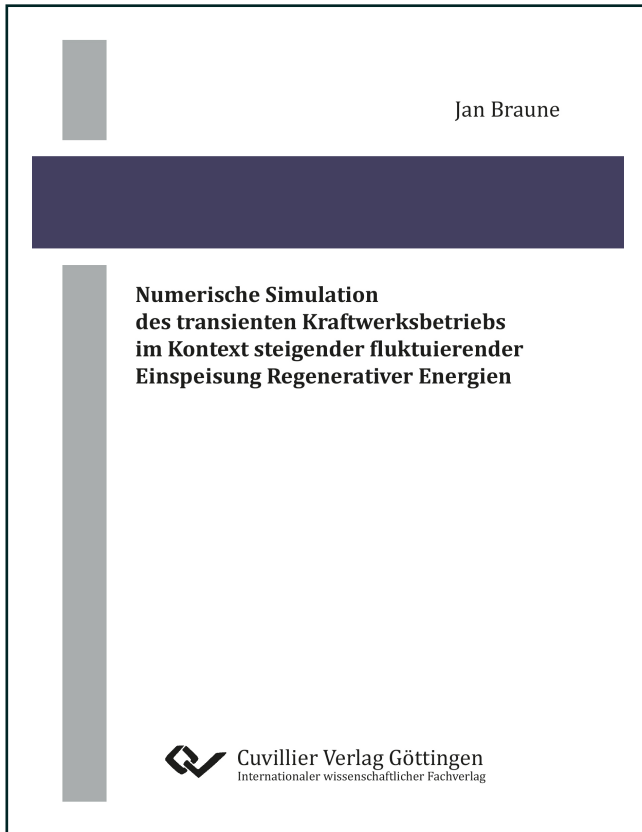




Jan Braune (Autor)

**Numerische Simulation des transienten Kraftwerksbetriebs im Kontext steigender fluktuierender Einspeisung Regenerativer Energien**



<https://cuvillier.de/de/shop/publications/8141>

Copyright:

Cuvillier Verlag, Inhaberin Annette Jentzsch-Cuvillier, Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen, Germany

Telefon: +49 (0)551 54724-0, E-Mail: [info@cuvillier.de](mailto:info@cuvillier.de), Website: <https://cuvillier.de>



# 1 Einleitung

Mit dem Pariser Abkommen der UN-Klimakonferenz vom 12. Dezember 2015 verpflichteten sich annähernd alle Staaten der Erde dazu, mittels politisch durchgesetzter Maßnahmen dem anthropogen verursachten Anstieg der mittleren Temperatur der Atmosphäre entgegenzuwirken. Die Einigung sieht vor, den Anstieg der weltweiten Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2 K, möglichst nicht mehr als 1,5 °C gegenüber dem vorindustriellen Wert zu begrenzen [1].

Deutschland verfolgt zur Erreichung dieses Ziels den Klimaschutzplan 2050 [2]. Dieser sieht vor, die integralen CO<sub>2</sub>-Emissionen des Landes bis 2020 auf 60 Prozent und bis 2050 auf 5-20 Prozent der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Referenzjahrs 1990 zu reduzieren. Dazu soll der Anteil der Versorgung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr durch Erneuerbare Energien schrittweise erhöht werden. Schon heute gibt es Zeitpunkte, an denen der Strombedarf Deutschlands vollständig durch Erneuerbare Energien gedeckt werden kann [3].

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien unterliegt einer großen tages- und jahreszeitlichen Fluktuation. Da zur Gewährleistung der Netzstabilität die eingespeiste Leistung zu jedem Zeitpunkt der abgenommenen Leistung entsprechen muss, entsteht ein Bedarf an zusätzlich einzuspeisender Leistung immer dann, wenn die Erneuerbaren Energien den Leistungsbedarf nicht decken können. Diese Leistung wird Residuallast genannt und muss von disponiblen Erzeugungstechnologien bereitgestellt werden. In der heutigen Konfiguration des Energiesystems sind diese disponiblen Erzeugungstechnologien vornehmlich fossilbefeuerte thermische Kraftwerke [4]. Verglichen mit typischen Einsatzplänen aus der Zeit vor der Energiewende werden diese Kraftwerke damit in ein Betriebsregime gedrängt, für das sie nicht konzipiert wurden. Häufige schnelle Lastwechsel zur fahrplanmäßigen Bereitstellung der Residuallast entsprechend der Prognose für die Einspeisung Erneuerbarer Energien, oft verbunden mit einem Ab- und Wiederanfahren, wirken belastend auf die Bauteile der Kraftwerksanlage [5].

