daher wird es

⁴² Industrieunternehmen werden häufig langfristig von demselben Versorgungsunternehmen mit Strom beliefert – bei regelmäßiger Anpassung der Vertragskonditionen an die Marktbedingungen. Dies liegt auch in den mit dem Lieferantenwechsel einhergehenden Transaktionskosten begründet (vgl. Schumacher und Würfel 2015, S. 112–113).

weniger Koordinationsprobleme bei der Verhandlung eines flexibilitätsorientierten Stromlieferungsvertrags geben, wenn die Vertragspartner schon in einer Geschäftsbeziehung zueinander stehen (bspw. im Rahmen einer Festpreislieferung).

Auch die Gefahr des **vorvertraglichen Opportunismus** kann durch ein bestehendes Vertrauensverhältnis reduziert werden. Falls beide Akteure Interesse an einer langfristigen Geschäftsbeziehung haben, werden sie die kurzfristigen Zusatzerlöse durch opportunistisches Verhalten nicht dem langfristigen Nutzen einer stabilen Kooperation bei der Strombelieferung vorziehen.

Außerdem können **Informationsasymmetrien vor Vertragsschluss abgebaut werden**, um deren opportunistische Ausnutzung zu verhindern. Das Industrieunternehmen könnte beispielsweise durch die Beauftragung eines Energieberaters die Adäquanz der zu kontrahierenden (Maximal)Preise überprüfen lassen. So lassen sich die Erwartungswerte der preisgesteuerten flexibilitätsorientierten Stromvertragsmodelle mit denen anderer Tarife vergleichen.

Im Falle der Kontrahierung eines Referenzlastgangs können die Informationsasymmetrien durch die Offenlegung historischer Verbrauchsdaten sowie mittel- bis langfristiger Parameter der Produktionsplanung reduziert werden. Falls auf Grundlage dieser Daten Uneinigkeit über den Referenzlastgang herrscht, kann ein externer Gutachter mit der Überprüfung beauftragt werden. Wird der Referenzlastgang vertraglich fixiert, sind außerdem die Konditionen einer nachträglichen Anpassung bei Vertragsschluss zu vereinbaren. Es ist davon auszugehen, dass die Möglichkeit einer Veränderung oder Neuverhandlung des Referenzlastgangs unter bestimmten Voraussetzungen das Opportunismuspotenzial vor Vertragsschluss reduziert.

5.2.2 Lösung der Koordinationsprobleme nach Vertragsschluss

Zur Lösung des **moralischen Risikos** bieten sich sowohl **Anreiz- als auch Überwachungsmechanismen** an. Bei der Übermittlung von Preisprognosen und -garantien durch den Stromlieferanten (Koordinationsmodell B) ist davon auszugehen, dass die hohen Transaktionskosten einer Überwachung durch das Industrieunternehmen jedoch nicht zu rechtfertigen sind. Die Preisprognose ist das Resultat interner Marktexpertise und spezialisierter Prognosetools bei dem Stromlieferanten. Die Resultate einzelner Intraday-Transaktionen sind für außenstehende Akteure nicht einsehbar. Folglich bestünde ein erheblicher Informationsaufwand bei der Implementierung einer Monitoring-Lösung. Erschwerend kommt hinzu, dass das Unternehmen im Normalfall über keine interne Expertise zur Evaluation von Strommarktdaten verfügt. Aus diesen Gründen werden im Folgenden ausschließlich **Anreizmechanismen** vorgestellt, die das moralische Risiko bei der Übermittlung von Preisinformationen begrenzen können.

Durch die **Indexierung der Abrechnungspreise** können die Strombezugskosten des Industrieunternehmens auf der Basis veröffentlichter Preisinformationen, wie beispielsweise dem ID3-Index beim Intraday-Handel, abgerechnet werden. Die Marge des Stromlieferanten

kann vertraglich festgelegt werden, etwa als fester Zuschlag je bezogener MWh.⁴³ Damit wird durch die leichte Überprüfbarkeit der Indexpreise ausgeschlossen, dass der Stromlieferant die Abrechnungspreise des Strombezugs manipulieren könnte.

Wie in Abschnitt 5.1.2 beschrieben, ist das Unternehmen im Falle einer Intraday-Marktpartizipation jedoch auch auf hochwertige Preisprognosen angewiesen, um die Ablaufplanung rechtzeitig optimieren zu können. Somit muss es für den Stromlieferanten einen Anreiz zur Abgabe akkurater Preisprognosen geben. Denkbar ist eine **Koppelung der Vergütung des Stromlieferanten an die Prognosegüte**. So kann etwa ein Toleranzkorridor zwischen prognostiziertem Preis und Abrechnungspreis definiert werden, in dem die volle Vergütung zur vereinbarten Marge (je MWh) erfolgt. Im Falle einer mangelhaften Preisprognose erhält der Stromlieferant hingegen keine Vergütung. Dies stellt einen Anreiz für die Abgabe akkurater Prognosen dar.

Um die Schlechterstellung des Industrieunternehmens im Falle einer falschen Prognose dennoch auszuschließen, kann der Stromlieferant die **Preisprognosen ab einem bestimmten Zeitpunkt garantieren** (Price Commitment).⁴⁴ Diese Garantie kann die Strombezugskosten des Unternehmens nach oben hin deckeln. Falls die indexierten Abrechnungspreise zu einer Verschlechterung gegenüber den garantierten Preisen bei Einhaltung des optimalen Fahrplans führen, wird zu diesen abgerechnet.

Zur Lösung des moralischen Risikos bei einer täglichen Ermittlung des Referenzlastgangs (Koordinationsmodell C und D) reicht die Anwendung von Anreizmechanismen im Normalfall nicht aus. Wenn auch ex-post keine Verifikation der Baseline durch den zweiten Akteur erfolgen kann, sind vertragliche Anreize zur wahrheitsgemäßen Baseline-Übermittlung nicht durchsetzbar. Die einzige Ausnahme könnte eine Situation darstellen, in der **sowohl der Stromlieferant als auch das Industrieunternehmen einen Referenzlastgang ermitteln**. Wird die Ermittlung und Auszahlung der finanziellen Ersparnisse an die Übereinstimmung beider Referenzlastgänge geknüpft, entsteht die spieltheoretische Situation eines kooperativen Spiels. Falls ein Akteur nun einen wahrheitsgemäßen Referenzlastgang übermittelt, liegt die dominante Strategie des anderen Akteurs ebenfalls in der wahrheitsgemäßen Angabe des Referenzlastgangs. Aufgrund hoher Transaktionskosten erscheint dieser anreizbasierte Koordinationsmechanismus jedoch wenig praxistauglich.

Einen relativ leicht implementierbaren **Überwachungsmechanismus** zur Reduktion des moralischen Risikos bei der Übermittlung des Referenzlastgangs durch das Unternehmen stellt die **gesonderte Messung und Abrechnung flexibler Prozesse** dar. So beschränkt sich der ermittelte Referenzlastgang auf die vertraglich definierten (Produktions)Prozesse mit einem großen Energieflexibilitätspotenzial. Als Konsequenz kann das Industrieunternehmen keinen Referenzlastgang übermitteln, der unflexible Prozesse fälschlicherweise als flexible

⁴³ Im Gegensatz zu einer wertabhängigen Marge (fester Prozentsatz auf Indexpreis) gibt es im Falle pauschaler Margen einen geringeren Anreiz zur opportunistischen Übermittlung falscher Preisprognosen.

⁴⁴ Dieser Mechanismus sollte stets in Verbindung mit einem Anreiz für akkurate Preisprognosen genutzt werden, um der Abgabe überhöhter Preisprognosen zur Minimierung des versorgerseitigen Preisrisikos entgegenzuwirken.

Prozesse ausgeben soll, um die Erlöse bei Einhaltung des optimalen Fahrplans zu maximieren. Dennoch bleibt ein Spielraum für opportunistisches Verhalten bestehen.

Das residuale moralische Risiko kann durch die **Vereinbarung eines einheitlichen Modells zur Berechnung des Referenzlastgangs** vermieden werden. Der Stromlieferant und das Industrieunternehmen müssen sich bei Vertragsschluss auf die zur Beschreibung relevanten Modellbausteine einigen. Sofern nach Ende der Lieferperiode beide Akteure Zugriff auf die notwendigen Modellparameter haben, kann ein planungsperiodenspezifischer Referenzlastgang transparent ermittelt werden. Mit zunehmender Komplexität des flexiblen (Produktions)Prozesses steigt jedoch der Aufwand einer derartigen Referenzlastgangermittlung. Folglich liegt der primäre Anwendungsfall dieses Koordinationsmechanismus bei simplen und dennoch stark flexiblen Prozessen wie der Bewirtschaftung von Strom-, Wärme-, Kälte- oder Druckspeichern.

Sofern Anreiz- und Überwachungsmechanismen zur Lösung der Koordinationsprobleme nach Vertragsschluss nicht ausreichen, könnte die **hierarchische Steuerung** des Koordinationsproblems durch einen der beiden Akteure die einzige verbleibende Lösungsmöglichkeit darstellen. So könnte beispielsweise der Stromlieferant per Fernwirk-einheit die Produktionsoptimierung des Unternehmens unter Nutzung der Preis- wie Mengeninformationen durchführen. Hier bedarf es der Einrichtung einer sicheren Schnittstelle zur Echtzeitübertragung der dafür notwendigen Produktions- und Strompreisparameter.⁴⁵ Außerdem muss das Unternehmen den Eingriff des Stromlieferanten auf die Produktionsanlage zulassen. Diese Bereitschaft ist in vielen praktischen Anwendungsfällen anzuzweifeln. Folglich kann auch in diesem Fall davon ausgegangen werden, dass nur relativ simple Prozesse für eine Fernansteuerung durch den Stromlieferanten geeignet sind. Im Extremfall führt die hierarchische Steuerung zur vertikalen Integration des Produktionsbetriebs in den Betrieb des Stromversorgers. So könnte beispielsweise ein Stromversorger eine Vielzahl von Kühlhäusern oder Pumpsanlagen steuern und selbstständig deren strompreisminimalen Einsatz unter Berücksichtigung aller ökonomischen wie technischen Restriktionen planen.⁴⁶ Dieser Mechanismus ist vergleichbar mit der Regelleistungsvermarktung durch Aggregatoren und virtuelle Kraftwerke. Im Bereich der Stromlieferung gibt es bisher jedoch keine vergleichbaren Anwendungsfälle.⁴⁷ Es ist davon auszugehen, dass die potenziellen Zusatzerlöse den Koordinationsaufwand einer derartigen Lösung in den meisten Anwendungsfällen nicht rechtfertigen.

⁴⁵ Die hohen Investitionen können wiederum zu einem Hold-Up-Risiko (vgl. Abschnitt 5.1.1) führen.

⁴⁶ Eine vertikale Integration läge auch vor, wenn ein Industrieunternehmen den Strom selbstständig beschafft und die Flexibilität im Rahmen der eigenständigen Portfoliooptimierung vermarktet.

