

# Ein Process Performance Management System in der Energiewirtschaft – Entwicklung für einen Shared Service Provider am Beispiel des Lieferantenwechselprozesses

Josef Blasini  
Susanne Leist

Veröffentlicht in:  
Multikonferenz Wirtschaftsinformatik 2012  
Tagungsband der MKWI 2012  
Hrsg.: Dirk Christian Mattfeld; Susanne Robra-Bissantz



Braunschweig: Institut für Wirtschaftsinformatik, 2012

# **Ein Process Performance Management System in der Energiewirtschaft – Entwicklung für einen Shared Service Provider am Beispiel des Lieferantenwechselprozesses**

**Josef Blasini**

Universität Regensburg, Institut für Wirtschaftsinformatik,  
Lehrstuhl für Wirtschaftsinformatik III, 93053 Regensburg,  
E-Mail: josef.blasini@wiwi.uni-regensburg.de

**Susanne Leist**

Universität Regensburg, Institut für Wirtschaftsinformatik,  
Lehrstuhl für Wirtschaftsinformatik III, 93053 Regensburg,  
E-Mail: susanne.leist@wiwi.uni-regensburg.de

## **Abstract**

Mit den Beschlüssen GPKE und GeLi Gas wurden von der Bundesnetzagentur standardisierte, diskriminierungsfreie Prozesse und Nachrichtentypen eingeführt. Zur Überwachung der Einhaltung dieser neuen Marktkommunikationsprozesse eignet sich ein Process Performance Management System, welches die Planung, Kontrolle und Steuerung der Prozesse umfassend unterstützt. Ein Shared Service Provider ist damit in der Lage, neben der Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften auch die Service Level Agreements seiner Auftraggeber vollständig zu überwachen. Erfahrungen eines Kooperationsprojekts zeigen, dass ein solches System einen wesentlichen Beitrag zur Prozessoptimierung, zur Berichtsfähigkeit und zur Kommunikation mit dem auftraggebenden Service Integrator leisten kann.

## **1 Einleitung**

Das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) [7] und die darin enthaltenen Unbundling-Vorgaben (Entflechtung von Netzbetrieb und Vertrieb) wie auch die Einführung diskriminierungsfreier Geschäftsprozesse zur Anbahnung und Abwicklung der Netznutzung im Strom- und Gasbereich (vgl. [3; 5]) führen zu grundlegenden Veränderungen des Energiesektors. Als Konsequenz des Unbundling treten neue Akteure in den Energiemarkt ein, wie beispielsweise bundesweite Energielieferanten (u. a. YELLO, eprimo, E WIE EINFACH oder 1·2·3energie) oder Shared Service Provider

(SSP), die standardisierte Dienstleistungen im Wertschöpfungsnetzwerk u. a. zwischen Energielieferanten und Netzbetreibern übernehmen. Die bestehenden Strom-, Gas- und Wärmeanbieter werden zu einem umfassenden und grundlegenden Umdenken gezwungen [21]. Bisher gelebte Geschäftsprozesse müssen an die neuen Vorgaben angepasst und mit technischen Systemen unterstützt werden. Zielsetzung ist dabei, nicht nur die gesetzlichen Vorgaben zu erfüllen, sondern auch die Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten.

Die Durchführung grundlegender Veränderungen stellt für Unternehmen immer eine besondere Herausforderung dar. Wobei nicht nur zu entscheiden ist, welche Ziele und Maßnahmen zu ergreifen sind, sondern auch die Wirksamkeit der getroffenen Maßnahmen zu überprüfen ist. Dieser Problemstellung widmet sich der vorliegende Beitrag. Da als grundlegende Veränderung die Übernahme der gesetzlich vorgeschriebenen Geschäftsprozesse in der Marktkommunikation fokussiert wird, eignet sich für die Überwachung der Wirksamkeit ein Process Performance Management System (PPMS). Das PPMS kann den Durchlauf der neu implementierten Prozesse verfolgen und der Berichtspflicht gegenüber der Bundesnetzagentur (BNetzA) genügen. Um konkretere Gestaltungsvorschläge für das zu entwickelnde PPMS ableiten zu können, wird die Untersuchung am Beispiel eines SSP durchgeführt, der den Lieferantenwechselprozess für bestehende und neu in den Markt eintretende Energielieferanten übernimmt. Der SSP ist ein besonders interessanter Anwendungsfall, da er als neuer Akteur mit wichtiger Funktion (Sicherstellung des Unbundling und gleichzeitig Unterstützung der Diskriminierungsfreiheit) in den Energiemarkt eintritt.