Da jeder Ab- und Wiederanfahrprozess zum einen verhältnismäßig teuren Anfahrstoff benötigt und zum anderen aufgrund der erhöhten Bauteilbelastung Wartungskosten mit sich bringt, rückt dieser Vorgang zunehmend in den Fokus der Kraftwerksforschung. Die dynamische Simulation bietet die Möglichkeit, Prozess- und leittechnische Modifikationen hinsichtlich ihres Verbesserungs- aber auch Gefahrenpotenzials zu untersuchen.

## 2 Rahmenbedingungen des Kraftwerksbetriebs

Die wirtschaftliche Förderung der Erneuerbaren Energien führte in Deutschland in den vergangenen Jahren zu einer beträchtlichen Steigerung der installierten Leistung. Den größten Zuwachs erfuhren Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen. Abbildung 2.1 zeigt den Verlauf der installierten Leistung verschiedener Erzeugungstechnologien in Deutschland für den Zeitraum zwischen 1991 und 2016.

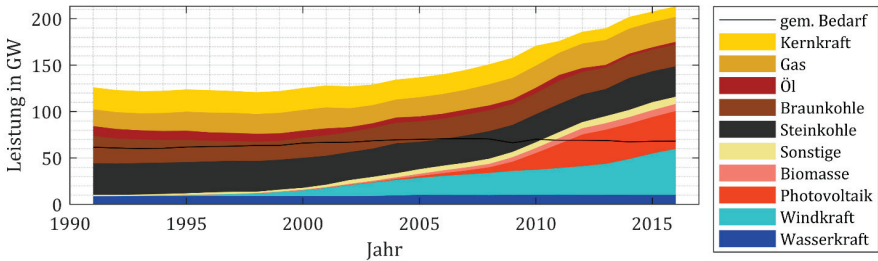


Abbildung 2.1: Installierte Leistung verschiedener Stromerzeugungstechnologien in Deutschland für die Jahre 1991 bis 2016 (Datengrundlage: [6])

Im Jahr 2016 machten Erneuerbare Energieträger zusammengefasst einen Anteil von etwa 50 % der installierten Leistung aus. Die restlichen etwa 50 % werden durch die konventionellen Kraftwerke bereitgestellt. Die zusätzlich eingetragene schwarze Linie zeigt den über das Jahr gemittelten Bruttoleistungsbedarf des deutschen Stromnetzes. Etwa im Jahr 2011 erreicht die *installierte elektrische Leistung* der regenerativen Energieträger erstmals den gemittelten Bruttobedarf von ca. 69 GW. Ein anderes Bild ergibt sich, wenn anstelle der installierten Leistung eine energetische Betrachtung vorgenommen wird. Abbildung 2.2 illustriert dies.

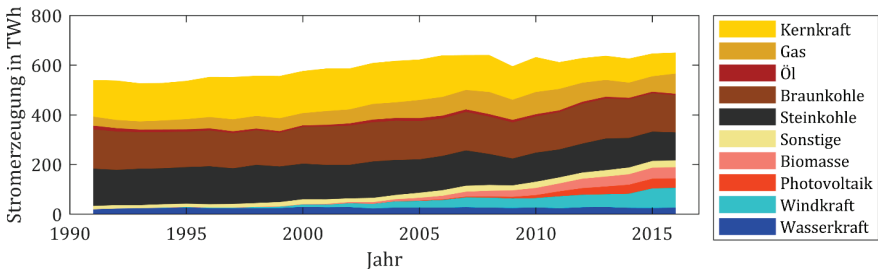


Abbildung 2.2: Jährliche Stromerzeugung verschiedener Stromerzeugungstechnologien in Deutschland für die Jahre 1991 bis 2016 (Datengrundlage: [6])

Trotz der hohen installierten Leistung von über 100 GW können die Regenerativen Energieträger nur einen Anteil von etwa einem Drittel an der jährlichen Stromerzeugung in Deutschland liefern. Der Grund hierfür liegt im fluktuierenden Charakter der Regenerati-

von Leistungsbereitstellung. Abbildung 2.3 zeigt beispielhaft den zeitlichen Verlauf der in das Stromnetz eingespeisten Leistung für fünf Tage im Frühling des Jahres 2016.