⁴⁷ Ein Stromlieferant in Deutschland bietet ein ähnliches Modell explizit auch zur flexiblen Strombelieferung an. In einem Expertengespräch stellte ein Mitarbeiter jedoch klar, dass noch keine praktische Erprobung durchgeführt wurde.

5.3 Entwicklung und Vergleich flexibilitätsorientierter Vertragsmodelle

Zur Bewertung von Stromverträgen muss das Einsparungspotenzial mit den Transaktionskosten der zuvor vorgestellten Koordinationsmechanismen in Relation gesetzt werden. Die Lösung eines Koordinationsproblems ist nur dann vorteilhaft, wenn die zusätzlich realisierbaren Einsparungen größer sind als die erwarteten Transaktionskosten der Koordinationsmechanismen. Basierend auf dieser institutionenökonomisch motivierten Grundannahme werden im Folgenden drei Vertragstypen vorgestellt, die einen vorteilhaften Kompromiss aus Erlöspotenzial und Koordinationsaufwand darstellen. Diese Vertragstypen werden unter Synthese der bisherigen Erkenntnisse (Koordinationsmodelle, Koordinationsprobleme, Lösungsmechanismen) entwickelt.

Der in Abschnitt 5.3.1 vorgestellte Vertragstyp beruht auf einer Koordination durch Preisinformation mit Preisfixierung (Grundmodell A), der Vertragstyp in Abschnitt 5.3.2 beruht auf einer Koordination durch Preisinformation mit Preisupdate (Grundmodell B).⁴⁸ In Abschnitt 5.3.3 wird ein Vertragstyp beruhend auf einer Koordination durch Mengeninformaton bei Update der Preisinformation (Abrechnung zu Indexpreisen, Grundmodell D) vorgestellt. Es wird kein Vertragstyp vorgestellt, der eine Koordination durch Mengeninformaton bei Preisfixierung (Abrechnung zu Gebotspreisen, Grundmodell C) vorsieht. Dies liegt darin begründet, dass die Koordinationsmodelle C und D mit denselben Koordinationsproblemen behaftet sind (vgl. Abschnitt 5.1), im Falle einer Abrechnung zu Indexpreisen jedoch von einem höheren gemeinsamen Erlöspotential aufgrund einer höheren Transparenz ausgegangen werden kann. Folglich wird angenommen, dass die Abrechnung zu Indexpreisen stets eine bessere Lösung als die Abrechnung zu Gebotspreisen erzielt.

Da die Ergebnisse des Vergleichs der Vertragstypen stark von spezifischen Anwendungsfällen abhängig sind, werden im Folgenden ausschließlich fallübergreifende Aussagen zu dem aggregierten Erlös- und Koordinationsaufwand beider Akteure getroffen. Auf dieser Grundlage können mögliche Anwendungsszenarien in der Industrie abgeleitet werden.

5.3.1 Vertragstyp 1: Time-Of-Use-Tarif

Ein Time-Of-Use-Tarif stellt einen typischen Vertreter des Grundmodells A dar. Hier geht die Koordinationswirkung von der Kontrahierung der Preisinformation aus. Der Stromlieferant und das Industrieunternehmen verhandeln unterschiedliche Preisblöcke für unterschiedliche Tageszeiten und Wochentage. Auch eine Anpassung an saisonal typische Marktpreisschwankungen aufgrund klimatisch bedingter Erzeugungsmuster erneuerbarer Energien kann vorgenommen werden. Das Erlöspotential des Stromlieferanten ergibt sich aus der Einberechnung von Gewinnmargen in die einzelnen Preisblöcke ähnlich wie bei einer Festpreislieferung. Das Industrieunternehmen kann durch eine Berücksichtigung der tageszeitabhängigen Preise in der mittel- bis kurzfristigen Produktionsplanung einen Beschaffungskostenvorteil durch den Einsatz von Energieflexibilität erzielen. Zur Berechnung

⁴⁸ Diese Systematik wurde in Abschnitt 4.1 vorgestellt.

der Preisblöcke empfiehlt sich eine Einbeziehung von Terminmarktdaten (z.B. Preise von *Baseload- und Peakloadprodukten* für den Lieferzeitraum) sowie Erfahrungswerten der Day-Ahead-Auktionspreise, die meist ein typisches Preisverlaufsmuster vorweisen. Die Länge der jeweiligen Preisblöcke kann kundenspezifisch festgelegt werden. Zur Berücksichtigung typischer Marktpreisschwankungen sollten mindestens drei und maximal 24 Preisblöcke je Tag definiert werden.

Das **Einsparungspotenzial** dieses Liefermodells ist grundsätzlich als gering einzustufen. Erstens müssen bei Vertragsschluss Annahmen über typische Strompreismuster getroffen werden, die für die Vertragslaufzeit ihre Gültigkeit behalten. Folglich muss davon ausgegangen werden, dass weder die Rangordnung noch die Höhe der kontrahierten Preisblöcke stets die aktuelle Marktsituation widerspiegelt. Zweitens muss der Stromlieferant Annahmen über die Nachfrageelastizität des Industrieunternehmens treffen. Da es keinen täglichen Fahrplan übermittelt, muss die Reaktion des Unternehmens schon bei Vertragsschluss abgeschätzt werden.

Grundsätzlich fallen bei einem TOU-Liefervertrag nur geringe **Transaktionskosten** an. Vor Vertragsschluss entstehen insbesondere Kosten bei der Ermittlung und Verhandlung der Preisblöcke. Zur Reduktion des Risikos adverser Selektion greift der Stromlieferant ggf. zu Screening-Maßnahmen wie der Analyse historischer Lastgänge und Stromverbrauchsdaten (vgl. Abschnitt 5.2.1). Nach Vertragsschluss sind die Transaktionskosten als sehr gering einzustufen. Für die Abrechnung müssen ausschließlich die tatsächlichen Verbrauchsdaten von dem Industrieunternehmen an den Stromlieferanten ermittelt werden. Die Verbrauchsmessung kann aggregiert für alle Verbrauchsprozesse vorgenommen werden. Durch die Nutzung bestehender Infrastruktur (RLM) fällt hierbei kein Mehraufwand gegenüber einer Festpreislieferung an. Die Bestimmung der Strombezugskosten erfolgt transparent durch die Multiplikation der kontrahierten Arbeitspreise mit den Verbrauchsmengen der entsprechenden Blöcke.⁴⁹

Aufgrund der hohen Transparenz und des geringen Koordinationsaufwands ergibt sich ein breites Anwendungsspektrum für Time-Of-Use-Vertragsmodelle in der Industrie. Sofern das Unternehmen eine Bereitschaft zur Berücksichtigung typischer Preismuster in der mittel- bis kurzfristigen Produktionsplanung zeigt, kann es einen derartigen Tarif wählen. Der geringe Koordinationsaufwand vor und nach Vertragsschluss macht einen TOU-Tarif für Industrieunternehmen jeglicher Größe attraktiv. Auch solche ohne eigene Kompetenzen im Energiemanagement können einen derartigen Tarif nutzen. Insbesondere Flexibilitäten mit einer langen Aktivierungs- und Nutzungsdauer können gewinnbringend und dennoch planungssicher eingesetzt werden. Für die Vermarktung kurzfristig ansteuerbarer und nutzbarer Flexibilitäten hingegen bieten TOU-Vertragsmodelle keine ausreichende Dynamik.

⁴⁹ Im Falle stündlicher Preisblöcke erfolgt die Abrechnung folgendermaßen:

$$Kosten = \sum_{t=1}^{24} p(t) * E_{real}(t)$$

5.3.2 Vertragstyp 2: Real-Time-Pricing mit Maximalpreis

Dieser Vertragstyp folgt dem Grundmodell B (vgl. Abschnitt 4.1). Die Koordination erfolgt durch Preisinformation, welche im Zeitablauf dynamisch angepasst wird. Der Stromversorger übermittelt dem Industrieunternehmen kontinuierliche Preisprognosen, auf deren Grundlage es den Fahrplan optimiert und gegebenenfalls iterativ anpasst. Der optimale Fahrplan wird mit jeder Anpassung an den Stromlieferanten übermittelt, sodass dieser die Fahrplananpassung als Energieflexibilität vermarkten kann. Dabei wird der Zeitpunkt der letzten Preis- bzw. Fahrplananpassung vor Lieferung vertraglich festgelegt. Bei Vertragsschluss wird ein maximaler Arbeitspreis vereinbart, der das Marktpreisrisiko des Unternehmens begrenzt. Je nach Höhe der Preisobergrenze wird ein Kompromiss aus Einsparungspotenzial und Risikoexposition erreicht. Sofern das Unternehmen den zuletzt vereinbarten Fahrplan einhält, erfolgt die Abrechnung zu den Arbeitspreisen der letzten Preisprognose. Andernfalls wird die vertraglich vereinbarte Preisobergrenze ähnlich wie bei einer Festpreislieferung als Berechnungsgrundlage verwendet.⁵⁰

Das **Einsparungspotenzial** dieses Vertragstyps liegt auf einem niedrigen bis mittleren Niveau. Dabei können die möglichen Ersparnisse ex-ante nur schwer abgeschätzt werden, da sie stark von der Güte der Preisprognosen des Stromlieferanten und der Bereitschaft der Fahrplananpassung und -einhaltung des Industrieunternehmens abhängen. Die Gefahr des moralischen Risikos bei der Übermittlung von Preisprognosen (vgl. Abschnitt 5.1 und 5.2) wird bei diesem Vertragsmodell in Kauf genommen und nur durch Kontrahierung von Maximalpreisen begrenzt. Auch in diesem Vertragsmodell ist die Marge des Stromlieferanten in den übermittelten Preisen enthalten. Dies erschwert eine Überprüfung der Preisprognosen ex-post.

Die bei der Koordination dieses Vertragsmodells anfallenden **Transaktionskosten** liegen auf einem mittleren Niveau. Vor Vertragsschluss beschränken sich die Transaktionskosten auf die Einrichtung bidirektionaler Kommunikationsschnittstellen sowie die Verhandlung von Koordinationskonditionen und der Preisobergrenze. In diesem Zusammenhang muss geklärt werden, zu welchem Zeitpunkt die Preis- bzw. Fahrplangarantie erfolgt und wie die Fahrplaneinhaltung des Industrieunternehmens nach Lieferung festgestellt wird (Toleranzkorridor). Nach Vertragsschluss entsteht ein kontinuierlicher Koordinationsaufwand bei der Ermittlung und Übermittlung der Preisprognosen und Fahrplananpassung vor der Lieferung sowie der Abrechnung nach der Lieferung.