Ziel dieses Beitrags ist es deshalb, ein PPMS für einen SSP im Energiesektor zu entwickeln, das die Einhaltung der gesetzlichen Anforderungen sowie die Erfüllung von Service Level Agreements (SLAs) überwacht. Nach dieser kurzen Einführung werden deshalb in Abschnitt 2 zunächst grundlegende Begriffe und Rahmenbedingungen vorgestellt. Darauf aufbauend werden in Abschnitt 3 allgemeine sowie spezielle Anforderungen an ein PPMS abgeleitet und in Abschnitt 4 bestehende Lösungsansätze damit bewertet. Anschließend wird in Abschnitt 5 das entwickelte PPMS eingeführt und aufgezeigt, wie die vorgegebenen Anforderungen umgesetzt wurden. Den Abschluss bilden in Abschnitt 6 Erfahrungen aus dem Projekt und in Abschnitt 7 ein Ausblick auf weitere Forschungsmöglichkeiten.

## **2 Definitionen und Rahmenbedingungen für das PPMS**

### **2.1 Begriffsabgrenzung**

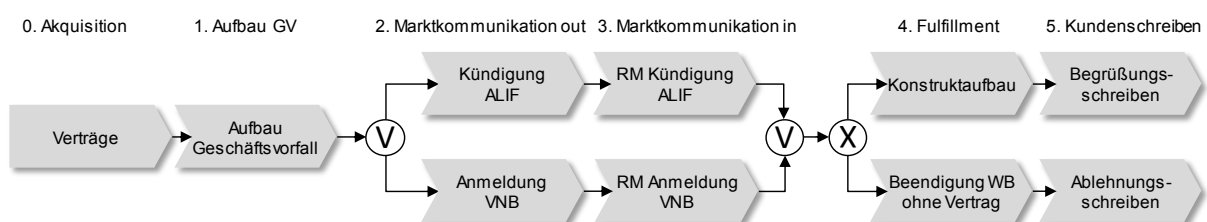
Die Begriffe Performance Measurement und Performance Management werden in der Literatur nicht einheitlich verwendet, was nicht zuletzt darauf zurückzuführen ist, dass sich Autoren aus unterschiedlichen Disziplinen (Strategieforschung, Personalmanagement, Organisationsforschung, Wirtschaftsinformatik etc.) damit beschäftigen [8]. In den folgenden Ausführungen wird Performance Measurement auf den Messvorgang reduziert, in dem die Leistungsbewertung erfolgt und als Teilaufgabe im Rahmen des Performance Managements gesehen. Das Performance Management beinhaltet neben der Messung und Überwachung auch die Analyse der Messergebnisse sowie die Planung, d. h. die Festlegung, was als Leistung verstanden wird und wie diese zu bewerten ist [1]. Die Analyse im Performance Management ist zu differenzieren von Analysen wie z. B. im Qualitätsmanagement, die explizit Techniken (z. B. Failure Mode and Effects Analysis) einsetzen, um Ursachen für Abweichungen zwischen Ist- und Soll-Werten zu ergründen. Die Analyse im Performance

Management liefert lediglich Anhaltspunkte, um z. B. durch Erhöhung von Ressourcen entstehende Engpässe zu vermeiden. Zur besseren Abgrenzung wird deshalb im Folgenden von Steuerung gesprochen. Im Performance Management werden dann insgesamt drei Phasen betrachtet: Planung, Kontrolle (einschließlich Messung und Überwachung) und Steuerung. Diese Phasen finden sich auch im doppelten Regelkreis des Business Performance Managements wieder, der die Planungsphase differenzierter betrachtet. Während sich der erste Kreis mit der strategischen Planung (Definition von Unternehmenszielen, von (strategischen) Key Performance Indicators (KPIs) und Prozessdesign) beschäftigt, befasst sich der zweite Kreis hauptsächlich mit der operativen Planung (Prozess-Performance), der Kontrolle und Steuerung der Prozesse [6].

Da in diesem Beitrag der Prozess als Bezugspunkt des Performance Managements behandelt wird, lässt sich der Themenbereich auf das Process Performance Management (PPM) eingrenzen. Die Phasen des Performance Managements werden auch im Prozessmanagement verwendet und finden sich beispielsweise unter der Überschrift Prozesscontrolling wieder [19]. Unter dem Begriff Process Performance Management System (PPMS) wird ein computergestütztes Werkzeug zur Ausführung der Phasen im PPM verstanden. Ein PPMS unterstützt v. a. die operativen Aufgaben im PPM. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Performance-Indikatoren bereits festgelegt sind.

## 2.2 Besonderheiten der Branche

Zur diskriminierungsfreien Geschäftsabwicklung wurden von der BNetzA einheitliche Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE) (vgl. [3; 2]) sowie die sog. Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas (GeLi Gas) (vgl. [5; 4]) eingeführt. Darin werden u. a. die Prozesse des Lieferantenwechsels, der Netznutzungsabrechnung und der Stammdatenänderung gesetzlich vorgeschrieben sowie Fristen und Nachrichtentypen für die Kommunikation und den Datenaustausch mit den Energieunternehmen festgelegt. Bilaterale Vereinbarungen zwischen Marktpartnern sind nur dann zulässig, wenn sie konform mit den gesetzlichen Vorschriften sind. Eine Überwachung der Prozesse ist daher für eine Berichterstattung gegenüber der BNetzA zwingend notwendig. Bild 1 zeigt den Lieferantenwechselprozess aus Sicht eines Neulieferanten.



