

Netzstrategien für Betreiber von Energienetzen – Verschmelzung von Technik und Regulierung – Teil 4 von 4



Quelle: Eisenhans – Fotolia.com

Der vierte und letzte Teil der Veröffentlichungsreihe „Netzstrategien für Betreiber von Energienetzen“ beschäftigt sich mit dem **Zusammenspiel** zwischen Regulierungsmanager und Asset Manager. Die Autoren zeigen auf, wie verschiedene Instandhaltungsstrategien simuliert und deren Auswirkungen auf die **Netzqualität** und das Netzergebnis dargestellt werden können.

von: Dr. Dirk Drescher (Stadtwerke Hanau GmbH), Dr. Günter Walther (Thüga Aktiengesellschaft) & Sandra Wimmer (Thüga Aktiengesellschaft)

Durch die Anreizregulierung werden für eine Regulierungsperiode, derzeit also für eine Dauer von fünf Jahren, die Erlöse von den Kosten des Netzbetreibers entkoppelt. Konkret bedeutet dies, dass für ein Basisjahr die Kosten ermittelt, der Regulierungsbehörde mitgeteilt, von dieser geprüft und eventuell gekürzt genehmigt werden. Das Basisjahr liegt im momentanen System der Anreizregulierung zwei Jahre vor dem Beginn einer neuen Regulierungsperiode.

Abbildung 1 zeigt schematisch für den Gasbereich den Zusammenhang zwischen dem Basisjahr (dunkle Balken) und den Erlösen der folgenden

Regulierungsperiode. Es wird deutlich, dass die Erlösentwicklung – vereinfacht dargestellt – nur von den Kosten im Basisjahr abhängt, Kostensteigerungen oder -senkungen innerhalb einer Regulierungsperiode gehen zu Lasten bzw. zu Gunsten des Netzbetreibers. Die Systematik ist für den Strombereich identisch mit der Ausnahme, dass Basisjahr sowie Beginn und Ende der Regulierungsperiode ein Jahr nach rechts zu verschieben sind.

Die genehmigungsfähigen Kosten aller Netzbetreiber im Regelverfahren der Anreizregulierung werden unter Berücksichtigung von Struk-

turparametern über statistische Methoden (DEA und SFA) in einem Benchmarksystem ermittelt, wodurch sich für jeden Netzbetreiber ein individueller Effizienzwert ergibt. Dieser resultierende Effizienzwert definiert, wie steil der Erlöspfad in der Regulierungsperiode abgesenkt wird. In den Benchmark fließen nur die Kosten ein, die vom Netzbetreiber nicht dauerhaft nicht beeinflussbar im Sinne des §11 Abs. 2 der ARegV sind. Die dort aufgeführte Liste ist abschließend. Die verbleibenden Kosten (Kosten des Ausgangsniveaus abzüglich dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten) werden mittels des Effizienzwertes aufgeteilt in:

- beeinflussbare Kosten (= ineffiziente Kosten) und
- vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten (= effiziente Kosten).

Da es sich dabei jeweils um eine rechnerische Größe handelt, sind keine Bezüge und damit keine Rückschlüsse zu Einzelpositionen mehr möglich, d. h. beispielsweise, dass Instandhaltungsaufwendungen weder dem einen noch dem anderen Bestandteil der Erlösobergrenze zuordenbar sind.

Die Bundesnetzagentur muss dem Wirtschaftsministerium bis 31. Dezember 2014 einen Bericht zur Evaluierung der Anreizregulierung vorlegen. Aufbauend auf diesen Bericht wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) die bestehende Regulierungssystematik mehr oder we-