Um Beschaffungskostenvorteile bei einem derartigen Tarif erzielen zu können, muss das Industrieunternehmen die vorhandenen Flexibilitäten kurzfristig ansteuern können. Im Falle einer ausschließlichen Day-Ahead-Optimierung empfiehlt sich eine stündliche Granularität der Preise und eine Festlegung der Abrechnungspreise und des Fahrplans am Vortag. Wird die

⁵⁰ Im Falle einer viertelstündlichen Auflösung werden die täglichen Strombezugskosten folgendermaßen berechnet:

$$Kosten = \sum_{t=1}^{96} \begin{cases} p(t) * E_{real}(t) & \text{falls } p(t) \leq p_{max} \\ p_{max} * E_{real}(t) & \text{falls } p(t) > p_{max} \end{cases}$$

Flexibilität auch in Intraday-Geschäften vermarktet, eröffnet eine feinere zeitliche Granularität (15 min) und kurze Anpassungszeit der Ablaufplanung (wenige Stunden bis Minuten vor Lieferung) größere Beschaffungskostenvorteile. Dieses Vertragsmodell zeichnet sich durch einen geringen Koordinationsaufwand im Vergleich zu anderen dynamischen Tarifen (RTP) aus. Folglich kann eine Nutzung des Tarifs auch bei geringer Stromintensität der Produktion Einsparungen bei der Strombeschaffung erzielen. Außerdem muss das Industrieunternehmen keine produktionsspezifischen Parameter mit dem Stromlieferanten teilen, da es ausschließlich den optimierten Strombezug im Zeitverlauf (Fahrplan) an den Stromlieferanten übermitteln muss. Somit könnte im Bereich der diskreten Fertigung (z.B. Maschinenbau) ein vielversprechendes Anwendungsszenario dieses Tarifs liegen. Ein Anwendungsszenario der Day-Ahead-Optimierung stellt beispielsweise die Ablaufplanung des Maschineneinsatzes dar, während eine kurzfristige Intraday-Optimierung beispielsweise bei dem optimierten Einsatz von Druckluftsystemen vorgenommen werden könnte.

5.3.3 Vertragstyp 3: Flexibilitätsgebot mit Referenzlastgang

Dieser Vertragstyp folgt dem Grundmodell D (vgl. Abschnitt 4.1). Im Gegensatz zu den zuvor vorgestellten Vertragsmodellen wird hier die Fahrplanoptimierung durch das Stromversorgungsunternehmen durchgeführt. Dabei werden energieflexible Prozesse vor Vertragsschluss identifiziert und getrennt gemessen und abgerechnet. In einfachster Näherung ermittelt das Industrieunternehmen unter der Annahme einer konstanten Energiebezugsmenge im Planungshorizont die maximale und minimale Leistungsaufnahme der flexiblen Prozesse für jede Periode. Falls der Einsatz der Energieflexibilität zu einer Steigerung der Produktionskosten führt, übermittelt das Unternehmen zusätzlich die Grenzkosten des Flexibilitätseinsatzes an den Versorger. Mit diesen Informationen kann der Stromlieferant unter Nutzung seiner Marktpreisprognosen den optimalen Einsatz der Energieflexibilität selbstständig ermitteln und in Form eines optimalen Fahrplans an das Unternehmen kommunizieren. Die Koordinationswirkung geht folglich nicht von Preisinformationen, sondern von Mengeninformationen aus. Sofern das Unternehmen den optimalen Fahrplan näherungsweise eingehalten hat⁵¹, wird für jede Periode die Differenz aus einem vereinbarten Referenzlastgang und dem realen Lastgang ermittelt, die zu einem vereinbarten Indexpreis je Periode (z.B. ID3 bei Intraday-Vermarktung) abgerechnet wird. Den so erzielten finanziellen Vorteil teilen sich Stromlieferant und Unternehmen gemäß einer Teilungsregel auf. So können die Kosten des Basistarifs (z.B. Festpreis- oder TOU-Tarif) für das Industrieunternehmen reduziert werden.⁵²

⁵¹ Eine binäre Regel zur Überprüfung der Fahrplaneinhaltung wird in Abschnitt 4.2.3 beschrieben.

⁵² Im Falle einer viertelstündlichen Auflösung bestimmen sich die täglichen Strombezugskosten folgendermaßen (Fixpreis als Basistarif, 70% des Vorteils werden an das Industrieunternehmen ausgezahlt, ID3 bildet den Indexpreis):

$$\text{Kosten} = \sum_{t=1}^{96} p_{fix} * E_{real}(t) - 0,7 * p_{ID3}(t) * (E_{baseline}(t) - E_{real}(t))$$

Das **Einsparungspotenzial** dieses Vertragsmodells ist relativ zu den anderen Vertragsmodellen groß. Im Gegensatz zu dem in Abschnitt 5.3.2 vorgestellten Vertragsmodell ist hier zur Vermarktung der Flexibilität nur ein einseitiger Informationsfluss (vom Industrieunternehmen zum Lieferanten) nötig. Mögliche Verzerrungs- und Störeffekte aufgrund opportunistischer Preisprognosen oder zeitlicher Latenzen zwischen Preisprognose des Versorgers und Fahrplanreaktion des Verbrauchers werden somit vermieden. Da der Stromversorger im Rahmen einer Teilungsregel am gemeinsamen Erlös beteiligt wird, hat er einen Anreiz für kollaboratives Verhalten. Die erzielten Erlöse hängen jedoch auch hier von der Bereitschaft des Industrieunternehmens zur Partizipation ab. Sollte es keine akkuraten Flexibilitätsgebote abgeben oder den optimalen Fahrplan nicht einhalten, erzielen beide Akteure keine Erlöse bei der Flexibilitätsvermarktung.

Aufgrund des höheren Koordinationsaufwands fallen bei diesem Vertragsmodell ex-ante wie ex-post relativ hohe **Transaktionskosten** an. Vor Vertragsschluss sollte zusätzlich zu einer Kommunikationsschnittstelle eine separate Messung der flexiblen Prozesse sichergestellt werden, um die Vereinbarung des Referenzlastgangs zu erleichtern (vgl. Abschnitt 5.2.2). Um das moralische Risiko bei der Ermittlung des Referenzlastgangs zu reduzieren, empfiehlt sich entweder eine Kontrahierung von Referenzlastgängen oder die vertragliche Vereinbarung eines Modells zur Ermittlung des tagesspezifischen Referenzlastgangs. Falls die zwischentägigen Abweichungen des Referenzlastgangs relativ gering sind, kann die Baseline vertraglich festgehalten werden. Falls der Referenzlastgang stark von täglich variierenden Ausprägungen anderer Parameter abhängt, empfiehlt sich hingegen die Vereinbarung eines vereinfachten Modells zur Berechnung der Baseline unter Nutzung bestimmter tagesabhängiger Parameter. Diese Koordinationsaktivität erhöht die Kosten bei Vertragsanbahnung und -abschluss, reduziert jedoch die Kosten von Koordinationsproblemen nach Vertragsschluss. Ex-Post fallen Transaktionskosten bei der Koordination des Flexibilitäts-einsatzes (Gebotsabgabe und Fahrplanübermittlung) und der Abrechnung an. Im Rahmen der Abrechnung muss zunächst die Fahrplanteue des Industrieunternehmens festgestellt werden (Toleranzkorridor). Im Falle der Einhaltung des optimalen Fahrplans wird der kontrahierte oder modellierte Referenzlastgang als Grundlage für die Vorteilsberechnung verwendet. Falls der Referenzlastgang modelliert wird, muss eine Überprüfbarkeit durch den Stromlieferanten sichergestellt werden. Folglich benötigt dieser Zugang zu allen modellrelevanten Parametern. Diese Monitoringaktivität führt wiederum zu höheren Transaktionskosten. Wegen der Abrechnung zu Indexpreisen sind dafür keine Koordinationsprobleme bei der Preisermittlung zu erwarten.

Aufgrund des relativ hohen Erlöspotenzials bei gleichzeitig hohem Koordinationsaufwand empfiehlt sich eine Anwendung dieses Vertragsmodells bei (Industrie)Prozessen mit einer hohen Stromintensität bei gleichzeitig hoher Flexibilität. Das Unternehmen muss den gesamten Energiebezug je Planungshorizont definieren und für jede Periode die maximale wie minimale Leistungsaufnahme ermitteln können. Aus diesem Grund eignen sich insbesondere Prozesse mit einer hohen Zuverlässigkeit und geringen Komplexität für dieses Vertragsmodell. Diese Anforderungen erfüllen beispielsweise Kälte-, Wärme-, Druck- oder Stromspeicher. Besonders vorteilhaft erscheinen somit Anwendungsfälle in der Prozessfertigung, im Betrieb

von Kühlhäusern oder beim Laden von Elektrofahrzeugen. Aufgrund einer begrenzten Anzahl tagesabhängiger Parameter kann eine modellbasierte Ermittlung des Referenzlastgangs bei derartigen Prozessen leichter durchgeführt werden. Auch in diesem Vertragsmodell führt eine geringe Anpassungszeit zu einem gesteigerten Erlöspotenzial. Sofern das Unternehmen kurzfristige Fahrplananpassungen vornehmen kann, ermöglicht dieses Modell eine simultane Optimierung über den Day-Ahead und Intraday-Markt. So könnten iterativ und automatisiert Flexibilitätsgebote und Fahrplananpassungswünsche ausgetauscht werden, um den erlösmaximalen Einsatz zu garantieren.

5.4 Zusammenfassung der Ergebnisse

In Abschnitt 5.1 wurden die mit den unterschiedlichen Koordinationsmodellen einhergehenden institutionenökonomischen Koordinationsprobleme erläutert. Die Konsequenz der Koordinationsprobleme liegt in entgangenen Einsparungen gegenüber einer idealen Kooperationssituation. In Abschnitt 5.2 wurden mögliche Mechanismen zur Überwindung dieser Koordinationsprobleme vorgestellt. Der mit jedem Lösungsmechanismus einhergehende zusätzliche Aufwand führt jedoch zu steigenden Transaktionskosten. Auf diesen Grundlagen wurden in Abschnitt 5.3 aussichtsreiche Vertragsalternativen entwickelt und bewertet. Dabei wurden die in Abschnitt 2.3 vorgestellten grundsätzlichen Anforderungen an flexible Stromvertragsmodelle (Verhältnismäßigkeit von Nutzen zu Aufwand, Begrenzung der Risiken für das Industrieunternehmen, Erlösgenerierung für beide Akteure) berücksichtigt.

Die Bewertung der verschiedenen Vertragsmodelle offenbart einen positiven Zusammenhang zwischen dem aggregierten Erlöspotenzial und Koordinationsaufwand. Gleichzeitig nehmen mit der zunehmenden Komplexität der Vertragsmodelle die Anforderungen an das industrielle Einsatzszenario zu. Folglich ist keiner der vorgestellten Vertragstypen dominant. Je nach industriellem Anwendungsszenario, betrieblichen Zielsetzungen und nutzbaren Ressourcen muss vielmehr eine unternehmensspezifische Entscheidung bei der Auswahl des flexibilitätsorientierten Vertragsmodells getroffen werden. Die hier vorgestellten Vertragstypen bieten dabei eine Grundlage zur Einordnung und Bewertung verschiedener Alternativen. Abbildung 13 fasst grundlegende Eigenschaften der untersuchten Vertragstypen zusammen.