**Bild 1:** Lieferantenwechselprozess (Kundengewinn) aus Sicht eines Neulieferanten

Nach Vertragsabschluss wird die Kommunikation mit den Marktpartnern angestoßen: die Anmeldung beim Verteilnetzbetreiber (VNB) und ggf. die Kündigung gegenüber dem Altlieferanten (ALIF). Je nach Rückmeldung (RM) wird der Kunde in Belieferung genommen oder abgelehnt. Entsprechend werden in dem unterstützenden Anwendungssystem (z. B. SAP IS-U) das notwendige Konstrukt aufgebaut oder der Wechselbeleg (WB) beendet.

Eine weitere Rahmenbedingung stellt das EnWG dar. Es regelt in den §§ 6-10 die Entflechtung von vertikal integrierten Energieversorgerunternehmen (EVUs) mit dem Ziel, die Transparenz und die diskriminierungsfreie Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebs zu gewährleisten. Vertikal integrierte EVUs nehmen mehrere Funktionen wahr, z. B. die (Netz-) Verteilung und den Vertrieb von Strom (vgl. [7] §3 Abs. 38). Im Zuge der gesetzlichen Anforderung der Entflechtung von EVUs muss nun die Unabhängigkeit der Netzbetreiber von anderen Tätigkeiten der Energieversorgung (z. B. Vertriebsaktivitäten) sowohl rechtlich, operationell, informationell sowie nach Rechnungslegung und interner Buchführung sichergestellt werden (vgl. [7] §6 Abs. 1). Durch Umsetzung des EnWG entstehen in der Energiewirtschaft Wertschöpfungsnetze von rechtlich unabhängigen Unternehmen (vgl. [20]).

### **2.3 Besonderheiten der Rolle**

Unter SSP (auch Shared Service Center oder Shared Service Gesellschaft) werden Unternehmen verstanden, die anderen Unternehmen standardisierte Dienstleistungen anbieten [13], die mittels SLAs definiert werden. Aufgrund des steigenden Angebots konkurrieren SSP insbesondere über den Preis. Die effiziente Leistungserstellung ist deshalb elementare Zielsetzung eines SSP, welche v. a. durch geringe Kosten oder durch hohe Transaktionsvolumina (Skaleneffekte) erreicht werden soll. [13]

SSP in der Energiewirtschaft nehmen zudem eine spezielle Stellung ein, da sie die Umsetzung der gesetzlichen Anforderungen zur Entflechtung von EVUs ermöglichen. Ehemals vertikal integrierte Energieunternehmen lagern Tätigkeitsbereiche, z. B. die Durchführung des diskriminierungsfreien Lieferantenwechselprozesses, an ein gesellschaftsrechtlich getrenntes Dienstleistungsunternehmen aus und können so die gesetzlichen Vorschriften vollständig erfüllen. Da das EnWG dazu keine konkrete gesellschaftsrechtliche Form vorgibt [18], ist hierbei auch die Übertragung der Tätigkeiten mittels Abspaltung auf eine Schwestergesellschaft oder mittels Ausgliederung auf eine Tochtergesellschaft denkbar [17]. Weitere Vorteile eines Shared Service Provider in der Energiewirtschaft sind erhöhte Kostentransparenz, erhöhte Effizienz sowie erhöhte Marktorientierung, während sich der auftraggebende Bereich auf das Kerngeschäft konzentrieren kann [16].

## **3 Anforderungen an ein PPMS für einen SSP in der Energiewirtschaft**

### **3.1 Aufgaben des PPM**

Eine erste wichtige Anforderung an das PPMS besteht darin, die Aufgaben im Rahmen des PPM zu unterstützen, die im Folgenden erläutert werden (siehe Tabelle 1).

Phase	Teilphase	Aufgabe
Planung	Prozess-Planung	Festlegen von Soll-, Schwellenwerten und Handlungsanweisungen
Kontrolle	Erhebung	Systeminterne Erhebung oder Import der Daten über Schnittstellen
	Messung	Berechnen der Indikatoren mit Hilfe von Algorithmen
	Soll-Ist-Vergleich	Feststellen von Soll-Ist-Abweichungen bzw. Schwellenüberschreitungen
	Aufbereitung	Anzeigen der Indikatoren
Steuerung	Prognose	Zukunftsvorhersage (statistische Prolongation oder Simulation)
	Analyse	Ursachenforschung aufgrund von Soll-Ist-Abweichungen
	Maßnahmen definieren	Vorschlag oder Auswahl möglicher Maßnahmen