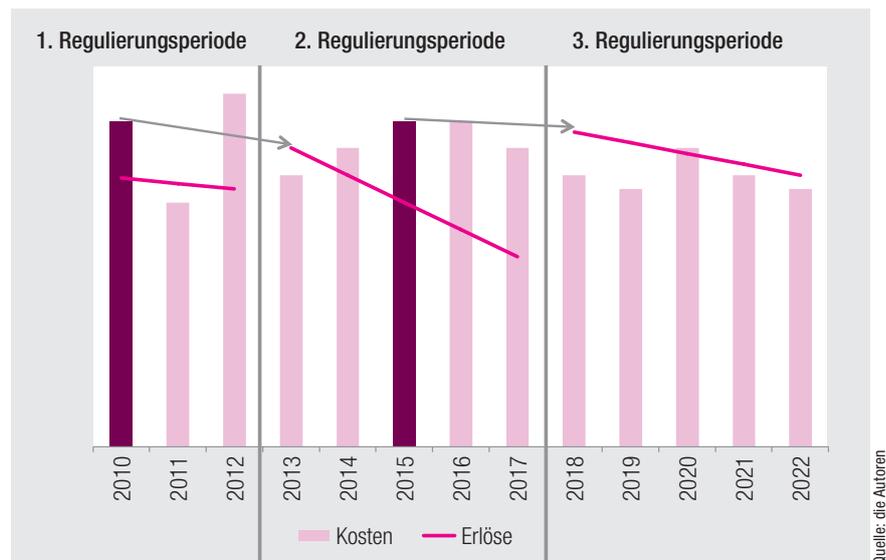


Abb. 1: System der Anreizregulierung

nig stark angepasst werden. Da es sich bei (Investitions-)Entscheidungen im Netzbereich um Entscheidungen mit sehr langfristigen Auswirkungen handelt, ist die momentane Situation der Ungewissheit über die künftigen Rahmenbedingungen unbefriedigend. Für die Erstellung einer integrierten Planung müssen daher Prämissen gesetzt werden, wie sich der künftige Regulierungsrahmen entwickeln wird. In der Regel wird vereinfachend als Prämisse gesetzt werden, dass der Regulierungsrahmen unverändert bleibt.

Einbindung des Regulierungsmanagers in den Instandhaltungsprozess

Im ersten Teil der Veröffentlichungsreihe wurden die Rollen und Aufgaben der in den Instandhaltungsprozess

eingebundenen Akteure aufgezeigt. In diesem Beitrag wird nun die Rolle des Asset Managers im Zusammenspiel mit der Rolle des Regulierungsmanagers näher betrachtet (Abb. 2).

Der Regulierungsmanager in der Rolle als Kommunikationsbevollmächtigter eines Netzbetreibers ist in seiner Außenwahrnehmung die Schnittstelle zur Regulierungsbehörde. In dieser Funktion sichert er die Einhaltung der gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben. In der Innenwahrnehmung übernimmt er eine strategische und eine operative Aufgabe. Die operative Aufgabe des Regulierungsmanagers ist es, die von der Regulierungsbehörde angeforderten technischen (z. B. Netzlängen, Dauer Versorgungsunterbrechungen, Anzahl Anschlusspunkte) ▶



BOHRSERVICE

WBW GmbH
 Kleiner Bollen 1
 26826 Weener
 Tel. 0 49 51 / 950 300
 info@wbw-weener.de
 www.wbw-weener.de



GRABENLOSE ROHRVERLEGUNG MIT NEUSTER MASCHINENTECHNIK
 BOHRLÄNGEN BIS 600 M UND Ø 710 MM

INFORMATIONEN

Begriffsdefinitionen

Im Folgenden werden wesentliche Begriffe erläutert, die im weiteren Text verwendet werden.

Instandhaltung (technisch): Die Instandhaltung wird entsprechend G 402 in die Grundmaßnahmen Inspektion, Wartung und Instandsetzung unterteilt. Die Instandsetzung besteht aus Reparatur, Sanierung und Erneuerung.

Instandhaltung/Investition (kaufmännisch): Es ist zu unterscheiden, ob eine Maßnahme im Jahr der Umsetzung (Instandhaltung) oder ob sie im Anlagevermögen des Unternehmens aktiviert und über die Nutzungsdauer und die resultierende Abschreibung (Investition) aufwandswirksam wird. Vor allem im Bereich der Erneuerungen ist daher klar zu definieren und zu kommunizieren, ob es sich bei der Maßnahme um eine Instandhaltungs- oder eine Investitionsmaßnahme handelt.

Erlöspfadmanagement: bedeutet die Nutzung verschiedener Optimierungspotenziale:

- Einflussnahme auf Erlösobergrenze (z. B. über Beantragung eines Erweiterungsfaktors)
- Optimierung der Kapitalkosten (CAPEX) und aufwandsgleichen Kosten (OPEX = Betriebskosten im weiteren Sinne)

EBIT: Ergebnis vor Steuern und Zinsen; entspricht der nachhaltigen Ertragskraft des Unternehmens oder Geschäftsfeldes

Mindest-EBIT: Aus der regulatorischen Sichtweise zu erzielendes EBIT. Dieses wird (vereinfacht) berechnet aus der

- kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung
- zuzüglich der Scheingewinne aus der Abschreibung und der Auflösung der BKZ/NAK
- zuzüglich Zinsergebnis aus dem Ausgangsniveau
- zuzüglich kalkulatorischer Gewerbesteuer.