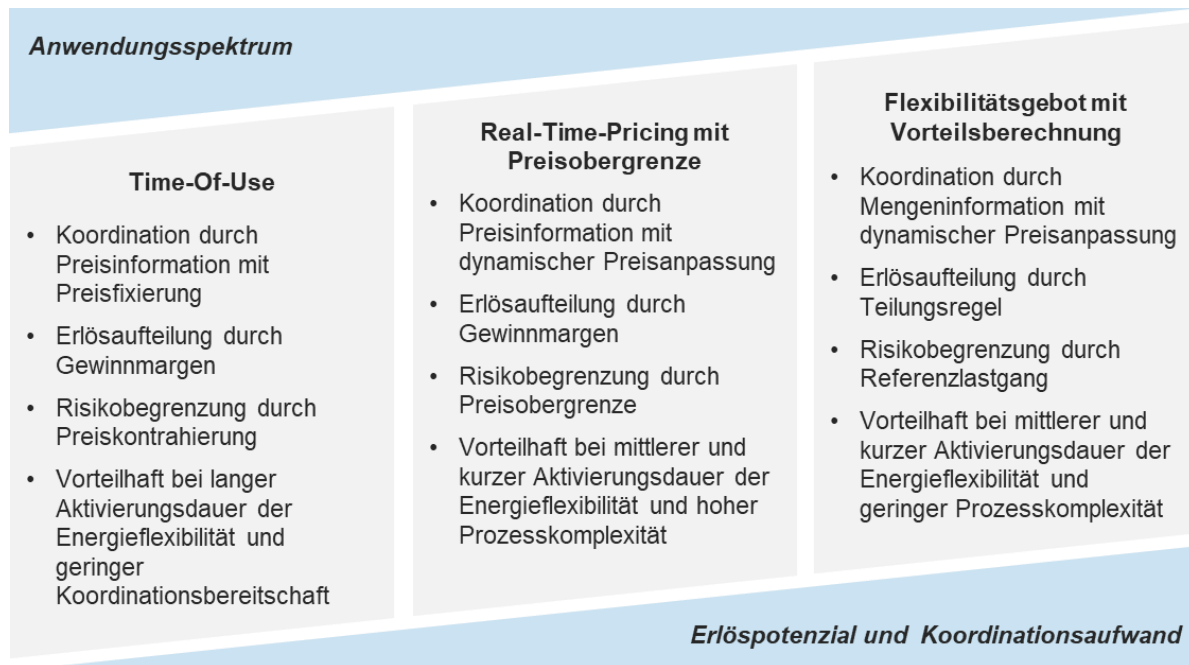


Abbildung 13: Eigenschaften und Anwendungsfälle der untersuchten Vertragsmodelle
(Quelle: Eigene Darstellung)

6. Handlungsempfehlungen und kritische Würdigung

Auf Grundlage der Ergebnisse der Systematisierung und komparativen Analyse flexibilitätsorientierter Strombeschaffungsmodelle werden in Abschnitt 6.1 praktische Handlungsempfehlungen abgeleitet. Anschließend werden in Abschnitt 6.2 die Ergebnisse und Limitationen der Forschungsarbeit diskutiert und Anknüpfungspunkte für weitergehende Untersuchungen aufgezeigt.

6.1 Handlungsempfehlungen

Bei der Konzeption eines flexibilitätsorientierten Stromvertrags sollten die Auswirkungen von Unsicherheiten und asymmetrischer Informationen antizipiert werden. Das Optimum einer zentralen Lösung unter Sicherheit stellt lediglich eine Abschätzung des maximal möglichen Potenzials dar, das in praktischen Anwendungen jedoch nicht erreicht werden kann. Durch den Einsatz geeigneter Koordinationsmechanismen, die eigennutzmaximierendes Verhalten des Lieferanten oder Abnehmers unterbinden, kann das Erlöspotenzial eines Tarifs gesteigert werden. In diesem Zusammenhang spielt die Informationsbeschaffung vor Vertragsschluss (Screening), die Implementierung vertraglicher Kooperationsanreize (Anreizmechanismen) und die Überwachung der Handlungen des Vertragspartners (Monitoring) eine entscheidende Rolle. Mit steigender Flexibilität des Vertrags nimmt die Zahl nicht kontrahierter Parameter und damit auch der Bedarf an nachvertraglicher Koordination zu. Folglich steigt mit der Flexibilität des Vertragsmodells auch der koordinative Mehraufwand.

Zur Feststellung der Eignung eines flexiblen Tarifs sollte eine Gegenüberstellung des Erlöspotenzials und des notwendigen Koordinationsaufwands erfolgen. Das Erlöspotenzial wird durch das zentrale Optimum abzüglich der Verluste aufgrund unsicherer und asymmetrischer Informationen determiniert. Der Koordinationsaufwand äußert sich in Form von Transaktionskosten vor und nach Vertragsschluss, die bei dem Lieferanten und Abnehmer anfallen. Die Vorteilhaftigkeit eines Vertragsmodells ist vom spezifischen Anwendungsszenario abhängig. So ist beispielsweise das Erlöspotenzial eines Vertrags mit Preiskontrahierung (Time-Of-Use) vergleichsweise gering, doch auch der Koordinationsaufwand nach Vertragsschluss beschränkt sich in diesem Fall auf ein Minimum. Folglich kann dieser Tarif insbesondere dann eingesetzt werden, wenn das Industrieunternehmen nur geringe Ressourcen zur Koordination des Flexibilitätseinsatzes aufwenden kann.

Bei der Tarifwahl sollten börsliche Handelsfristen, die Aktivierungsdauer der Energieflexibilität sowie die Komplexität der Ablaufplanung berücksichtigt werden. Je kurzfristiger eine Fahrplananpassung erfolgen kann, desto größer ist das Erlöspotenzial eines flexibilitätsorientierten Stromlieferungsvertrags. Die Vermarktung von Energieflexibilität auf den Spotmärkten setzt voraus, dass die Optimierung der Ablaufplanung frühestens am Nachmittag des Vortages durchgeführt wird (Day-Ahead-Optimierung). Da die individuellen Ergebnisse von Intraday-Geschäften durch den Stromversorger nur schlecht antizipiert werden können, eröffnet sich das Potenzial einer Intraday-Optimierung nur für Flexibilitäten, die binnen weniger Minuten bis Stunden ansteuerbar sind. Während zur Vermarktung von Energieflexibilität an den Spotmärkten bei komplexen Industrieprozessen eine Koordination durch Preisinformation (Real-Time-Pricing) vorteilhaft erscheint, kann bei relativ leicht modellierbaren Prozessen das größte Potenzial bei der Koordination durch Mengeninformaton (Flexibilitätsgebot) erwartet werden.

Lernkurven sollten bei der Einführung eines flexibilitätsorientierten Stromvertragsmodells berücksichtigt werden. Derzeit nehmen flexible Stromtarife in Deutschland eine Nischenrolle ein. Aufgrund der voranschreitenden Energiewende und potenzieller marktlicher wie regulatorischer Veränderungen kann jedoch von einer in Zukunft steigenden Attraktivität flexibler Stromtarife in Deutschland ausgegangen werden. Wenn Stromversorger und industrielle Stromverbraucher frühzeitig flexible Tarife erproben, können Lernkurveneffekte einen zukünftigen Wettbewerbsvorteil ermöglichen. So kann beispielsweise ein Industrieunternehmen, das bisher Strom zu Festpreisen bezogen hat, zunächst nur für einzelne Prozesse den Strom zu dynamischen Preisen beziehen. Auf diesem Weg findet eine risikoarme Erprobung und ein schrittweiser Kompetenzaufbau im Unternehmen statt. Die notwendige Zusammenarbeit unterschiedlicher Funktionalbereiche (insbesondere Beschaffung, Produktionsplanung und Controlling) kann erprobt und das innerbetriebliche Anreizsystem gegebenenfalls an die neue Situation angepasst werden. Ein Stromversorger kann beispielsweise die verschiedenen hier vorgestellten Koordinationsmodelle in Pilotprojekten testen, um deren Potenziale und Anwendungsvoraussetzungen auch praktisch zu erproben.

Etablierte Energieversorgungsunternehmen sollten bestehende Kundenbeziehungen nutzen, um flexible Stromlieferverträge zu erproben. Koordinationsprobleme können auch auf informellem Wege durch gegenseitiges Vertrauen der Vertragspartner vermieden oder gelöst werden. So kann insbesondere die Gefahr der adversen Selektion verringert werden, wenn Lieferant und Abnehmer schon eine Geschäftsbeziehung pflegen. Gerade zu Beginn der Lernkurve kann eine Abschätzung des Potenzials auf diesem Wege auch dann erfolgen, wenn bei der Gestaltung des flexiblen Stromliefervertrags nicht alle Koordinationsprobleme antizipiert werden. In externen Expertengesprächen bestätigte sich, dass viele gewerbliche und industrielle Stromverbraucher auch bei der Einführung flexibler Tarife eine planbare Beschaffung der unflexiblen Energiemenge zu Fixpreisen bevorzugen.⁵³ Aus einer bestehenden Vertragsbeziehung heraus lässt sich ein flexibles Liefermodell folglich leichter implementieren.

6.2 Kritische Würdigung und Forschungsbedarf

In dieser Forschungsarbeit wurde die vertragsbasierte Koordination flexibilitätsorientierter Stromliefermodelle untersucht. Aufgrund unterschiedlicher Ressourcen und Zielsetzungen von Stromlieferanten und -abnehmern stellt die Überwindung von Informationsasymmetrien und der Umgang mit Unsicherheit eine zentrale Herausforderung bei der Koordination dar. Das methodische Fundament zur Untersuchung dieser Koordinationsprobleme bildet die Neue Institutionenökonomik. Dabei wurden Erkenntnisse der Transaktionskostentheorie, Prinzipal-Agenten-Theorie und der vertragsbasierten Supply-Chain-Koordination mit praktischen Erkenntnissen aus der Strombelieferung von Industrieunternehmen verknüpft.

Zunächst wurden Koordinationsmodelle flexibilitätsorientierter Stromlieferverträge systematisiert (Kapitel 4). Es wurden vier Grundmodelle der Koordination entwickelt, die eine Einordnung aller im Rahmen von Expertengesprächen identifizierten flexiblen Stromliefermodelle mit variablen Arbeitspreisen ermöglichen. Zudem wurden mithilfe von Erkenntnissen aus der vertragsbasierten Supply-Chain-Koordination weiterführende Koordinationsmechanismen vorgestellt, die eine Begrenzung von Preisrisiken und eine Erlösgenerierung und -aufteilung ermöglichen.

Im Rahmen dieser Systematisierung muss festgehalten werden, dass auch Mischformen aus verschiedenen Koordinationsmodellen in praktischen Anwendungen möglich sind. Die vorgestellten Koordinationsmodelle schließen sich folglich nicht gegenseitig aus. Zudem kann der Systematisierungsansatz keinen Anspruch auf Vollständigkeit erheben, da vertragliche Koordinationsmechanismen bilateral ausgehandelt werden und somit häufig nicht öffentlich zugänglich sind. Da die Forschung zur vertragsbasierten Supply-Chain-Koordination meist von symmetrischer Information ausgeht, können die modellbasierten Aussagen zur Effektivität dieser Mechanismen nicht auf den Anwendungsfall der flexiblen Strombelieferung übertragen werden.

⁵³ Dies bestätigten zwei Interviewpartner, die im Vertrieb eines Stromversorgungsunternehmens bzw. im Inhouse-Consulting einer Handelskette tätig sind.