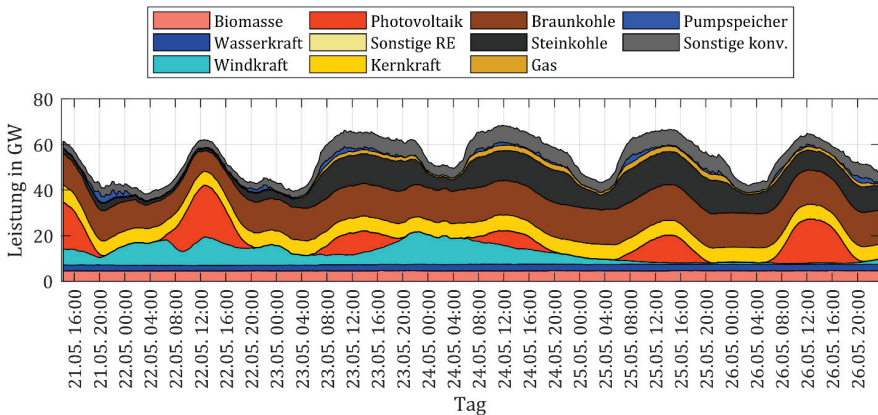


Abbildung 2.3: Erzeugungsleistung verschiedener Erzeugungstechnologien für fünf Tage im Mai des Jahres 2016 (Datengrundlage: [3])

Die gesamte Einspeisung zeigt einen periodischen Verlauf, der typisch für den Leistungsbedarf des Stromnetzes ist. Die Erzeugungsleistung aus Photovoltaikanlagen zeigt ein ausgeprägtes Maximum in der Tagesmitte, während in der Nacht mangels Sonneneinstrahlung keine Leistung erzeugt wird. Die Einspeisung durch Windenergieanlagen zeigt keine Korrelation zur Tageszeit. Die konventionellen Kraftwerke agieren systemdienlich als disponibler Erzeuger. In Phasen hoher regenerativer Einspeisung wird die konventionell erzeugte Leistung der verbleibenden Residuallast entsprechend gedrosselt. Steinkohleanlagen müssen dabei im aktuellen Marktumfeld besonders flexibel agieren. Speisen sie beispielsweise in den Mittagsstunden des 22. Mai nur wenige GW in das Verbundnetz ein, beträgt die summierte Leistung am darauffolgenden Tag zur gleichen Zeit etwa 15 GW. Abbildung 2.4 zeigt die Leistungsgradienten ausgewählter Erzeugungstechnologien im oben gezeigten Zeitraum.

Die Braunkohle- und Kernkraftwerke zeigen nur sehr geringe Leistungsgradienten. Dieses Verhalten ist typisch für Grundlastkraftwerke und resultiert aus den geringen Stromgestehungskosten dieser Anlagentypen. Die Steinkohleanlagen zeigen einen großen positiven Leistungsgradienten am Vormittag und einen gedämpften negativen Leistungsgradienten am Abend. Zu diesen Tageszeiten decken sie annähernd allein den Leistungsgradienten der gesamten Erzeugung. Während des Tages führt die gute Deckung der Nachfrage durch die Stromerzeugung in Photovoltaikanlagen zu geringen Leistungsgradienten der Steinkohleanlagen.

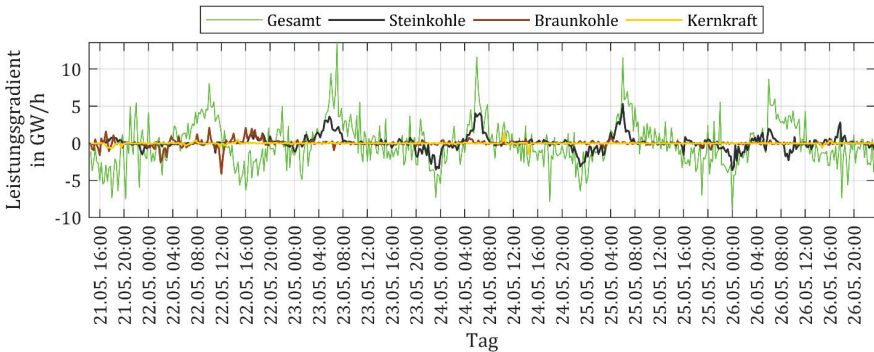


Abbildung 2.4: Leistungsgradienten verschiedener Erzeugungstechnologien für fünf Tage im Mai des Jahres 2016 (Datengrundlage: [3])