Das Mindest-EBIT muss unter Berücksichtigung der Anreizregulierungsformel jährlich ermittelt werden.

Substanzerhalt: Die Ausprägung des Anlagenbestandes wird konstant gehalten.

Funktionserhalt: Die Qualität und die Zuverlässigkeit des Netzes, z. B. gemessen über die Dauer der Versorgungsunterbrechungen oder die Anzahl der Schäden, wird ständig überwacht und darf sich nur in einem durch den Netzbetreiber festgelegten Bereich verändern.

Investitionskostendifferenz (IKD): Empfehlung des Wirtschaftsausschusses an den Bundesrat (Drucksache 447/1/13); würde im Ergebnis dazu führen, dass alle Investitionen ohne Zeitverzug über deren kalkulatorische Kapitalkosten in der Erlösobergrenze erhöhend berücksichtigt werden. Im Gegenzug würden die kalkulatorischen Kapitalkosten der im Betrachtungsjahr bereits abgeschriebenen Anlagen herausfallen. Das Modell wurde vom Bundesrat zwar nicht verabschiedet, aber auch nicht endgültig verworfen und wird in der Branche als sachgerechtes Modell zur Beseitigung des Zeitverzugs angesehen.

und kaufmännisch-netzbezogenen (z. B. Meldung Netzkosten und Regulierungskonto) Informationen im Unternehmen einzusammeln, zusammenzustellen und an die Regulierungsbehörde fristgerecht zu melden. Zudem ist er dafür verantwortlich, alle in den einschlägigen Gesetzen und Verordnungen vorgegebenen Fristen und Antragsmöglichkeiten zu wahren und die Information dem jeweiligen Adressaten zur Verfügung zu stellen (z. B. vorläufige und endgültige Preisblätter, Anträge Erweiterungsfaktor oder Investitionsmaßnahmen). Operativ übernimmt der Regulierungsmanager die Aufgabe, alle Bereiche des Unternehmens hinsichtlich der regulatorischen Anforderungen zu sensibilisieren. Zudem stellt er gemeinsam mit dem Controlling sicher, dass sich die Umsetzungen der Mittelfristplanung an die aktuellen Entwicklungen des regulatorischen Umfeldes anpassen.

Eine strategische Aufgabe des Regulierungsmanagers ist es u. a., die Auswirkungen von Investitionen und Kostenentwicklungen auf die Effizienz des Netzbereiches und auf die Erlöse zu simulieren. Der Betrachtungszeitraum sollte dabei mindestens zwei Regulierungsperioden umfassen.

Das Basisjahr: Bindeglied zwischen Kosten und Erlösen

Für die Simulation der Kosten des nächsten Basisjahres (2015 für Gas und 2016 für Strom) benötigt der Regulierungsmanager vom Asset Owner die Entwicklung der Strukturparameter sowie die Erweiterungs- und Erneuerungsinvestitionen seit dem letzten Basisjahr. Vom Asset Manager benötigt er den prognostizierten Instandhaltungsaufwand für das Basisjahr. Den Instandhaltungsaufwand und die Investitionen ermittelt der Asset Manager im Rahmen der langfristigen Instandhaltungsstrategie (Strategie) und konkretisiert diese im Rahmen der mittelfristigen Instandhaltungsplanung (Taktik). Die Versorgungsunterbrechungen schätzt er aus dem Störungsgeschehen ab.

Zusammen mit anderen Plan-Daten aus Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) ermittelt der Regulierungsmanager den voraussichtlichen Kosten- und Erlöspfad der folgenden Regulierungsperiode. Gemeinsam mit dem Asset Owner und dem Asset Manager identifiziert er mögliche Stellhebel zur weiteren Optimierung der CAPEX und OPEX des

Basisjahres und prüft deren Umsetzungsmöglichkeiten. Im aktuellen Regulierungsrahmen erweisen sich die folgenden Grundsätze als vorteilhaft:

- Verschiebung von aufwandswirksamen Maßnahmen in das Basisjahr
- Verschiebung von aktivierungspflichtigen Maßnahmen in das Jahr vor dem Basisjahr. Allerdings ist hier die Genehmigungspraxis der für den Netzbetreiber zuständigen Regulierungsbehörde zu beachten.