Anschließend wurden Koordinationsprobleme der unterschiedlichen Koordinationsmodelle auf der Grundlage institutionenökonomischer Erkenntnisse identifiziert (Abschnitt 5.1). Als kritische Koordinationsprobleme wurden primär die adverse Selektion des Vertragspartners vor Vertragsschluss und das moralische Risiko bei der Übermittlung von Preis- oder Mengeninformationen nach Vertragsschluss erkannt.

Diese Analyse von Koordinationsproblemen basierte auf der Grundannahme der eigennutzmaximierenden Ausnutzung asymmetrischer Information durch beide Akteure. Eine derartige Verhaltensannahme bei der Vertragsgestaltung und -implementierung mag grundsätzlich plausibel sein, sie kann den Akteuren jedoch nicht zwangsweise unterstellt werden. Ein bestehendes Vertrauensverhältnis zwischen den Vertragsparteien und das Interesse an einer langfristigen Kooperation kann zu einer Abkehr von eigennutzmaximierenden Handlungen führen. Die Annahme opportunistischen Verhaltens nach Williamson ist noch kritischer, da explizit die Anwendung von List oder Tücke zur Verfolgung des Eigeninteresses vorausgesetzt wird. Aufgrund des geringen Hold-Up-Risikos bei flexiblen Stromlieferbeziehungen kann diese Annahme nur in Einzelfällen unterstellt werden.

Die anschließende Entwicklung und Einordnung von Lösungsansätzen (Abschnitt 5.2) basierte auf institutionenökonomischen Ansätzen zur Lösung von Koordinationsproblemen bei Vertragsbeziehungen. Dabei hat sich eine Lösung des moralischen Risikos nach Vertragsschluss als besonders herausfordernd erwiesen. Es wurde festgestellt, dass jeder Lösungsmechanismus einen *Trade-Off* zwischen dem Erlöspotenzial und Koordinationsaufwand darstellt. Mit dieser Erkenntnis wurden drei idealtypische Vertragsmodelle definiert und vor dem Hintergrund ihres Erlöspotenzials sowie Koordinationsaufwands untersucht (Abschnitt 5.3). Die Untersuchung ist zu dem Ergebnis gekommen, dass ein gesteigertes Erlöspotenzial stets mit steigenden Anforderungen an die industrielle Energieflexibilität oder die Koordinationsaktivität einhergeht. Auf dieser Grundlage wurden Anwendungsszenarien für die drei vorgestellten Vertragstypen skizziert.

Da die Lösungsansätze der Transaktionskostentheorie nach Coase und Williamson ursprünglich die Frage einer Eigen- oder Fremdfertigung untersuchen, musste bei einer Anwendung im Kontext der flexiblen Strombelieferung eine Anpassung vorgenommen werden. Bestimmte Lösungsansätze mussten ausgeschlossen werden. Die vertikale Integration in Form der Eigenerzeugung und Selbstbeschaffung von Strom durch das Industrieunternehmen entspricht nicht den Anforderungen der Problemstellung. Auch der integrierte Betrieb von Produktionsanlagen durch den Stromversorger stellt im vorliegenden Zusammenhang keine viable Lösungsoption dar.

Trotz der zuvor erläuterten Limitationen bieten sich auf Grundlage der Ergebnisse dieser Forschungsarbeit weitere Untersuchungen aus systemorientierter Perspektive an. Auf Basis der vorgestellten Systematisierung und komparativen Analyse verschiedener Koordinationsmechanismen können verschiedene quantitative Modellierungen durchgeführt werden. Erstens kann eine Abschätzung der zentralen Lösung (ohne Unsicherheit und Informationsasymmetrie) dabei helfen, verschiedene zeitliche Granularitäten und verschiedene Vermarktungsoptionen (Preiskontrahierung, Day-Ahead-Vermarktung, Intraday-Vermarktung)

vergleichend zu bewerten. Zweitens können durch eine Modellierung des Koordinationsproblems unter Unsicherheit die Auswirkungen unterschiedlicher Anpassungszeiten der Energieflexibilität vor dem Hintergrund der Intraday-Optimierung untersucht werden. Drittens kann mithilfe eines simulierten Multiagentensystems ein quantitativer Vergleich von preisbasierter und mengenbasierter Koordination durchgeführt werden, der die qualitativen Aussagen dieser Forschungsarbeit ergänzt.

Auch im Bereich der einzelwirtschaftlichen Entscheidungsfindung ergibt sich zusätzlicher Forschungsbedarf. In diesem Kontext müssen einzelfallspezifische Anforderungen berücksichtigt werden. Weiche Kriterien (bspw. unternehmensinterne Kommunikations- und Koordinationskultur) können bei der Auswahl des flexiblen Stromtarifs von ähnlich großer Bedeutung sein wie harte Kriterien (bspw. vorhandenes Energieflexibilitätpotenzial und Stromintensität der flexiblen Prozesse). Um eine Vielzahl unterschiedlicher Kriterien und Perspektiven bei der Entscheidungsfindung zu berücksichtigen, kann ein multikriterielles Entscheidungsproblem formuliert werden. So können sowohl Stromversorger als auch Industrieunternehmen etwa mithilfe des *Analytic Hierarchy Process* verschiedene Vertragsalternativen miteinander vergleichen und situationsabhängig bewerten.

7. Zusammenfassung

Das Ziel dieser Forschungsarbeit liegt in der Systematisierung und komparativen Analyse flexibilitätsorientierter Stromvertragsmodelle für Industrieunternehmen. Dafür wurden zunächst praktische Anforderungen an flexibilitätsorientierte Stromvertragsmodelle aus der Perspektive von Stromlieferanten und Industrieunternehmen abgeleitet. Es wurde festgestellt, dass die unterschiedlichen Ressourcen und Zielstellungen der Akteure bei der Konzeption von Koordinationsmodellen berücksichtigt werden müssen. Ein flexibilitätsorientiertes Vertragsmodell sollte insbesondere eine Erlösgenerierung und -aufteilung sowie eine Risikobegrenzung bei vertretbarem Koordinationsaufwand ermöglichen.

Zur Analyse der Koordinationsaktivität vor dem Hintergrund unsicherer und asymmetrischer Information zwischen dem Stromlieferanten und -abnehmer wurden bestehende Lösungsansätze vorgestellt und auf deren Anwendbarkeit untersucht. Die Transaktionskostentheorie, Prinzipal-Agenten-Theorie und die vertragsbasierte Supply-Chain-Koordination können zur Analyse und Lösung von Koordinationsproblemen im Bereich der flexibilitätsorientierten Stromlieferung herangezogen werden, sofern deren Limitationen aufgrund abweichender Grundannahmen oder Zielsetzungen berücksichtigt werden.

Im Rahmen der Systematisierung wurden vier grundlegende Koordinationsmodelle identifiziert, die sich durch die koordinierende Information (Preis- oder Mengeninformaton) und die preisliche Flexibilität (Preisfixierung oder Preisupdate) unterscheiden. Unter Synthese praktischer Anforderungen und bestehender Lösungsansätze im Supply-Chain-Management wurden weiterführende Koordinationsmechanismen zur Begrenzung von Preisrisiken und Erlösgenerierung wie -aufteilung systematisiert. Preisrisiken können insbesondere durch eine Kontrahierung von Mengen- und Preisinformationen (Verpflichtungsverträge) begrenzt

werden. Erlöse können entweder in Form einer Marge auf die Arbeitspreise oder mithilfe einer Teilungsregel (Teilungsverträge) zwischen beiden Akteuren aufgeteilt werden.

Im Rahmen der komparativen Analyse flexibilitätsorientierter Stromvertragsmodelle wurden zunächst Koordinationsprobleme der unterschiedlichen Modelle identifiziert. Im Falle einer Koordination durch Preisinformation stellt das moralische Risiko bei der Übermittlung von Preisprognosen das größte Koordinationsproblem dar. Im Falle einer Koordination durch Mengeninformation hingegen kann die Ermittlung eines Referenzlastgangs zu adverser Selektion (Kontrahierung des Referenzlastgangs) oder einem moralischen Risiko (tägliche Referenzlastgangermittlung) führen. Zur Lösung der Koordinationsprobleme wurden unterschiedliche Anreiz- und Überwachungsmechanismen vorgestellt. Auf der Grundlage vielversprechender Koordinationsmechanismen wurden drei idealtypische Vertragsmodelle entwickelt: Ein Vertrag mit Kontrahierung der Preisblöcke, ein Vertrag mit dynamischer Preisanpassung bis zu einer Preisobergrenze und ein Vertrag mit einer Fahrplanoptimierung durch den Energieversorger. Zur Bewertung wurden die erzielbaren Ersparnisse und der Koordinationsaufwand jedes Vertrags gegenübergestellt. Es wurde festgestellt, dass jeder Vertragstyp einen Kompromiss aus beiden Kriterien darstellt. Ein höheres Erlöspotenzial wird stets mit höheren Transaktionskosten erkaufte. Folglich hängt die Eignung des flexiblen Vertrags von dem jeweiligen Anwendungsszenario ab. Ein Modell mit Preiskontrahierung ist insbesondere für wenig stromintensive Unternehmen vorteilhaft, die mit begrenztem Koordinationsaufwand Energieflexibilitäten mit langen Aktivierungs- und Nutzungsdauern vermarkten wollen. Ein Modell mit dynamischer Preisanpassung eignet sich für industrielle Anwendungen, die sich durch eine mittlere bis geringe Aktivierungsdauer der Energieflexibilität und einer komplexen Ablaufplanung auszeichnen. Ein Modell mit einer Fahrplanoptimierung durch den Energieversorger bietet das größte Erlöspotenzial, setzt allerdings eine geringe Aktivierungsdauer der Energieflexibilität voraus. Der Produktionsprozess sollte in diesem Koordinationsmodell leicht modellierbar sein, um eine transparente Referenzlastgangermittlung zu ermöglichen.