Dieser hochdynamische Betrieb bringt aus finanzieller Sicht für den Betreiber einer Steinkohleanlage einige Schwierigkeiten mit sich. Zu Zeiten hoher regenerativer Einspeisung ist der Bedarf an konventionell erzeugter Leistung klein, die Strompreise sind aufgrund des Merit-Order-Effekts niedrig [4, 7]. Unterschreitet der Marktpreis die Grenzkosten der Anlage, so fährt der Betreiber Verluste ein. Es bieten sich ihm dann zwei Möglichkeiten [8]:

- Die Anlage bleibt am Netz und fährt zur Reduzierung der Brennstoffkosten in möglichst niedriger Teillast weiter, bis der Bedarf und damit der Strompreis wieder steigen.

Kohlekraftwerke sind jedoch gemäß ihrer Auslegung in ihrer Mindestlast begrenzt [5, 9, 10]. Ziel vieler aktueller Forschungsvorhaben ist es daher, die technische Mindestlast der konventionellen Kraftwerksblöcke zu reduzieren (z.B. VGB-Projekt: FLEXI-TES [11]).

- Die Anlage wird abgefahren und zu einem Bedarfszeitpunkt wieder mit dem Netz synchronisiert.

Da während des Anfahrens keine Leistung an das Netz übertragen wird und die Bauteile der Kraftwerksanlage belastet werden, stellt auch jeder Anfahrvorgang ein Verlustgeschäft dar. Der finanzielle Aufwand muss durch den immer seltener werdenden Betrieb am Netz ausgeglichen werden. Daher ergibt sich ein Forschungsbedarf zur Reduzierung der Anfahrkosten [8].

Ziems et al. [12] untersuchen das zu erwartende Betriebsregime eines Steinkohlekraftwerks und eines Gas- und Dampf-Kraftwerks für ein zukünftiges Szenario mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien. Die wesentlichen Ergebnisse der Berechnung eines Einsatzplans für das Steinkohlekraftwerk ohne prozess- oder leittechnische Optimierungen sind in Tabelle 1 zusammengetragen. Dargestellt sind die Zahlenwerte für das Referenzjahr 2011



sowie für zwei Zukunftsszenarien 2023, eines mit dem damaligen Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate von 13 €/t<sub>CO2</sub> und eines mit einem erhöhten Preis von 26 €/t<sub>CO2</sub>.

Tabelle 1: Ergebnisse einer Einsatzplanungssimulation eines Kohlekraftwerks bei hohem Anteil Erneuerbarer Energien nach [12]

	2011	2023 Basis	2023 Basis 26 € / t <sub>CO2</sub>
Volllaststunden	7399	3977	2371
Anzahl Kaltstarts	0	29	35
Anzahl Warmstarts	11	31	11
Anzahl Heißstarts	3	6	3

In beiden betrachteten Zukunftsszenarien nimmt die Anzahl der Jahresvolllaststunden deutlich ab. Insbesondere die Zahl der Kaltstarts erhöht sich drastisch um jeweils etwa 30 Starts pro Jahr. Die Anzahl an für das Kraftwerk deutlich weniger belastenden Heißstarts bleibt in etwa konstant.

Keatley [13] beziffert den finanziellen Aufwand je Kaltstart für ein Kraftwerk der 400 MW-Klasse mit etwa 200.000 € und gibt eine mit der Anlagengröße exponentiell steigende Tendenz an. Größter Kostentreiber sind demnach die Instandhaltungskosten, die einen Anteil von etwa einem Drittel der Anfahrkosten ausmachen. Die Instandhaltungskosten entstehen vorrangig durch die Lastwechselemüdung dickwandiger Bauteile im Betrieb, sodass hier der größte Hebel zur Einflussnahme anzunehmen ist. Die Kosten an Anfahrstoff tragen mit etwa 12 % zu den gesamten Anfahrkosten bei. Auch hier ergibt sich ein nicht zu vernachlässigendes Einsparpotenzial. Die restlichen Kosten entfallen auf die Kosten durch Nichtverfügbarkeit, Betriebskosten sowie Betriebsmittel und Fremdenergiebezug.