Spannungsfeld zwischen Funktionserhalt der Energienetze und Effizienzvorgaben

Durch die Vorgaben der Anreizregulierung, die sich in den sinkenden Netzerlösen ausdrücken und damit einhergehend zu sinkenden Mitteln für Instandhaltungsmaßnahmen führen, entsteht ein Spannungsfeld zwischen der Wirtschaftlichkeit, der Zuverlässigkeit und dem technischen Erhalt der Netze. Aufgabe des Asset Managers ist es, die Netze technisch und zuverlässig zu erhalten und damit die Versorgungsaufgabe sicherzustellen. Aufgabe des Regulierungsmanagers ist es, die Auswirkungen der Regulierung auf den Netzbetrieb zu verdeutlichen und darzustellen. Ohne Austausch der Interessen zwischen diesen beiden Akteuren ist ein Interessenkonflikt vorprogrammiert.

Durch die Einführung eines modernen Instandhaltungsmanagements kann die Strategie des Substanzerhaltes durch die Strategie des Funktionserhaltes abgelöst werden. Dabei steht der Erhalt der Netzqualität bzw. der Netzzuverlässigkeit im Vordergrund.

In der Sparte Strom hat der Regulierer das Q-Element in der Erlösformel ausgeprägt, um die Netzzuverlässigkeit, Sicherheit und Versorgungsqualität zu gewährleisten. Der Netzbetreiber hat den Anreiz, bei Einhaltung der Qualitätsvorgaben einen Bonus zu erhalten. Die Möglichkeiten für den Netzbetreiber, über das Q-Element höhere Erlöse zu erhalten, darf aber nicht überbewertet werden.

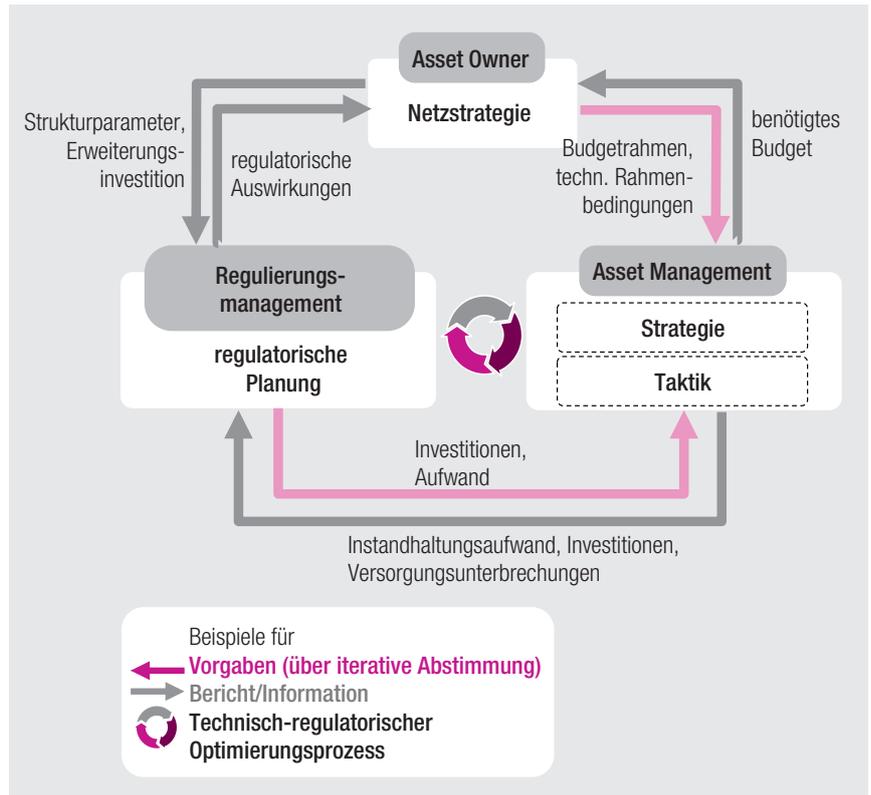


Abb. 2: Planungsteilprozess der integrierten Netzstrategie zwischen Asset Owner, Asset Management und Regulierungsmanagement

In der Sparte Gas hat sich gezeigt, dass die für die Sparte Strom herangezogenen Kriterien für die Bewertung der Netzzuverlässigkeit, z. B. Dauer der Versorgungsunterbrechungen, nicht genutzt werden können. So liegt die durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechungen in der Gasversorgung bei etwa einer Minute pro Kunde und Jahr. Derzeit werden zwischen der Branche und der Bundesnetzagentur die grundsätzliche Notwendigkeit und die Möglichkeiten zur Messung der Netzzuverlässigkeit im Gasbereich diskutiert.