Literaturverzeichnis

- Aïd, R.; Possamaï, D.; Touzi, N. (2019): Optimal electricity demand response contracting with responsiveness incentives. Hg. v. Cornell University. Online verfügbar unter <http://arxiv.org/pdf/1810.09063v3>, zuletzt geprüft am 08.11.2019.
- Albrecht, M. (2010): Supply chain coordination mechanisms. New approaches for collaborative planning. Heidelberg, London: Springer (Lecture notes in economics and mathematical systems, 628).
- Arrow, K.; Harris, T. E.; Marschak, J. (1951): Optimal inventory policy. In: *econometrica* 19 (3). DOI: 10.2307/1906813.
- BDEW (Hg.) (2019): Nettostromverbrauch nach Verbrauchergruppen 2018. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Nettostromverbrauch_nach_Verbrauchergruppen_2017_online_o_jaehrlich_Ki_29032019.pdf, zuletzt geprüft am 18.11.2019.
- Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur (2012): Beschluss in dem Verwaltungsverfahren wegen der Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreis-Abrechnungssystems. Aktenzeichen: BK6-12-024.
- Biegel, B.; Hansen, L. H.; Stoustrup, J.; Andersen, P.; Harbo, S. (2014): Value of flexible consumption in the electricity markets. In: *Energy* 66, S. 354–362. DOI: 10.1016/j.energy.2013.12.041.
- Bolay, S.; Lempp, B. (2019): Strombeschaffung und Stromhandel. Hintergründe, Herausforderungen, Hinweise. Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V. Berlin, Brüssel. Online verfügbar unter <https://www.dihk.de/resource/blob/16826/406b0cf506b3d2d5fadf9bfae8f70b81/dihk-faktenpapier-strombeschaffung-und-handel-data.pdf>, zuletzt geprüft am 21.01.2020.
- Bolton, P.; Dewatripont, M. (2005): Contract theory. Cambridge, London: The MIT Press.
- Bönte, W.; Nielen, S.; Valitov, N.; Engelmeyer, T. (2015): Price elasticity of demand in the EPEX spot market for electricity—New empirical evidence. In: *Economics Letters* 135, S. 5–8. DOI: 10.1016/j.econlet.2015.07.007.
- Borchert, J.; Schemm, R.; Korth, S. (2006): Stromhandel: Institutionen, Marktmodelle, Pricing und Risikomanagement. Stuttgart: Schäffer-Poeschel.
- Brunner, C. (2014): Changes in electricity spot price formation in Germany caused by a high share of renewable energies. In: *Energy systems* 5 (1), S. 45–64.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hg.) (2019): Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 03.03.2020.

- Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (Hg.) (2019): Monitoringbericht 2018. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 18.01.2020.
- Bundesregierung (2005): Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen. StromNZV. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnzv/StromNZV.pdf>.
- Bundesregierung (2016): Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten. AbLaV. Online verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/ablav_2016/AbLaV.pdf.
- Cachon, G. P. (2003): Supply Chain Coordination with Contracts. In: S. C. Graves und A. G. de Kok (Hg.): Handbooks in Operations Research and Management Science: Supply Chain Management: Design, Coordination and Operation, Bd. 11: Elsevier, S. 227–339.
- Coase, R. H. (1937): The Nature of the Firm. In: *Economica* 4 (16), S. 386–405. DOI: 10.1111/j.1468-0335.1937.tb00002.x.
- Deutscher Bundestag (2005): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung. EnWG. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/EnWG.pdf.
- Deutscher Bundestag (2019): Bundes-Klimaschutzgesetz. KSG. Online verfügbar unter <http://www.gesetze-im-internet.de/ksg/KSG.pdf>.
- Ecofys (2016): Flex-Efficiency. Ein Konzept zur Integration von Effizienz und Flexibilität bei industriellen Verbrauchern. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2015/Flex-Efficiency/Agora_Flex-Efficiency_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 08.11.2019.
- eex group (Hg.) (2017): Basisinformationsblatt für EEX Strom Cap-Futures Long/Short. Online verfügbar unter <https://www.eex.com/blob/77372/c1ce1bf6f7d63a9e326ebc459be6c2ca/20171215-eex-kid-futures-strom-cap-future-de-final-data.pdf>, zuletzt geprüft am 14.02.2020.
- eex group (Hg.) (2020): EEX Teilnehmerliste. Online verfügbar unter <https://www.eex.com/de/handel/teilnehmerliste#/teilnehmerliste>, zuletzt geprüft am 25.01.2020.
- Eid, C.; Koliou, E.; Valles, M.; Reneses, J.; Hakvoort, R. (2016): Time-based pricing and electricity demand response. Existing barriers and next steps. In: *Utilities Policy* 40, S. 15–25. DOI: 10.1016/j.jup.2016.04.001.
- Elsner, P.; Fishedick, M.; Sauer, D. U. (Hg.) (2015): Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Technologien - Szenarien - Systemzusammenhänge. München: acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V. (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft).

- EPEX Spot SE (Hg.) (2020): Trading Products. Online verfügbar unter <https://www.epexspot.com/en/tradingproducts>, zuletzt geprüft am 09.02.2020.
- Georgia Power (Hg.) (2020a): Real Time Pricing - Day Ahead Schedule: "RTP-DA-5". Online verfügbar unter <https://www.georgiapower.com/content/dam/georgiapower/pdfs/business-pdfs/rates-schedules/6.20-rtp-da.pdf>, zuletzt geprüft am 21.02.2020.
- Georgia Power (Hg.) (2020b): Real Time Pricing - Hour Ahead Schedule: "RTP-HA-5". Online verfügbar unter <https://www.georgiapower.com/content/dam/georgiapower/pdfs/business-pdfs/rates-schedules/6.30-rtp-ha.pdf>, zuletzt geprüft am 10.02.2020.
- Govindan, K.; Popiuc, M. N.; Diabat, A. (2013): Overview of coordination contracts within forward and reverse supply chains. In: *Journal of Cleaner Production* 47, S. 319–334. DOI: 10.1016/j.jclepro.2013.02.001.
- Graßl, M. (2015): Bewertung der Energieflexibilität in der Produktion. Forschungsberichte IWB / 300. Dissertation. Technische Universität München.
- Guba, N. (2018): Energy portfolio optimisation under uncertainty. Dissertation. Ruhr-Universität Bochum.
- Hayn, M. (2016): Modellgestützte Analyse neuer Stromtarife für Haushalte unter Berücksichtigung bedarfsorientierter Versorgungssicherheitsniveaus. In: *KIT Scientific Publishing* 13. DOI: 10.5445/KSP/1000053095.
- Hu, Z.; Kim, J.-h.; Wang, J.; Byrne, J. (2015): Review of dynamic pricing programs in the U.S. and Europe. Status quo and policy recommendations. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42, S. 743–751. DOI: 10.1016/j.rser.2014.10.078.
- Hüwels, H.; Bolay, S.; Flechtner, J.; Grajetzky, C. (2012): Energiewende-Barometer 2012. Noch überwiegt die Skepsis. Hg. v. Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V. Online verfügbar unter <https://www.ihk-krefeld.de/de/media/pdf/innovation/energie/energiewende-barometer-2012.pdf>, zuletzt geprüft am 06.12.2019.
- Inderfurth, K.; Clemens, J. (2014): Supply chain coordination by risk sharing contracts under random production yield and deterministic demand. In: *OR Spectrum* 36 (2), S. 525–556. DOI: 10.1007/s00291-012-0314-3.
- Jensen, M. C.; Meckling, W. H. (1976): Theory of the firm: Managerial behavior, agency costs and ownership structure. In: *Journal of Financial Economics* 3 (4), S. 305–360. DOI: 10.1016/0304-405X(76)90026-X.
- Jost, P.-J. (Hg.) (2001): Die Prinzipal-Agenten-Theorie in der Betriebswirtschaftslehre. Stuttgart: Schäffer-Poeschel.

- Kiviluoma, J.; Meibom, P.; Tuohy, A.; Troy, N.; Milligan, M.; Lange, B. et al. (2012): Short-Term Energy Balancing With Increasing Levels of Wind Energy. In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 3 (4), S. 769–776. DOI: 10.1109/TSTE.2012.2209210.
- Konstantin, P. (2007): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Berlin, Heidelberg.
- Mathieu, J. L.; Callaway, D. S.; Kiliccote, S. (Hg.) (2011): Examining uncertainty in demand response baseline models and variability in automated responses to dynamic pricing. 2011 50th IEEE Conference on Decision and Control and European Control Conference.
- Mohajeryami, S.; Schwarz, P.; Baboli, P. T. (Hg.) (2015): Including the behavioral aspects of customers in demand response model. Real time pricing versus peak time rebate. 2015 North American Power Symposium (NAPS).
- Nabe, C.; Beyer, C.; Brodersen, N.; Schäffler, H.; Adam, D.; Heinemann, C. et al. (2009): Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen. Hg. v. Ecofys, EnCT, BBH. Im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/MessUndZaehlwesen/EcofysLastvariableZeitvariableTarife.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 20.11.2019.
- Next Kraftwerke GmbH (Hg.) (2020a): Was ist der Strommarkt? Online verfügbar unter <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt>, zuletzt geprüft am 09.02.2020.
- Next Kraftwerke GmbH (Hg.) (2020b): Was ist Regelenergie? Online verfügbar unter <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie>, zuletzt geprüft am 08.02.2020.
- Oliveira, F. S.; Ruiz, C.; Conejo, A. J. (2013): Contract design and supply chain coordination in the electricity industry. In: *European Journal of Operational Research* 227 (3), S. 527–537. DOI: 10.1016/j.ejor.2013.01.003.
- Oschmann, G.; Moor, C.; Georg, J. (2010): Stromeinkauf unter Marktbedingungen: Beschaffungsstrategien von energieintensiven Unternehmen. Bulletin-Online. Fachzeitschrift von Electrosuisse und VSE. Online verfügbar unter http://www.bulletin-online.ch/uploads/media/article_146488.pdf., zuletzt geprüft am 26.01.2020.
- Podolny, J. M. (1993): A Status-Based Model of Market Competition. In: *American Journal of Sociology* 98 (4), S. 829–872. DOI: 10.1086/230091.
- Ramos, A.; Jonghe, C. D.; Six, D.; Belmans, R. (Hg.) (2013): Asymmetry of information and demand response incentives in energy markets. 2013 10th International Conference on the European Energy Market (EEM).
- Richter, R.; Furubotn, E. G. (2010): Neue Institutionenökonomik. Eine Einführung und kritische Würdigung. 4. Aufl. Tübingen: Mohr Siebeck.

- Rintamäki, T.; Siddiqui, A. S.; Salo, A. (2017): Does renewable energy generation decrease the volatility of electricity prices? An analysis of Denmark and Germany. In: *Energy Economics* 62, S. 270–282. DOI: 10.1016/j.eneco.2016.12.019.
- Roon, S. von; Gobmaier, T. (2010): Demand Response in der Industrie. Status und Potenziale in Deutschland. Hg. v. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. München. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/download/article/353/von_Roon_Gobmaier_FfE_Demand_Response.pdf, zuletzt geprüft am 02.12.2019.
- Schenuit, C.; Vogel, L. (2018): Geld verdienen mit intelligentem Stromverbrauch. Demand Side Management (DSM): Einführung und praktische Erfahrungen in Deutschland. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/181219_DSM_in_Germany_DE_final.pdf, zuletzt geprüft am 08.01.2020.
- Schmidt, K. (2017): Vertragsbasierte Koordination verteilter Produktentwicklungsprozesse. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden (Produktion und Logistik).
- Schnorr, S. (2019): Energiebeschaffung in Industrieunternehmen. Erfolgreiches Agieren am Energiemarkt. Wiesbaden: Springer Gabler.
- Schultz, C.; Braun, S.; Braunreuther, S.; Reinhart, G. (2017): Integration of Load Management into an Energy-oriented Production Control. In: *Procedia Manufacturing* 8, S. 144–151. DOI: 10.1016/j.promfg.2017.02.017.
- Schumacher, I.; Würfel, P. (2015): Strategien zur Strombeschaffung in Unternehmen. Wiesbaden: Springer Fachmedien.
- Shen, B.; Choi, T.-M.; Minner, S. (2019): A review on supply chain contracting with information considerations. Information updating and information asymmetry. In: *International Journal of Production Research* 57 (15-16), S. 4898–4936. DOI: 10.1080/00207543.2018.1467062.
- Steriotis, K.; Tsaousoglou, G.; Efthymiopoulos, N.; Makris, P.; Varvarigos, M. (2018): Development of Real Time Energy Pricing Schemes that Incentivize Behavioral Changes. 2018 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON). Limassol.
- Su, C. L. (2007): Optimal demand-side participation in day-ahead electricity markets. Dissertation. University of Manchester. Online verfügbar unter <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.712.5363&rep=rep1&type=pdf>, zuletzt geprüft am 08.11.2019.
- U.S. Department of Energy (2006): Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them. A Report to the United States Congress Pursuant to Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005. Online verfügbar unter <https://eetd.lbl.gov/sites/all/files/publications/report-lbnl-1252d.pdf>, zuletzt geprüft am 11.11.2019.