Zur Hebung der Einsparpotenziale ist die verfahrenstechnische oder regelungstechnische Einflussnahme auf den Prozess unabdingbar. Da jedoch in realen Systemen das Überschreiten von Betriebsgrenzen unweigerlich zu Schäden, mindestens jedoch zu einem ungeplanten Abfahren der Anlage führt, ist der Handlungsspielraum stark eingeschränkt. Die dynamische Systemsimulation bietet die Möglichkeit der Erprobung auch unkonventioneller Konzepte am digitalen Abbild des Prozesses. Überschreitungen von Betriebsgrenzen können schadensfrei auf ihre Ursachen hin untersucht und vermieden werden. Aus diesem Grund rückte der sogenannte „Digital Twin“ in den vergangenen Jahren zunehmend in den Fokus der Kraftwerksforschung. Der folgende Abschnitt gibt einen kurzen Überblick über das Feld der dynamischen Kraftwerkssimulation und ordnet diese Arbeit in den Kontext ein.

## 2.1 Abgrenzung und Zielsetzung dieser Arbeit

Die numerische Untersuchung thermischer Kraftwerksprozesse geht zurück bis in die 1960er Jahre [14]. Erste Modelle bildeten die wesentlichen Bauteile und deren Zeitverhalten mit Hilfe von Übertragungsfunktionen ab [15]. Mit fortschreitender Rechenkapazität erfolgte der Übergang auf analytische Modelle. Die wärmeübertragenden Bauteile werden dabei durch partielle Differentialgleichungen beschrieben. Diese Gleichungen werden örtlich diskretisiert implementiert und durch passende Lösungsalgorithmen gelöst [16]. Einen guten Überblick über die derzeit verbreitetsten Programme liefern Alobaid et al [14].

Hinsichtlich der Auswirkungen steigender Dynamikanforderungen durch die steigende Penetration Erneuerbarer Energien in Deutschland sind bereits einige Arbeiten veröffentlicht. Gottelt [17] baut auf Basis der Programmiersprache Modelica ein Modell eines Kraftwerks der 600 MW-Klasse auf und beschäftigt sich mit den zu erwartenden Folgen erhöhter Leistungsgradienten auf hochbeanspruchte Bauteile des Prozesses. Meinke [18] erweitert diese Untersuchungen um den Einfluss regelungstechnischer Verbesserungen und vergleicht die Ergebnisse mit einem GuD-Kraftwerk. Hübel [19] beschäftigt sich ebenfalls in der Programmiersprache Modelica mit einem braunkohlebefeuerten Kraftwerk und konzentriert sich vornehmlich auf die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, die nach Prognosefehlern auftreten können. Richter et al. [20] zeigen das Potenzial der Integration thermischer Energiespeicher in den Prozess zur Absenkung der Mindestlast auf. All diesen Untersuchungen ist gemein, dass – sofern überhaupt – das Anfahren der Anlage nur beiläufig betrachtet wird.

Ist der Bereich der GuD-Anlagen bezüglich des Anfahrens des Dampfkraftprozesses weltweit Gegenstand der Forschung (z.B. [21–26]), so steht die detaillierte Betrachtung des Anfahrens von Stein- und Braunkohleanlagen noch zurück. Trautmann [27] beschäftigt sich schon Ende der 1980er Jahre mit der Optimierung der Führung der Feuerungswärmeleistung während des Warmfahrens des Dampferzeugers, um die in der Auslegung berücksichtigten Spannungsfreibeträge möglichst effizient auszunutzen. Auf ähnlichen, aber hinsichtlich der Modellkomplexität gesteigerten Überlegungen gründen sich zu Beginn der 2000er [28] und 2010er Jahre [29] veröffentlichte Anfahrführungen. Diese berücksichtigen neben der Feuerungswärmeleistung noch weitere Stellgrößen. Neben der optimalen Feuerungsführung wurden in den letzten Jahren weitere mögliche Verbesserungszweige aufgezeigt. Hentschel [30] beschreibt ein einfaches Konzept zur Minderung der durch Temperaturtransienten hervorgerufenen Bauteilspannungen durch Beheizung dickwandiger Bauteile von außen. Lens [31] diskutiert den Einfluss der Regelung der Hochdruckumleitstation (HDU) auf den Brennstoffverbrauch während des Anfahrens, wenn die von Trautmann beschriebene und von dort ausgehend weiterentwickelte Feuerungsführung installiert ist.