**Tabelle 1: Aufgaben des PPMS**

Die erste Phase (Planung) beinhaltet die Prozess-Planung. Aufgaben darin sind sowohl das Festlegen der Prozess-Performance in Form von Sollwerten und von Toleranz-/Schwellenwerten [12]. Ein weiterer Bestandteil dieser Phase ist die Planung operativer Maßnahmen, d.h. das Bestimmen von Handlungsanweisungen für den Fall einer Überschreitung der jeweiligen Schwellenwerte bzw. einer Abweichung vom Sollwert [12]. Die zweite Phase (Kontrolle) besteht zum einen aus der Erhebung der notwendigen Daten für die Berechnung der Istwerte [11] und zum anderen aus der eigentlichen Berechnung (Messung) und der Überwachung der Performance in Form eines Soll-Ist-Vergleichs [19] sowie der Aufbereitung der berechneten Indikatoren in geeigneter Form (Reporting) [6]. Aufgaben der dritten Phase (Steuerung) sind das Prognostizieren zukünftiger Prozess-Performance-Indikatoren sowie die einfache Analyse von Ist- und Sollwerten und deren Abweichungen [11]. Neben diesen Aufgaben ist dieser Phase auch das Ableiten von (Korrektur-)Maßnahmen zur Verbesserung der Prozess-Performance zuzuordnen. Jedoch kann diese Aufgabe nur indirekt durch ein System für das PPM unterstützt werden, z. B. in Form eines Vorschlags oder einer Auswahl an möglichen Maßnahmen, welche im Folgenden umzusetzen sind.

### 3.2 Auswirkungen der Rahmenbedingungen auf das PPMS

Neben der allgemeinen Anforderung (AA), die Aufgaben im Rahmen des PPM zu unterstützen, ergeben sich aufgrund der Rolle sowie Branche, insbesondere aus den GPKE und den GeLi Gas, weitere, speziellere Anforderungen (SA).

So muss das PPMS sicherstellen, dass die dort festgelegten Prozesse (SA1) ausgeführt und die vorgeschriebenen Nachrichtentypen (SA2) verwendet werden, z. B. bei der Definition der multidimensionalen Datenhaltung. Eine weitere Anforderung ergibt sich aus den vorgegebenen Fristen (SA3), deren Einhaltung zu überwachen ist (z. B. durch zeitbezogene Performance-Indikatoren). Auch aus dem Kontext des SPP begründen sich Anforderungen an das PPMS. Zum einen müssen kostenspezifische Kennzahlen (SA4) erhoben werden, um Prozesse hinsichtlich ihres monetär bewertbaren Aufwands beurteilen und steuern zu können.

Des Weiteren muss das System extrem skalierbar (SA5) sein und eine hoch performante Abwicklung (Messung) vieler Geschäftsvorfälle gewährleisten. Ein hohes Transaktionsvolumen ist eine wesentliche Eigenschaft von SSP und kann kurzfristig z. B. durch gezielte Marketingmaßnahmen des Service Integrators oder längerfristig durch Leistungserbringung

an weitere Service Integrator erreicht werden. Zuletzt müssen für ein PPMS eines SSP all diejenigen quantitativen, qualitativen und zeitbezogenen Kennzahlen zur Verfügung gestellt werden, die für den Nachweis der vereinbarten Leistung (SA6) notwendig sind. Das sind insbesondere SLAs, die der SSP mit dem Kunden zur Bewertung der Leistungserbringung eingeht. Durch die SLAs ist der SSP an die Vorgaben des Vertriebsunternehmens gebunden und wird von diesem in der Einhaltung der vereinbarten Vorgaben überwacht und bewertet. Ohne entsprechende Kennzahlen und Serviceindikatoren können die Kundenvorgaben nicht abgedeckt werden.

### 3.3 Zusammenfassung

Aus den Aufgaben und den Rahmenbedingungen werden zunächst noch grobe Anforderungen an das PPMS abgeleitet (siehe Tabelle 2), die im Anwendungsfall zu spezifizieren sind.

Nr.	Anforderung
AA	Unterstützung der Aufgaben im PPM
SA1	Berücksichtigung der Prozessabläufe gemäß GPKE und GeLi Gas
SA2	Berücksichtigung der Nachrichtentypen gemäß GPKE und GeLi Gas
SA3	Berücksichtigung der Fristen in den Prozessen gemäß GPKE und GeLi Gas
SA4	Berücksichtigung von Kosten zur Kontrolle des Aufwands
SA5	Skalierbarkeit des Systems
SA6	Berücksichtigung von SLAs zum Nachweis der vereinbarten Leistung