- Vattenfall (Hg.) (2019): RLM-und SLP-Zähler. Was und wo liegt der Unterschied? Online verfügbar unter <https://www.vattenfall.de/geschaeftskunden-was-sind-rlm-slp-zaehler>, zuletzt geprüft am 27.01.2020.
- Weber, A. (2017): Eine institutionenökonomische Analyse der Bedarfsplanung der Stromübertragungsnetze unter Berücksichtigung der Interdependenzen zur Erzeugungsplanung. Dissertation. Technische Universität Berlin.
- Williamson, O. E. (1990): Die Ökonomischen Institutionen des Kapitalismus. Unternehmen, Märkte, Kooperationen. Tübingen: J.C.B. Mohr (Paul Siebeck).
- World Bank (2005): Primer on Demand-Side Management. With an emphasis on price-responsive programs. Washington DC. Online verfügbar unter <http://documents.worldbank.org/curated/en/986041468154163610/pdf/689720ESW0P0890agement0000020230050.pdf>, zuletzt geprüft am 10.03.2020.
- Xing, G.; Qian, D.; Guo, J.'e. (2016): Research on the Participant Behavior Selections of the Energy Performance Contracting Project Based on the Robustness of the Shared Savings Contract. In: *Sustainability* 8 (8), S. 730. DOI: 10.3390/su8080730.
- Yu, N.; Wei, T.; Zhu, Q. (Hg.) (2015): From passive demand response to proactive demand participation. 2015 IEEE International Conference on Automation Science and Engineering (CASE).

Anhang

Anhangsverzeichnis

1. Fragebögen der Experteninterviews	ii
1.1 Vertrieb eines Energieversorgungsunternehmens	ii
1.2 Business Development eines Energieversorgungsunternehmens	iv
1.3 Inhouse-Consulting einer Handelskette	vi
2. Entwicklung der Preisverläufe	viii
2.1 Entwicklung eines TOU-Tarifs (Abbildung 8).....	viii
2.2 Entwicklung eines RTP-Tarifs mit Preisobergrenze (Abbildung 9)	ix

1. Fragebögen der Interviews

1.1 Vertrieb eines Energieversorgungsunternehmens

Semistrukturiertes Interview mit dem Key Account Manager eines Stromlieferanten, der auch Flexibilitäts-Dienstleistungen anbietet (Regelleistung, AbLaV, flexible Tarife)

Allgemein

- Bis zu welchen Jahresverbrauchsmengen beliefern Sie Industriekunden mit Strom?
- Vermarktungsmöglichkeiten von Energieflexibilität: Regelleistung vs. Spotmarkt vs. AbLaV?
 - Zukünftige Entwicklung?
- Wie groß ist das Interesse der Kunden an flexiblen Tarifen? Welche Bedenken werden geäußert?
- Welche Hürden sehen Sie bei der Einführung variabler Tarife?
- Zahlen die Kunden bei den variablen Tarifen einen Grund- oder Leistungspreis?

Fragen zu einem TOU-Tarif: Kontrahierung von Fahrplan (Baseline) und Preisblöcken (4h, 2h oder 1h). Feste Preisobergrenze.

- Was passiert bei einer Abweichung des Kunden vom kontrahierten Fahrplan?
- Wie erfolgt die Abrechnung?
- Wie verdient Ihr Unternehmen an diesem Modell? Margen auf Preisblöcke?
- Inwieweit kann die Schwankung der Börsenpreise durch FEE (insb. Wind) hier berücksichtigt werden? Saisonale Anpassung der Preise denkbar?
- Würde die tägliche Übermittlung eines Fahrplans die Kosten der Energiebeschaffung für ihr Unternehmen senken?

Fragen zu einem RTP-Tarif: Kontinuierliche Übermittlung von Preisprognosen bis 75min vor Lieferung (Intraday), auf deren Basis der Fahrplan optimiert wird. Feste Preisobergrenze. Optimierung dezentral oder zentral (Fernregelung).

- Wird hier ein generischer Lastgang als Referenz kontrahiert?
- Wie können sich die Kunden gegen eine schlechte/ falsche Prognose durch ihr Unternehmen absichern?
- Wie oft bzw. wann übermittelt der Kunde einen Fahrplan?
- Welcher Preis wird bei der Abrechnung zugrunde gelegt?
- Was passiert bei einer Abweichung des Kunden vom optimalen Fahrplan?
- Wie verdient Ihr Unternehmen an diesem Modell? Profit Sharing?

Weitere Koordinationsmöglichkeiten:

- Stichwort zentrale Optimierung: Wie bewerten Sie ein Modell, in dem der Kunde am Vortag einen Flexibilitätskorridor übermittelt (Für jedes Intervall: Energiemenge, max und min Leistungsaufnahme, Kosten der max. und min. Leistungsaufnahme) und auf dieser Basis durch den Versorger ein optimaler Fahrplan generiert wird?

1.2 Business Development eines Energieversorgungsunternehmens

Schriftlicher Fragebogen an den Leiter der Geschäftsentwicklung eines Stromversorgers

1. **Motivation:** Flexible Stromtarife können einen wichtigen Beitrag zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien in das Stromsystem leisten. Gleichzeitig kann der Stromversorger die Energieflexibilität von Industriekunden zur Optimierung seines Portfolios nutzen und gemeinsam mit dem Kunden Erlöse erzielen. Das Mengen- und Marktpreisrisiko des Stromversorgers kann reduziert werden.
 - 1.1. **Welche weiteren Vorteile sehen Sie in der Nutzung flexibler Stromtarife?**
 - 1.2. **Wie schätzen Sie das Potenzial flexibler Stromtarife für Industrieunternehmen in Anbetracht der aktuellen Marktsituation in Deutschland ein?**
 - 1.3. **Welche Hürden sehen Sie derzeit bei der Einführung flexibler Stromtarife für Industrieunternehmen?**
2. **Vertragsmodelle:** Die Grundidee flexibler Tarife besteht darin, die Signale der Energy-Only-Märkte an das Industrieunternehmen weiterzugeben. So kann das Industrieunternehmen energieintensive Prozesse in die Zeiten niedriger Strompreise verschieben und vice versa. Dabei sind verschiedene Tarifmodelle denkbar. **Wie schätzen Sie das Potenzial folgender Tarifmodelle unter Berücksichtigung der Strommarktentwicklung in Deutschland ein? Welche Vor- und Nachteile sehen Sie in den einzelnen Vertragsmodellen?**
 - 2.1.1. **Time-Of-Use-Tarif:** Hier werden feste Preisblöcke zum Zeitpunkt des Vertragsschlusses definiert. Folglich können nur typische Marktpreisschwankungen in Abhängigkeit von Tageszeiten, Wochentagen oder Jahreszeiten berücksichtigt werden. Das Industrieunternehmen wird versuchen, die Strombeschaffungskosten durch eine selbstständige Optimierung der Fahrpläne zu reduzieren.
 - 2.1.2. **Real-Time-Tarif:** Hier prognostiziert der Stromversorger die Day-Ahead- und/oder Intraday-Preise. Auf Grundlage der Preisprognosen optimiert das Industrieunternehmen den Fahrplan und übermittelt diesen an den Stromversorger. So kann der Stromversorger im Rahmen des Portfoliomanagements die Fahrplananpassung gewinnbringend vermarkten. Die Vergütung des Industrieunternehmens wird an die Fahrplaneinhaltung gekoppelt.
 - 2.1.3. **Flexibilitätsgebot:** Hier übermittelt das Industrieunternehmen Informationen über die vorhandene Energieflexibilität: Die gesamte Energiebezugsmenge wird im betrachteten Zeitraum (z.B. ein Tag) als konstant angenommen. Für jedes Intervall (z.B. alle 60, 30 oder 15 Minuten) gibt das Industrieunternehmen den maximalen und minimalen Leistungsbezug an. Auf dieser Grundlage kann der Stromlieferant den Fahrplan für das Industrieunternehmen selbstständig optimieren und anschließend übermitteln. Die Vergütung des Industrieunternehmens wird an die Fahrplaneinhaltung gekoppelt.

2.1.4. Fernzugriff: Bei relativ einfachen Prozessen (z.B. Betrieb eines Kühlhauses, Betrieb von Pumpanlagen) könnte der Stromversorger per Fernsteuerung der Anlage selbstständig deren Strombeschaffungskostenoptimalen Betrieb unter Einhaltung aller Restriktionen sicherstellen. Ähnlich wie bei der Regelleistungsvermarktung gewährt das Industrieunternehmen dem Energieversorger Zugriff auf alle relevanten Betriebsparameter, um die Optimierung selbstständig durchzuführen.

1.3 Inhouse-Consulting einer Handelskette

Fragenkatalog zur Vorbereitung eines semistrukturierten Interviews mit einem Inhouse-Energieberater einer großen Handelskette:

1. **Motivation:** Flexible Stromtarife können einen wichtigen Beitrag zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien in das Stromsystem leisten. Gleichzeitig kann der Verbraucher seine Strombezugskosten reduzieren, indem er von schwankenden Strommarktpreisen profitiert.
 - 1.1. **Welche prozentuale Einsparung der Strombezugskosten erwarten Sie in Abhängigkeit verschiedener Anwendungsfälle** (Betrieb von Kühlhäusern, Laden von E-Autos, etc.)?
 - 1.2. **Welche Hürden sehen Sie derzeit bei der Nutzung flexibler Tarife?**
 - 1.3. **Wie bewerten Sie das Verhältnis von Aufwand zu Nutzen vor dem Hintergrund der Kosten des Flexibilitätsmanagements** (Investitionen, Fixkosten und variable Kosten)?
2. **Preisrisiko:** Während bei einem klassischen Festpreisvertrag der Stromlieferant das gesamte Preisrisiko trägt, wird das Preisrisiko bei flexiblen Tarifen zu einem Teil an den Abnehmer abgewälzt.
 - 2.1. **Wie wichtig ist eine Reduktion des Preisrisikos**, beispielsweise um eine transparente Prognose der Strombezugskosten bei Vertragsschluss zu ermöglichen?
 - 2.2. **Wie schätzen Sie die Attraktivität folgender Mechanismen zur Begrenzung von Preisrisiken für den Abnehmer ein?**
 - 2.2.1. Vertragliche Festlegung flexibler Verbraucher und Prozesse und eine separate Messung und Zählung dieser (Die restliche Stromlieferung erfolgt zu den gewohnten Konditionen). Das Preisrisiko wird somit auf die flexible Strombezugsmenge begrenzt.
 - 2.2.2. Berechnung auf der Grundlage eines Referenzlastgangs: Der Referenzlastgang beschreibt den hypothetischen Lastgang unter der Annahme eines fixen Arbeitspreises. Nur die Abweichungen des tatsächlichen Lastgangs von dem Referenzlastgang werden zu dynamischen Preisen abgerechnet.
 - 2.2.3. Vertragliche Definition von Maximalpreisen: Die Abrechnungspreise berücksichtigen kurzfristige Spotmarkt-Preisschwankungen, werden allerdings nach oben gedeckelt. Je nach Höhe der Deckelung wird ein Kompromiss aus Risikoexposition und erzielbaren Ersparnissen erreicht.
 - 2.2.4. Vertragliche Fixierung von Preisen (Time-Of-Use-Tarife): So werden unterschiedliche Preisblöcke schon bei Vertragsschluss definiert. Die Strombeschaffungskosten können so schon früh prognostiziert werden, dafür sinkt das Einsparungspotenzial, da nicht auf dynamische Marktpreisschwankungen reagiert werden kann.