Keiner der vorgenannten Untersuchungen zum Startvorgang liegt ein integrales Modell eines steinkohlebefeuerten Kraftwerks zugrunde. Trautmann gründet seine Überlegungen



auf einem auf Übertragungsfunktionen basierten Modell. Hentschel führt ihre Untersuchungen im Post-Processing eines Messdatensatzes durch und Lens implementiert die angepasste Regelungstechnik am realen Prozess. Eine Betrachtung eventueller Rückkopplungen auf den Prozess entfällt.

Ziel dieser Arbeit ist es daher, die vorgeschlagenen Konzepte zur Beeinflussung des Anfahrvorgangs für verschiedene Startkategorien im integralen Kraftwerksmodell zu implementieren. Nach der Berechnung der zugehörigen Szenarien werden eine Abschätzung der Folgen für die Bauteilbelastung gemacht und die auftretenden Einsparungen an Brennstoff und der eventuell nötige sonstige Energieeinsatz quantifiziert. Der wesentliche Vorteil liegt darin, dass in einem auf physikalischen Gleichungen basierenden Gesamtmodell alle Zustände innerhalb des Systems bekannt und einer eingehenden Untersuchung zugänglich sind.

## 2.2 Vorgehensweise

In Kapitel 3 werden zunächst die für die Beschreibung des thermodynamischen Systems eingesetzten Gleichungen vorgestellt. Es folgt eine kurze Übersicht über die im Post-Processing benötigten strukturmechanischen Grundlagen.

In Kapitel 4 wird das aufgebaute Kraftwerksmodell beschrieben, bevor es in Kapitel 5 zunächst in stationären Betriebspunkten und darauf folgend für zwei Startvorgänge mit unterschiedlichen Ausgangszuständen validiert wird.

In Kapitel 6 erfolgt zunächst die Betrachtung des Referenzzustands. Anhand der in Kapitel 3 beschriebenen Post-Processing-Schritte werden die Referenzgrößen dargestellt und Verbesserungspotenziale aufgezeigt. In weiteren Abschnitten werden die berechneten Maßnahmen zur (teilweisen) Hebung dieser Verbesserungspotenziale am Prozess dargestellt. Die theoretischen Überlegungen zu den getroffenen Maßnahmen werden dabei den gewonnenen Ergebnissen vorgelagert. In einem kurzen Fazit wird der Effekt der einzelnen Maßnahmen jeweils kurz bilanziert und bewertet.

Kapitel 7 schließt die Arbeit mit einer Zusammenfassung.



### 3 Theoretische Grundlagen

In diesem Kapitel werden die wesentlichen, für die Modellierung herangezogenen Gleichungen und Zusammenhänge stark verkürzt dargestellt. In Abschnitt 3.1 erfolgt die Beschreibung der für die Modellierung des Prozesses erforderlichen Gleichungen. Abschnitt 3.2 stellt die Betriebsweise eines modernen, steinkohlebefeuerten Kraftwerksblocks kurz dar. In Abschnitt 3.3 werden die Belastungen, die ein Bauteil während des Betriebs erfährt, beleuchtet und die Überwachung dieser Belastungen erläutert.

#### 3.1 Thermodynamische Grundlagen

Zur Beschreibung eines thermohydraulischen Systems sind die thermodynamischen Zustände in allen relevanten Bauteilen zu bestimmen. Der Verlauf der beschreibenden Zustandsgrößen kann durch Bilanzierung von Zu- und Abströmen in definierte Kontrollvolumen beschrieben werden. Die in dieser Arbeit verwendeten Modelle folgen dem Ansatz der versetzten Gitter. Abbildung 3.1 zeigt eine schematische Darstellung dieses Ansatzes.