**Tabelle 2: Anforderungen an das PPMS**

## 4 Verwandte Arbeiten

Neben den klassischen Methoden des Performance Managements wie der Balanced Scorecard gibt es speziell im Themenbereich des PPM eine Reihe von Publikationen auf einem hohen Abstraktionsniveau, die eher allgemeine Handlungsanweisungen vorgeben (vgl. z. B. [1]). Andere beleuchten das Unternehmen umfassend von allen Seiten im Sinne eines gesamtheitlichen Performance Managements, wobei die Kontrolle der Prozessleistung einen Hauptteil der Gesamtbetrachtung ausmacht (vgl. [10]) und v. a. auch finanzielle Indikatoren zur Steuerung des Unternehmens ausgewiesen werden (vgl. [15]). Außerdem fokussieren manche Ansätze in der Literatur weniger die konzeptionelle sondern vielmehr die technische Ebene, d. h. die technische Realisierung und Umsetzung des fachlichen Konzepts mittels moderner Informationstechnologie (vgl. [11]). Ebenfalls veröffentlicht sind (Process) Performance Management-Publikationen in speziellen Themengebieten, wie z. B. in der Personalführung/-management (vgl. [14]), im Marketing (vgl. [8]) oder in bestimmten Wirtschaftssektoren (Industrie, Handel, öffentliche Verwaltung, Gesundheitswesen etc.) (vgl. [9]). Keine Publikation beschäftigt sich jedoch genauer mit dem PPM im Bereich der Energiewirtschaft und konkret für einen SSP. Entsprechend können diese Ansätze den oben aufgestellten Anforderungen nicht genügen, da insbesondere die Auswirkungen der gesetzlichen Vorgaben auf das PPMS von keinem Ansatz berücksichtigt werden.

## 5 PPMS für den Lieferantenwechsel bei ENERGY

### 5.1 Kooperationspartner und Zielsetzung des PPMS

Der Kooperationspartner ist ein SSP, der für einen Energie-Konzern übergreifende Serviceaktivitäten übernimmt. Aus Gründen der Geheimhaltung, auf die der Kooperationspartner besteht, wird für ihn im Folgenden das Pseudonym „ENERGY“ verwendet.

Vor Einführung des PPMS waren standardisierte Berichte aus dem Hauptanwendungssystem wesentliche Grundlage für das Controlling. Als Hauptanwendungssystem zur Abwicklung des Lieferantenwechselprozesses findet die branchenspezifische Softwarelösung SAP for Utilities in der Ausprägung Industry Solution Utilities (SAP IS-U) mit starken individuellen Anpassungen Verwendung. Als Speziallösung für die Versorgungsindustrie und Elektrizitäts-, Gas- und Wasserversorgungsunternehmen bietet sie notwendige Grundfunktionalitäten im Bereich der Kundenstammdatenverwaltung, der Abrechnung von Energieleistungen bzw. Netznutzungsentgelten sowie der Abwicklung des Lieferantenwechsels mit Hilfe von Wechselbelegen. Die bestehenden Berichtsfunktionen im SAP IS-U waren für die speziellen Anforderungen des relativ neuen Lieferantenwechselprozesses nicht ausreichend und wiesen aufgrund der immer wieder neu zu startenden Massendatenverarbeitung erhebliche Performance-Schwächen auf. Darüber hinaus bestand die Herausforderung, den Anforderungen (z. B. das Monitoring der SLAs) verschiedener Service Integratoren zu genügen.

### 5.2 Projekt und Umsetzung der Anforderungen an das PPMS

Das Kooperationsprojekt startete im Mai 2008 und wurde im Sommer 2010 beendet. Projektmanager, Programmierer und Experten aus den Fachbereichen arbeiteten in zwei Teilprojekten (TP) zusammen. TP1 nahm die Sichtweise des SSP ein und TP2 die prozessübergreifende Sichtweise zusammen mit dem Service Integrator.

Die Anforderungen an das PPMS (vgl. Abschnitt 3) wurden zum größten Teil umgesetzt, was Tabelle 3 verdeutlicht. Nicht erfüllt werden konnten K4, da personenspezifische Kennzahlen einer Zustimmung des Betriebsrats bedurft hätten, und S5, da kein Data Warehouse implementiert werden konnte. K5, K7, K11, S3 und S4 sind teilweise erfüllt, da z. B. noch nicht alle Nachrichtentypen und Prozesse unterstützt werden.



Phase	Teilphase/AA	SA	Umsetzung	Erfüllungsgrad
Planung	Prozess-Planung		P1: Soll-Werte definieren	erfüllt
			P2: Schwellenwerte definieren	erfüllt
			P3: Handlungsanweisungen festlegen	erfüllt
Kontrolle	Erhebung	SA5	K1: Datenerhebung unterstützen	erfüllt
	Messung	SA5	K2: Performance messen	erfüllt
			K3: prozessorientierte Performance-Indikatoren definieren	erfüllt
			K4: Performance-Indikatoren bzgl. der Mitarbeiterfähigkeit und des Personaleinsatzes definieren	nicht erfüllt
		SA2	K5: GPKE/GeLi Gas: Nachrichtentypen unterscheiden	teilw. erfüllt
		SA3	K6: GPKE/GeLi Gas: Fristen überwachen	erfüllt
		SA4	K7: Kosten überwachen	teilw. erfüllt
		SA6	K8: SLAs überwachen	erfüllt
	Soll-Ist-Vgl.		K9: Soll-Ist-Performance vergleichen	erfüllt
	Aufbereitung	SA5	K10: Indikatoren anzeigen	erfüllt
		SA1	K11: GPKE/GeLi Gas: Prozessabläufe einhalten	teilw. erfüllt
			K12: Indikatoren kontextabhängig visualisieren	erfüllt
			K13: Übersichten (Cockpit) bereitstellen	erfüllt
		K14: Rollenkonzept definieren	erfüllt	
Steuerung	Prognose		S1: Prognosen durchführen	erfüllt
	Analyse		S2: Analysen durchführen	erfüllt
			S3: dimensionsbezogen analysieren	teilw. erfüllt
			S4: Abstraktionsniveaus wechseln	teilw. erfüllt
	S5: Adhoc-Abfragen tätigen	nicht erfüllt		
	Maßn. def.		S6: Vorschlag oder Auswahl möglicher Maßnahmen	erfüllt