- 3. Koordination mit dem Stromlieferanten:** Um das Potenzial flexibler Tarife nutzen zu können, muss die ungleiche Informationsverteilung zwischen dem Stromlieferanten und Verbraucher überwunden werden. Falls der Verbraucher den Fahrplan selbst optimiert, ist er auf gute Preisprognosen durch den Stromlieferanten angewiesen.
- 3.1. Wie groß schätzen Sie das Risiko einer (vorsätzlich oder fahrlässig) schlechten oder falschen Preisprognose durch den Stromlieferanten ein? Wie kann dieses Risiko verringert werden?**
- 3.2.** Intraday-Preise sind transaktionsspezifisch und können nur schlecht prognostiziert werden. Je kurzfristiger der Verbraucher seinen Fahrplan an aktuelle Preisprognosen anpassen kann, desto größer das erzielbare Einsparungspotenzial. **Wie kurzfristig kann eine Anpassung des Fahrplans erfolgen? Inwiefern unterscheiden sich die Anforderungen bei unterschiedlichen Anwendungsfällen** (z.B. Kühlhäuser, E-Autos, etc.)?
- 4. Zentrale Optimierung:** Als Alternative zu einer dezentralen Abstimmung (Stromversorger übermittelt Preissignale, Verbraucher optimiert und übermittelt den Fahrplan) bietet sich die zentrale Optimierung des Fahrplans durch den Stromversorger an.
- 4.1. Unter welchen Voraussetzungen würden Sie eine Steuerung des flexiblen Prozesses durch den Stromlieferanten per Fernwirkeinheit zulassen?** Sofern die relevanten Flexibilitätsparameter (min. und max. Leistung je Intervall, gesamte flexible Energiebezugsmenge) für den Stromlieferanten stets einsehbar sind, kann dieser den Strombezug so selbstständig optimieren.
- 4.2. Wie beurteilen Sie ein Koordinationsmodell, in dem der Kunde zu einem festgelegten Zeitpunkt die relevanten Flexibilitätsparameter übermittelt** (min. und max. Leistung je Intervall, gesamte flexible Energiebezugsmenge) **und auf dieser Basis durch den Versorger ein optimaler Fahrplan generiert und übermittelt wird?** Der Verbraucher kann selbstständig über die Einhaltung des Fahrplans entschieden, wird jedoch nur im Falle fahrplantreuen Verhaltens vergütet (Auf Grundlage eines Referenzlastgangvergleichs (siehe 2.1.3).

2.1 Entwicklung eines TOU-Tarifs

Stunde	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Durchschnittspreis 2019 Day-Ahead (Mo-So)	31,85 €/MWh	29,77 €/MWh	28,42 €/MWh	27,73 €/MWh	28,15 €/MWh	30,34 €/MWh	36,96 €/MWh	43,36 €/MWh	45,36 €/MWh	43,08 €/MWh	40,39 €/MWh	38,99 €/MWh
Lastgangschätzung (fiktiv, Zweischichtbetrieb)	10	10	15	20	60	300	320	310	290	340	200	150
Stromkosten (Ohne Steuern, Entgelte, Umlagen und Marge)	318,4649315	297,7041096	426,3638736	554,6257534	1688,743562	9101,3568904	11826,63014	13442,49178	13155,04356	14648,11288	8077,331507	5848,475342
Stunde	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Durchschnittspreis 2019 Day-Ahead (Mo-So)	36,78 €/MWh	34,94 €/MWh	34,30 €/MWh	35,39 €/MWh	37,61 €/MWh	42,93 €/MWh	46,64 €/MWh	48,76 €/MWh	46,13 €/MWh	41,83 €/MWh	39,69 €/MWh	34,70 €/MWh
Lastgangschätzung (fiktiv, Zweischichtbetrieb)	350	300	290	280	275	280	290	280	190	180	40	15
Stromkosten (Ohne Steuern, Entgelte, Umlagen und Marge)	12872,08904	10480,59452	9946,515342	9908,26411	10344,04589	12021,75014	13525,22658	13653,85096	8765,480822	7529,350685	1587,654795	520,5024658
Block	1 (0-3 Uhr)	2 (3-6 Uhr)	3 (6-9 Uhr)	4 (9-12 Uhr)	5 (12-15 Uhr)	6 (15-18 Uhr)	7 (18-21 Uhr)	8 (21-0 Uhr)				
Preis (gewichtet mit Lastgangschätzung)	29,79 €/MWh	29,85 €/MWh	41,77 €/MWh	41,41 €/MWh	35,42 €/MWh	38,65 €/MWh	47,30 €/MWh	41,01 €/MWh				
Preis inkl. Marge (10%)	32,77 €/MWh	32,84 €/MWh	45,94 €/MWh	45,55 €/MWh	38,97 €/MWh	42,52 €/MWh	52,03 €/MWh	45,11 €/MWh				

2.2 Entwicklung eines RTP-Tarifs mit Preisobergrenze

Exemplarischer Intraday-Prognosepreis (Stündliche Aufbösung) mit einer Deckelung bei 40€/MWh. Grundlage: Intraday-Preise EPEX Spot vom 01.09.2019									
Stunde	ID3	ID1	Last	Zufallswert positiv oder negativ	Zufallszahl zwischen 0 und 1 mit Vorzeichen des Zufallswerts	Prognose = ID3 + ID3 * 0,2 * Zufallszahl	Prognose inklusive Marge von 30%	Prognose mit Deckel von 40 €/MWh	
1	20,55 €/MWh	17,71 €/MWh	20,84 €/MWh	-1	-0,95	16,64 €/MWh	21,63 €/MWh	21,63 €/MWh	
2	21,25 €/MWh	24,46 €/MWh	22,62 €/MWh	1	0,54	23,55 €/MWh	30,62 €/MWh	30,62 €/MWh	
3	20,52 €/MWh	18,53 €/MWh	21,87 €/MWh	-1	-0,89	16,88 €/MWh	21,94 €/MWh	21,94 €/MWh	
4	22,36 €/MWh	27,30 €/MWh	23,30 €/MWh	1	0,55	24,80 €/MWh	32,24 €/MWh	32,24 €/MWh	
5	25,67 €/MWh	30,84 €/MWh	25,92 €/MWh	-1	-0,26	24,31 €/MWh	31,60 €/MWh	31,60 €/MWh	
6	28,66 €/MWh	31,18 €/MWh	26,42 €/MWh	1	0,27	30,22 €/MWh	39,29 €/MWh	39,29 €/MWh	
7	29,00 €/MWh	28,81 €/MWh	27,57 €/MWh	1	0,01	29,03 €/MWh	37,74 €/MWh	37,74 €/MWh	
8	29,06 €/MWh	29,65 €/MWh	27,60 €/MWh	1	0,47	31,78 €/MWh	41,31 €/MWh	40,00 €/MWh	
9	26,89 €/MWh	25,05 €/MWh	26,66 €/MWh	-1	0,98	32,14 €/MWh	41,79 €/MWh	40,00 €/MWh	
10	27,62 €/MWh	30,20 €/MWh	27,66 €/MWh	-1	-0,45	25,14 €/MWh	32,68 €/MWh	32,68 €/MWh	
11	27,67 €/MWh	26,55 €/MWh	27,65 €/MWh	-1	-0,70	23,77 €/MWh	30,91 €/MWh	30,91 €/MWh	
12	27,08 €/MWh	26,59 €/MWh	27,63 €/MWh	1	0,52	29,89 €/MWh	38,86 €/MWh	38,86 €/MWh	
13	27,70 €/MWh	29,88 €/MWh	28,22 €/MWh	-1	-0,87	22,90 €/MWh	29,77 €/MWh	29,77 €/MWh	
14	25,38 €/MWh	24,02 €/MWh	24,70 €/MWh	1	0,70	28,95 €/MWh	37,64 €/MWh	37,64 €/MWh	
15	18,82 €/MWh	10,77 €/MWh	19,37 €/MWh	1	0,29	19,92 €/MWh	25,90 €/MWh	25,90 €/MWh	
16	22,07 €/MWh	27,15 €/MWh	23,26 €/MWh	1	0,01	22,11 €/MWh	28,75 €/MWh	28,75 €/MWh	
17	23,18 €/MWh	21,92 €/MWh	22,74 €/MWh	-1	-0,42	21,22 €/MWh	27,59 €/MWh	27,59 €/MWh	
18	23,84 €/MWh	20,98 €/MWh	24,58 €/MWh	-1	-0,25	22,66 €/MWh	29,46 €/MWh	29,46 €/MWh	
19	33,33 €/MWh	34,00 €/MWh	31,11 €/MWh	-1	-0,92	27,18 €/MWh	35,33 €/MWh	35,33 €/MWh	
20	35,01 €/MWh	30,34 €/MWh	35,03 €/MWh	-1	-0,04	34,75 €/MWh	45,18 €/MWh	40,00 €/MWh	
21	36,66 €/MWh	37,27 €/MWh	36,92 €/MWh	1	0,06	37,07 €/MWh	48,20 €/MWh	40,00 €/MWh	
22	32,45 €/MWh	26,75 €/MWh	34,11 €/MWh	1	0,56	36,08 €/MWh	46,91 €/MWh	40,00 €/MWh	
23	34,34 €/MWh	36,83 €/MWh	34,88 €/MWh	1	0,60	38,48 €/MWh	50,02 €/MWh	40,00 €/MWh	
24	26,02 €/MWh	26,78 €/MWh	27,54 €/MWh	-1	-0,59	22,93 €/MWh	29,81 €/MWh	29,81 €/MWh	

Eidesstattliche Erklärung:

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und eigenhändig sowie ohne unerlaubte fremde Hilfe und ausschließlich unter Verwendung der aufgeführten Quellen und Hilfsmittel angefertigt habe.

Berlin, den 12.03.2020

.....

Daniel Leon Krause