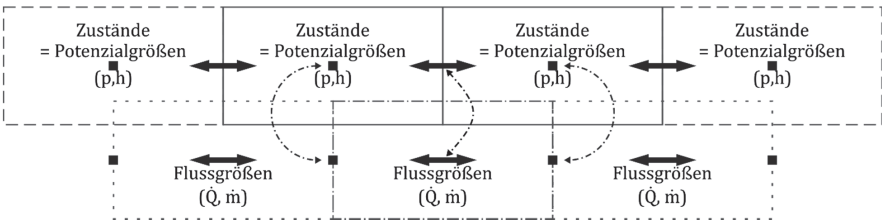


Abbildung 3.1: Schematische Darstellung des Ansatzes der versetzten Gitter

Im Zustandsgitter (obere Reihe) werden die Zustände in den Kontrollvolumen berechnet. Die zugrundeliegenden Gleichungen sind Bilanzgleichungen. Diese werden in Abschnitt 3.1.1 näher dargestellt. Die über die Systemgrenze der Kontrollvolumen strömenden Flussgrößen werden im Flussgitter (untere Reihe) berechnet. Die zugrundeliegenden Gleichungen werden in Abschnitt 3.1.2 beschrieben. Abschnitt 3.1.3 behandelt die in den Bilanzräumen auftretenden Quellterme.

##### 3.1.1 Bilanzgleichungen

Alle in den hier betrachteten Modellen verwendeten Bilanzgleichungen lassen sich in Form von Gleichung (3.1) darstellen (vereinfacht, z.B. [32]).

$$\frac{dX}{dt} = \sum_i \dot{X}_i^{SG} + \dot{X}^{Q/S} \tag{3.1}$$

Dabei bezeichnet X auf der linken Seite der Gleichung die zu bilanzierende Größe, beispielsweise die Masse im Kontrollvolumen m. Die rechte Seite summiert die über die Systemgrenze strömenden Flussgrößen  $\dot{X}^{SG}$  sowie die im Kontrollvolumen auftretenden



Quell- und Senkenterme  $\dot{X}^{Q/S}$ . Für die Massenbilanz eines Systems entsprechen die Flussgrößen den Massenströmen über die Systemgrenze, der Quell- und Senkenterm findet kein Äquivalent und wird zu 0 gesetzt. Ebenfalls nach diesem Vorbild bilanziert wird die Zustandsgröße innere Energie.

Die Zustandsgröße  $X$  ändert je nach der integralen Größe des Zu- und Abstroms der Flussgrößen  $\dot{X}$  ihren Wert. Die Trägheit, die das System dabei zeigt, hängt von seiner Kapazität ab. Im Falle der Massenbilanz ist diese Kapazität durch die Kompressibilität des Mediums gegeben, das das System ausfüllt.

Ist die Kapazität gegenüber dem Nettodurchsatz groß, so folgt das System Änderungen in den Flussgrößen nur langsam. Es hat dann aus numerischer Sicht eine große Zeitkonstante und damit erheblichen Einfluss auf das langfristige transiente Verhalten des Modells, in dem es verwendet wird. Ist die Kapazität hingegen klein gegenüber dem Nettodurchsatz, so nimmt die Zeitkonstante einen kleinen Wert an. Das Verhalten der Komponente kann dann für Simulationen mit kurzen Zeitskalen durchaus von Bedeutung sein. Wird jedoch die Simulation größerer Zeiträume angestrebt, so verschwindet der Einfluss eines solchen Systems zunehmend [15]. Gleichzeitig bedeutet die Simulation eines Systems mit kleiner Zeitkonstante unter Verwendung eines Gleichungslösers mit variabler Schrittweite und automatischer Schrittweitensteuerung eine deutliche Erhöhung des Berechnungsaufwands [33]. Die Schrittweitensteuerung erkennt die hochfrequente Änderung der Zustandsgröße und versucht, diese mit der vom Nutzer vorgegebenen Genauigkeit aufzulösen.