Tabelle 1: Beispiel für eine technische Rahmenbedingung und daraus abgeleitete Szenarien

Rahmenbedingung	Szenario
Die Funktion des Netzes soll unter Beachtung der Wirtschaftlichkeit des Netzes erhalten bleiben. Der Funktionserhalt ist gewährleistet, wenn die Grenzschatensrate von x Schäden/Jahr nicht überschritten wird.	a) Erneuerung nach technischen Nutzungsdauern b) Erneuerung, um das Störungsgeschehen konstant zu halten c) keine Erneuerung über x Jahre

Tabelle 2: Beispiel für eine regulatorische Rahmenbedingung und den daraus folgenden Prämissen

Rahmenbedingung	Prämisse
regulatorische Rahmenbedingungen für Investitionen	Investitionen fließen mit einem Zeitverzug von bis zu sieben Jahren in die Erlösobergrenze ein (derzeitiges Regulierungssystem). Investitionen fließen ohne Zeitverzug in die Erlösobergrenze ein (Modell der Investitionskostendifferenz).

Integrierte Netzstrategie

Ziel der integrierten Netzstrategie ist es, die Anforderungen des Asset Managers und des Regulierungsmanagers abzugleichen. Dabei wird simuliert, wie sich verschiedene Strategieziele auf die Netzqualität und das Netzergebnis auswirken. Ergebnis des

Simulationsprozesses ist eine optimierte Instandhaltungsstrategie, die sowohl die technischen als auch die regulatorischen Anforderungen erfüllt. Eine vollständig integrierte Netzstrategie berücksichtigt neben der Instandhaltungsstrategie auch Aspekte der Bilanzpolitik oder sonstige unternehmensindividuelle Einfluss-

größen, die hier aber nicht dargestellt werden. Die Simulation erstreckt sich mindestens über zwei Regulierungsperioden.

Bei der integrierten Netzstrategie kann wie folgt vorgegangen werden:

Festlegung von technischen und kaufmännischen Grenzwerten

Die Grenzwerte dürfen in der Simulation nicht über- oder unterschritten werden. Ein technischer Grenzwert ist z. B. die maximal zulässige Schadensanzahl oder Schadensrate, die betrieblich noch beherrschbar ist und von den Stakeholdern akzeptiert wird. Dieser Grenzwert darf nicht überschritten werden. Ein kaufmännischer Grenzwert ist z. B. das Netzergebnis, ausgedrückt durch das Mindest-EBIT, das nicht unterschritten werden darf.

Beschreibung von Rahmenbedingungen und Ableitung von Szenarien und Prämissen

Durch die über einen langfristigen Betrachtungszeitraum angelegte Szenarienanalyse ist es notwendig, die sich ändernden Rahmenbedingungen zu beschreiben, die möglicherweise einen Einfluss auf die Investitionen und auf den Aufwand und damit auf die Erlösobergrenze haben. Außerdem muss der Rahmen, innerhalb dessen sich das Regulierungsregime im Simulationszeitraum verändern kann, beschrieben werden. Für jede Rahmenbedingung können ein oder mehrere Szenarien oder Prämissen formuliert und in Kosten- bzw. Erlösauswirkungen ausgedrückt werden. In **Tabelle 1** ist ein Beispiel für eine technische und in **Tabelle 2** für eine regulatorische Rahmenbedingung formuliert. Die daraus abgeleiteten Szenarien und Prämissen sind ebenfalls angegeben.