AA = Allgemeine Anforderung

SA= Spezialanforderung

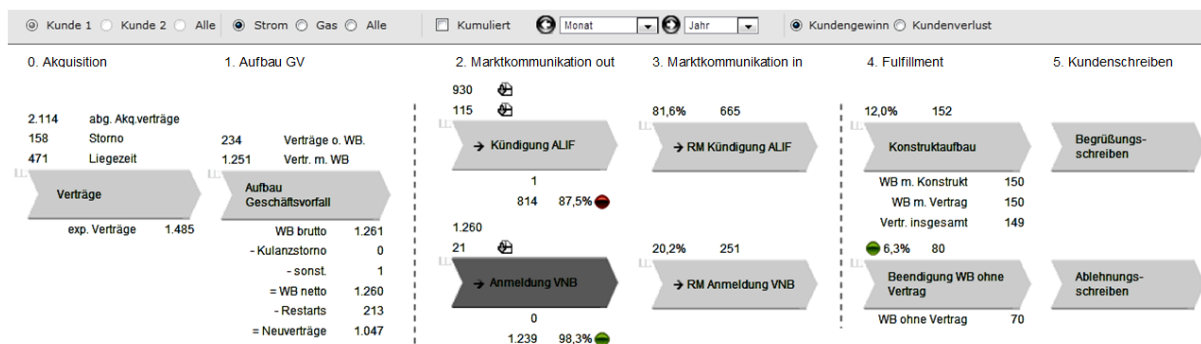
**Tabelle 3: Umsetzung der Anforderungen an das PPMS**

Im Folgenden wird neben K3 und S3 die Umsetzung (K5-K8 und K11) der speziellen Anforderungen an das PPMS aufgezeigt.

**K3: Prozessorientierte Performance-Indikatoren:** Zur umfassenden Bewertung und Kontrolle der Prozess-Performance müssen Indikatoren zur Verfügung gestellt werden, die die Bereiche Quantität (z. B. eingegangene Nachrichten pro Tag), Qualität (z. B. fehlerfreie Nachrichten pro Tag) und Zeit (z. B. durchschnittliche Dauer von der Anfrage bis zur Antwort) abdecken. Wesentlich im Process Performance ist jedoch der Prozessbezug. Aus diesem Grund sind alle Indikatoren auf *den* Prozess auszurichten, d. h. es muss einen zeitlichen Bezugspunkt geben, auf den sich alle Kennzahlen beziehen, um eine sinnvolle Vergleichbarkeit zu gewährleisten. Ein solcher Bezugspunkt kann z. B. der Beginn des Kundenkontakts, der Beginn des tatsächlichen Vertragsverhältnisses mit dem Neukunden ab der Unterschrift oder der Zeitpunkt der Beauftragung des SSP mit der Durchführung des Lieferantenwechsels für einen Neukunden sein.

Bei ENERGY wurden zwei zeitliche Bezugspunkte ermittelt. Zum einen wird für den Gesamtprozess über die Grenzen des SSP hinaus der Zeitpunkt des tatsächlichen

Vertragsabschlusses mit Unterschrift verwendet. Hingegen für die interne Prozessbearbeitung bei ENERGY wird der Zeitpunkt der ersten Anmeldung der Netznutzung beim Netzbetreiber (siehe in Bild 2: „Anmeldung VNB“) verwendet.



**Bild 2: Prozessorientierte Performance-Indikatoren im Lieferantenwechsel**

Bild 2 (fiktive Werte) zeigt, dass für 2114 abgeschlossene Verträge die geplante Anmeldung beim VNB in denselben Monat fällt. Nach Abzügen, z. B. Stornierungen (158), ist für 1260 Kunden eine Anmeldung beim VNB notwendig, wovon bereits 1239 angemeldet und sogar 220 (150 angenommen und 70 abgelehnt) komplett durchprozessiert sind.