Um dieses Verhalten zu vermeiden, können Systeme mit kleinen Zeitskalen als quasistationär angenommen werden. Die Bilanzgleichung vereinfacht sich dann zu Gleichung (3.2) [15, 32].

$$0 = \sum_i \dot{X}_i^{S/G} + \dot{X}^{Q/S} \quad (3.2)$$

Für die Massenbilanz bedeutet das, dass die Summe aller Zuströme der Summe aller Abströme entsprechen muss. Numerisch vermeidet diese Formulierung das Erzeugen einer Zustandsgröße mit kleiner Zeitkonstante. In [15] sind Komponenten, die typischerweise ein quasistationäres Verhalten aufweisen, gegen instationär zu betrachtende Komponenten abgegrenzt.

### 3.1.2 Flussgleichungen

Die Berechnung des Flusses über die Systemgrenze folgt für alle betrachteten Flussgrößen demselben Ansatz: Der Fluss resultiert aus einer Potenzialgrößendifferenz über ein „durchströmbares“ System. Die Form der Potenzialgröße ist mit der Form der Flussgröße verknüpft. Die folgenden Abschnitte ordnen den verwendeten Flussgrößen ihre Potenzialgrößen zu und beschreiben den verwendeten funktionalen Zusammenhang.

### 3.1.2.1 Wärmeübertragung

Die Berechnung der Wärmeübertragung unterscheidet in dieser Arbeit drei Fälle: Die Wärmeleitung, den Wärmeübergang durch Konvektion und den Wärmeübergang durch Strahlung. Die Potenzialgröße für alle Fälle bildet die Temperatur  $T$ , die Flussgröße ist der Wärmestrom  $\dot{Q}$ . Die Gleichungen zur Beschreibung der Fälle werden kurz dargelegt.

#### 3.1.2.1.1 Wärmeleitung

Wärmeleitung findet durch diffusive Transportprozesse in Medien statt. Eine Formulierung für den Wärmetransport auf kontinuierlicher Ebene liefert das Fourier'sche Gesetz (hier in eindimensionaler, diskretisierter Schreibweise):

$$\dot{Q} = -\lambda \cdot A \cdot \frac{\Delta T}{\Delta r} \quad (3.3)$$

Der Wärmestrom durch Wärmeleitung ist damit abhängig von der Wärmeleitfähigkeit des Mediums, das den Wärmestrom führt und der durchströmten Fläche. Der Quotient  $\Delta T/\Delta r$  repräsentiert den linearisierten Temperaturgradienten über das betrachtete Kontrollvolumen. Für detailliertere Erläuterungen sei auf [15, 34] verwiesen.

#### 3.1.2.1.2 Wärmeübergang durch Konvektion

Der konvektive Wärmeübergang zwischen zwei Phasen ist stoffgebunden und lässt sich mittels verschiedener, meist halbempirischer Korrelationen erfassen. Für die Berechnungen in fluiddurchströmten Rohrsystemen ist insbesondere der Wärmeübergang zwischen Fluid und Feststoff von Relevanz. Die Berechnung folgt dem Ansatz [15, 34]

$$\dot{Q} = \alpha \cdot A \cdot \Delta T. \quad (3.4)$$

Die Größe  $\alpha$  bezeichnet den Wärmeübergangskoeffizienten und  $\Delta T$  die Temperaturdifferenz zwischen Wand und Fluid. Der Wert des Wärmeübergangskoeffizienten hängt stark von den Strömungsverhältnissen ab. In der Literatur finden sich zahlreiche Korrelationen, die vornehmlich auf dimensionslose Kennzahlen zurückgreifen [ $\alpha = f(Nu) = f(Re, Pr)$ ] [35]. Die Wahl der Beziehung ist für den Einzelfall genau zu prüfen, da sich teils erhebliche Unterschiede in der Größenordnung des Wärmeübergangskoeffizienten ergeben können.

Im Bereich einphasiger Strömungen nimmt der Wärmeübergangskoeffizient mit steigender Massenstromdichte bei konstanter Geometrie grundsätzlich zu.

#### 3.1.2.1.3 Wärmeübergang durch Strahlung

Neben der Wärmeübertragung durch Konvektion spielt im Bereich hoher Temperaturen der Strahlungswärmeübergang eine große Rolle. Der Energietransport erfolgt nicht stoffgebunden konvektiv bzw. durch Wärmeleitung, sondern durch elektromagnetische Strah-