Szenarienanalyse

Die technischen Szenarien werden mit Hilfe einer entsprechenden Simulationssoftware berechnet. Dabei werden neben dem Erneuerungsbedarf auch die Auswirkungen auf die Netzqualität simuliert. Strategien, die die

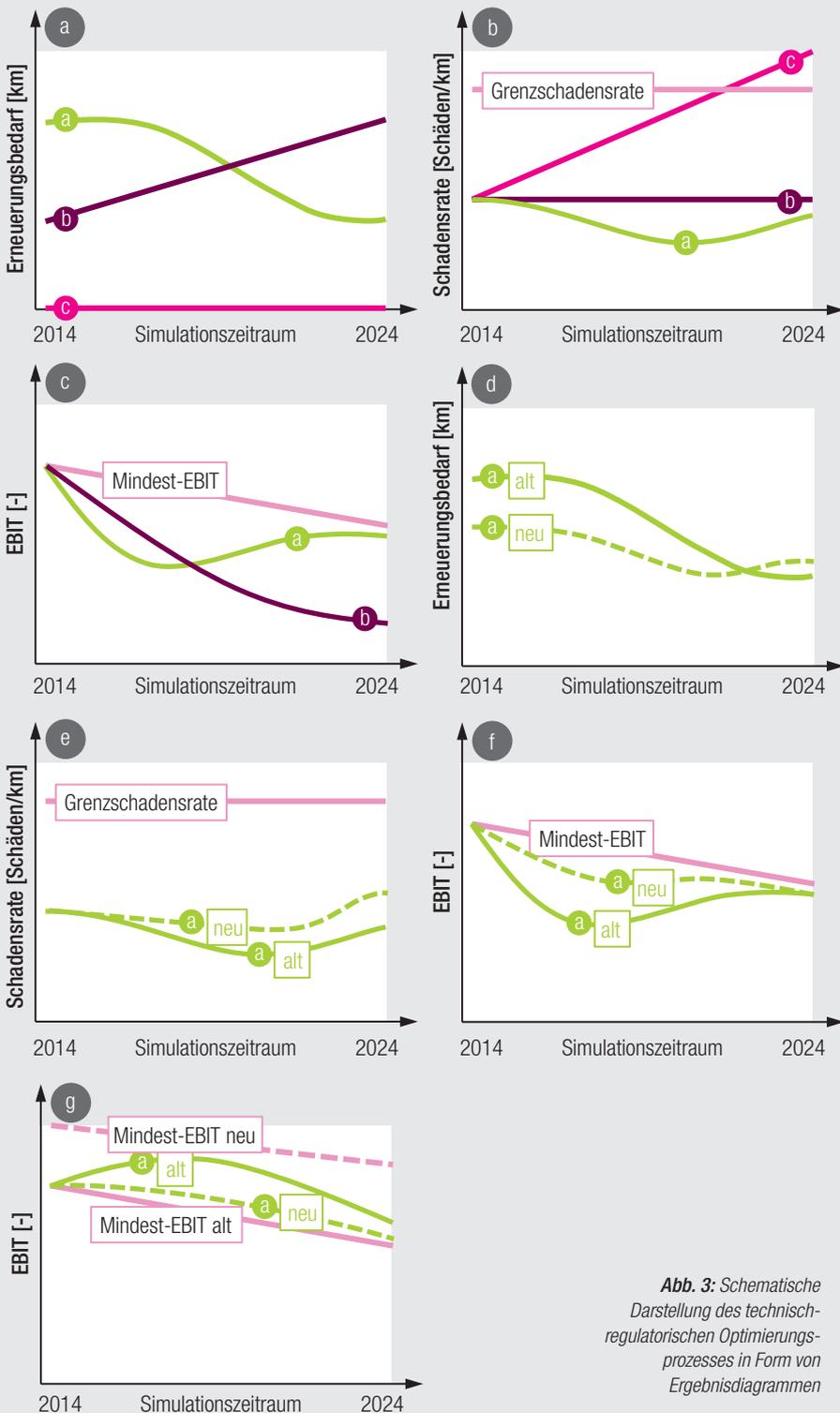


Abb. 3: Schematische Darstellung des technisch-regulatorischen Optimierungsprozesses in Form von Ergebnisdiagrammen

Quelle: die Autoren

definierte Netzqualität nicht gewährleisten, werden bei der regulatorischen Überprüfung nicht berücksichtigt. Der für jedes Szenario berechnete mengenmäßige (technische) Instandhaltungsbedarf wird in ein Budget überführt. Dieses Budget wird an das regulatorische Simulationstool übergeben. Dabei ist die Unterscheidung in Aufwand oder Investition ebenso von Bedeutung wie die Information, welche Kostenbestandteile Material-, Fremdleistungs- oder Eigenleistungsanteile sind. Das Analysetool berechnet unter Berücksichtigung der regulatorischen Prämissen als Zwischenergebnis den Ausgangskostenblock für die folgenden Regulierungsperioden, darauf aufbauend den Erlöspfad und am Ende das Netzergebnis, ausgedrückt z. B. über das EBIT. Die Wirkung der technischen Szenarien auf das Netzergebnis wird vergleichend gegenübergestellt. Das technische Szenario, das das prognostizierte Netzergebnis maßgeblich po-