**K5: Indikatoren bezüglich gesetzlich vorgeschriebener Nachrichtentypen:** Das PPMS muss Indikatoren hinsichtlich der in den GPKE und GeLi Gas beschriebenen EDI-Nachrichtentypen zur Verfügung stellen. Dabei werden UTILMD für den Stammdatenaustausch, MSCONS für den Bericht über die Lieferung von Energiemengendaten, REQDOC für die Übermittlung von Dokumentenanforderungen, INVOIC zur Übermittlung von Abrechnungen für Netz- und Energiedienstleistungen, REMADV zur Übermittlung von Zahlungsavisen, CONTRL als Empfangs- (indirekt) und Syntaxbestätigung sowie APERAK als Bestätigung der Akzeptanz verwendet.

Die Implementierung bei ENERGY berücksichtigt zunächst die Nachrichtentypen UTILMD und CONTRL. Im nächsten Schritt werden APERAK, INVOIC und REMADV und in der letzten Ausbaustufe MSCONS und REQDOC vollständig unterstützt werden.

**K6: Indikatoren bezüglich gesetzlich vorgeschriebener Fristen:** In den GPKE und GeLi Gas sind Bearbeitungsfristen festgelegt, deren Einhaltung über entsprechende Indikatoren überwacht werden muss.

Im vorliegenden Anwendungsfall wurden spezielle Fristenindikatoren festgelegt. So wird z. B. der Empfang von CONTRL-Nachrichten innerhalb von 24 Stunden nach Aussendung von UTILMD-Nachrichten gemessen. Analog zur Überwachung der Fristeneinhaltung seitens des Marktpartners enthält das PPMS Kennzahlen, welche die Einhaltung der eigenen Bearbeitungsfristen überwacht.

**K7: Indikatoren bezüglich der Kosten:** Das PPMS muss Indikatoren beinhalten, mit denen Prozesskosten überwacht werden können. So interessieren besonders die durchschnittlichen Kosten der Kundenakquise pro Vertrag oder die durchschnittlichen Kosten für die Durchführung des Lieferantenwechselprozesses pro Zählpunkt.

Diese Anforderung wurde im fachlichen sowie im technischen Konzept bei ENERGY berücksichtigt. Die systemtechnische Umsetzung ist für die Ausbauphase eingeplant.

**K8: Indikatoren bezüglich einzuhaltender SLAs:** Die mit dem Kunden/Service Integratoren vereinbarten SLAs müssen ebenfalls als Performance-Indikatoren hinterlegt sein. Nur so kann der SSP über die für ihn relevanten Indikatoren zeitnah informiert werden.

Dem Service Integrator wurde im vorliegenden Fall ein zielgerichteter Zugang zum PPMS erteilt, damit er über die vereinbarten SLAs (z. B. Bearbeitungsdauer im Lieferantenwechsel bei positiver Rückmeldung von Netzbetreiber sowie Altlieferant) sowie über die Einhaltung weiterer für ihn bedeutsamer Performance-Indikatoren informiert ist. Dadurch entsteht eine einheitliche Sichtweise auf den Prozess und seiner Performance, die gemeinsam (SSP sowie Service Integrator) kontrolliert und gesteuert (strategisch und operativ) werden können.

**K11: Indikatoren bezüglich gesetzlich vorgeschriebener Prozessabläufe:** Gemäß den GPKE und GeLi Gas sind u. a. folgende Prozesse vorgegeben: Lieferantenwechsel, Lieferende, Lieferbeginn. Diese sind im PPMS vollständig abzubilden und zu überwachen.

Bei ENERGY sind diese drei Prozesse zu einem gemeinsamen Lieferantenwechselprozess mit den Spezialisierungen „Kundengewinn“ und „Kundenverlust“ vereinigt worden und werden wie unterschiedliche Ausprägungen der Dimension „Prozess“ behandelt (siehe S3).

**S3: Dimensionen:** Indikatoren sind immer dimensionsbezogen, d. h. sie können vom Benutzer aus unterschiedlichen Perspektiven betrachtet werden (vgl. [11]). Gerade der Lieferantenwechselprozess ist für die gezielte Analyse mindestens hinsichtlich folgender Dimensionen datentechnisch aufzubereiten. **(1) Service Integrator:** die verschiedenen Kunden des SSP. **(2) Produkttyp und Tarif:** z. B. Strom oder Gas mit den entsprechenden Tariftypen (normal, CO<sup>2</sup>-neutral usw.) **(3) Marktkommunikationsart:** EDIFACT-Typen, csv, E-Mail, Brief, Telefon usw. **(4) Zeit:** Zeitraum (z. B. Sept. 2011), kumuliert (z. B. Jan. bis Sept. 2011) oder benutzerdefiniert (z. B. 15.08.-15.09.2011). Insbesondere im Gasbereich ist eine benutzerdefinierte Einstellung der Zeit notwendig, da hier der Abrechnungszeitraum nicht mit dem 01.01. eines Jahres übereinstimmen muss.