sitiv beeinflusst und dem Mindest-EBIT am nächsten kommt, wird in der Mittelfristplanung berücksichtigt. Möglicherweise ist ein weiterer Optimierungsschritt notwendig, wenn kein technisches Szenario die Erwartungshaltung (hier: Mindest-EBIT) erfüllt. Für ausgewählte technische Szenarien wird überprüft, wie sich beispielsweise das EBIT entwickelt, wenn sich der Regulierungsrahmen verändert. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich das Mindest-EBIT ebenfalls verändert.

In **Abbildung 3** ist dieser Optimierungsprozess in Form von Ergebnisdigrammen schematisch dargestellt. Der Asset Manager hat den Erneuerungsbedarf für die in **Tabelle 1** formulierten Szenarien (**Abb. 3 a**) und die Auswirkungen der Szenarien auf die Netzqualität simuliert (**Abb. 3 b**). Deutlich wird, dass das Szenario c „Nichtstun“ eine steigende Schadensrate zur Folge hat und die Grenzschadensrate zum

Ende des Simulationszeitraums bei diesem Szenario sogar überschritten wird. Der Asset Manager verwirft daraufhin dieses Szenario. Bei Szenario a fällt die Schadensrate zu Beginn des Simulationszeitraums und steigt zum Ende des Simulationszeitraums wieder leicht an. Bei Szenario b bleibt die Schadensrate konstant. Die monetäre Bewertung der Mengen dieser beiden Szenarien überträgt der Regulierungsmanager in das regulatorische Simulationstool und stellt die berechneten EBIT-Verläufe für jedes technische Szenario dem Mindest-EBIT gegenüber (**Abb. 3 c**). Im Simulationstool wurde die in **Tabelle 2** vorgegebene Prämisse für die Entwicklung des regulatorischen Rahmens hinterlegt. Das Szenario b entfernt sich mit zunehmendem Simulationszeitraum vom Mindest-EBIT, während sich das Szenario a im Verlauf des Simulationszeitraums dem Mindest-EBIT annähert. Der Asset Manager und der Regulierungsmanager einigen sich deshalb auf eine langfris-



INFRASTRUCTURE NORTH AFRICA

19.-20. November 2014, Tunis, Tunesien





www.infrastructurenorthafrica.com

INA 2013 Unterstützer:























an



event

tige Instandhaltungsstrategie, die die Vorteile des Szenario a mit dem Szenario b vereint (Abb. 3 d). Der Verlauf der prognostizierten Schadensrate und des EBIT für dieses neue Szenario bestätigt, dass dieses optimal im Hinblick auf Netzqualität (Abb. 3 e) und Wirtschaftlichkeit (Abb. 3 f) ist, vorausgesetzt der regulatorische Rahmen ändert sich nicht. Abschließend unterstellt der Regulierungsmanager, dass die Investitionskostendifferenz in die Anreizregulierung aufgenommen wird (Abb. 3 g). Die EBIT-Verläufe der beiden Szenarien a neu und a alt sowie das Mindest-EBIT verändern sich dadurch. Bei einer Anerkennung von Investitionen ohne Zeitverzug kann vereinfachend davon ausgegangen werden, dass sich die EBIT-Werte erhöhen werden. Es stellt sich heraus, dass sich bei dieser Veränderung das ursprüngliche Szenario a (a alt) optimaler darstellt. Unter Berücksichtigung der Eintrittswahrscheinlichkeit schlagen der Regulierungsmanager und der Asset Manager dem Asset Owner ein geeignetes Szenario vor.

Integrierte Abstimmung der Mittelfristplanung

Der Asset Manager, der Regulierungsmanager und der Controlling stimmen auf Basis des optimierten Erneuerungsbedarfs die Mittelfristplanung bis zum Ende der Regulierungsperiode ab und informieren den Asset Owner über das benötigte Budget. Die Abstimmung mit dem Controlling bzw. dem kaufmännischen Bereich ist notwendig, um einerseits die Finanzierung der Maßnahmen sicherzustellen – vor allem, wenn das Budget über den üblichen Rahmen hinausgeht. Andererseits muss im Rahmen der Gesamtunternehmensplanung die Einhaltung der von der Geschäftsführung oder den Gesellschaftern vorgegebenen Kennzahlen sichergestellt werden.

Zusammenfassung

Im DVGW-Merkblatt G 403 „Entscheidungshilfen für die Instandhaltung von Gasverteilnetzen“ ist aus

dem Blickwinkel des Technikers erläutert, wie Schritt für Schritt eine langfristige Instandhaltungsstrategie entwickelt, in eine mittelfristige Instandhaltungsplanung überführt und durch kurzfristige Instandsetzungsmaßnahmen umgesetzt werden kann. Im modernen Asset Management für Energienetze ist dieser Blickwinkel durch die Sichtweise des Regulierungsmanagers zu ergänzen und die Vorstellungen des Asset Managers mit denen des Regulierungsmanagers zu einer integrierten Netzstrategie zu kombinieren. Nur dadurch kann sichergestellt werden, dass die Energienetze sowohl zuverlässig und technisch sicher als auch wirtschaftlich betrieben und zukunftsgerichtet erhalten werden. In diesem Beitrag wurde methodisch aufgezeigt, wie eine integrierte Netzstrategie aufgebaut werden kann. Für die Simulation sollte entsprechende Software verwendet werden. Für die kaufmännische und regulatorische Simulation des Netzergebnisses muss eine Software eingesetzt werden, die folgende Anforderungen erfüllt:

- Abbildung der durch die Strom-/Gas-NEV und ARegV vorgegebenen Berechnungslogik für das Ausgangsniveau und den Erlöspfad der Regulierungsperiode
- Abbildung des gesamten Anlagevermögens zur Simulation der regulatorischen Asset Base
- Abbildung der handelsrechtlichen GuV und Bilanz

Mit geringfügigen methodischen Erweiterungen ist die Vorgehensweise auch auf alle Investitionsmaßnahmen (Erweiterung, Erneuerung) und andere Instandhaltungsmaßnahmen sowie sonstige Bilanz- und GuV-Optimierungen anwendbar.

In der vierteiligen Reihe wurde immer wieder das Zusammenspiel der verschiedenen Rollen im Instandhaltungsprozess und deren Aufgaben eingegangen. Ein erfolgreiches Asset Management setzt voraus, dass die im Prozess involvierten Akteure sich der

Rollen und der Aufgaben gegenseitig bewusst sind. Nur so kann der Instandhaltungsprozess erfolgreich bei Betreibern von Energienetzen umgesetzt und gelebt werden. ■

Literatur:

- [1] Drescher, D.; Walther, G.: Netzstrategien für Betreiber von Energienetzen – Aufbau und Implementierung eines Instandhaltungsprozesses – Teil 1 von 4; DVGW energie | wasser praxis 6/2014.
- [2] Drescher, D.; Walther, G.; Gaugler, H.: Netzstrategien für Betreiber von Energienetzen – Prozess zur Instandhaltungsplanung – Teil 2 von 4; DVGW energie | wasser praxis 7+8/2014.
- [3] Drescher, D.; Walther, G.; Weyres-von Levetzow, M.: Netzstrategien für Betreiber von Energienetzen – Netz-zustandsmonitoring – Teil 3 von 4; DVGW energie | wasser praxis 9/2014.

Die Autoren

Dr. Dirk Drescher ist Leiter des Bereichs „Technik“ bei den Stadtwerken Hanau.

Dr. Günter Walther ist Leiter der Abteilung „Netzstrategie“ bei der Thüga Aktiengesellschaft.

Sandra Wimmer ist Leiterin der Abteilung „Netzwirtschaft und Regulierung“ bei der Thüga Aktiengesellschaft.

Kontakt:

Dr. Dirk Drescher
Stadtwerke Hanau
Leipziger Str. 17
63450 Hanau
Tel.: 06181 365-6374
E-Mail: dirk.drescher@stadtwerke-hanau.de
Internet: www.stadtwerke-hanau.de

Dr. Günter Walther
Thüga Aktiengesellschaft
Nymphenburger Str. 39
80335 München
Tel.: 089 38197-1225
E-Mail: guenter.walther@thuega.de
Internet: www.thuega.de

Sandra Wimmer
Thüga Aktiengesellschaft
Nymphenburger Str. 39
80335 München
Tel.: 089 38197-1295
E-Mail: sandra.wimmer@thuega.de
Internet: www.thuega.de