Darüber hinaus soll noch nach unterschiedlichen Prozessen bzw. Prozessvarianten unterschieden werden: Vertragsmanagement, Kundengewinn (inkl. diverser Spezialisierungen), Kundenverlust (inkl. diverser Spezialisierungen), Stammdatenänderungen, Liefermengenbilanzierung und Rechnungsprüfung.

Das implementierte PPMS unterscheidet zwei Service Integratoren und die Produkttypen Strom und Gas (siehe Bild 2, obere Navigationsleiste). Die differenzierte Betrachtung der Tariftypen sowie der Art der Marktkommunikation wird nur vereinzelt mit speziellen Indikatoren zur Verfügung gestellt. Bezüglich der Zeit-Dimension werden zeitraumbezogene und kumulierte Werte, aber noch keine benutzerdefinierten Einstellungen angeboten. Außerdem werden die Prozesse „Kundengewinn“ und „Kundenverlust“ mit insgesamt sechs Spezialisierungen sowie in Ansätzen die Rechnungsprüfung bedient.

## 6 Erfahrungen aus dem Projekt

Das Projekt bot zahlreiche Herausforderungen, aber auch viele wertvolle Erfahrungen. So zeigte sich in der Teilphase „Messen“ die Auswertung der für den Lieferantenwechsel standardmäßig in SAP angelegten Wechselbelege als sehr aufwendig. Diese können u. U. mehrere Anmeldungen oder Rückmeldungen beinhalten sowie weitere „Schwester“-

Wechselbelege besitzen. Daher folgte der Konzeptions- und Implementierungsphase eine sehr lange Testphase mit intensiver Fehleranalyse und -behebung, wodurch die korrekte Berechnung der Indikatoren bei verschiedensten Wechselbelegkonstellationen gewährleistet wird.

Ebenfalls konnten sehr gute Erfahrungen mit den beiden Bezugspunkten (Datum Vertragsabschluss und Erstanmeldung der Netznutzung) gemacht werden. Eine Zuordnung zum ersten Bezugspunkt ist bei jedem Datensatz möglich, da der Prozess dort beginnt. Sofern der Endkunde noch nicht beim Netzbetreiber angemeldet worden ist, kann dieser (zweite) Bezugspunkt errechnet werden, womit gleichzeitig abgeschätzt wird, zu welchem Zeitpunkt der Datensatz weiter bearbeitet wird. Diese Prognose hat sich als sehr genau und äußerst nützlich für die Bewältigung des zukünftigen Arbeitsaufkommens herausgestellt.

Ein wesentlicher Aspekt ist auch die gemeinsame Datenbasis von Auftraggeber und Auftragnehmer (SSP), die mit dem PPMS aufgebaut wurde. Die Sicherstellung einer eindeutigen Datenbasis ermöglicht, dass Auswertungen der Leistungsindikatoren zu gleichen Ergebnissen führen. Die Kommunikation zwischen Auftragnehmer und -geber kann zielgerichtet und effizient gestaltet und ein Dissens vermieden werden. Auch Anreizsysteme, z. B. in Form von Bonus/Malus-Regelungen, lassen sich entwickeln, mit denen das unternehmerische Risiko des Auftraggebers auf den Auftragnehmer in abgeschwächter Form weitergegeben werden kann. Auf diese Weise wird der Auftragnehmer nicht nur an den Verlusten, z. B. bei einer Strafzahlung aufgrund einer nachweislichen Diskriminierung von Markpartnern, beteiligt. Vielmehr partizipiert er auch an den Gewinnen und kann z. B. Bonuszahlungen erhalten, wenn er die vertraglich vereinbarten Vorgaben übererfüllt und so zu einer höheren Kundenzufriedenheit und einem Reputationsgewinn des Auftraggebers beiträgt. Der SSP hat somit einen wirkungsvollen monetären Anreiz, und beim Auftraggeber fallen geringere Kosten für die Beauftragung an.

Die wichtigsten Benefits des Projekts sind die Sicherstellung der Berichtsfähigkeit gegenüber der BNetzA und den Service Integratoren sowie die Erreichung eines umfassenden Informationsstands zum Status des eigenen Prozesses. Gleichzeitig wurden die Prozesslaufzeiten verkürzt und die Prozessqualität erhöht. Die fortlaufende Beobachtung der Kennzahlen stellt auch künftig eine kurze Reaktionszeit auf Änderungen sicher. Neben der Aktualisierung der Prozessdokumentation wurde v. a. die (Stamm-)Datenqualität signifikant verbessert. Die Definition von Maßnahmen bei Soll-Ist-Abweichung ermöglicht deren Standardisierung.

Seit Sommer 2010 wird das PPMS sukzessive um fehlende Funktionalitäten erweitert und die Analyse- und Prognosemöglichkeiten ausgebaut. Zudem werden weitere aussagekräftige Indikatoren für den bislang noch nicht betrachteten Rechnungsprüfungsprozess und den Kundenverlust im Rahmen des Lieferantenwechsels erhoben.

## 7 Schlussbetrachtung

Die Zielsetzung des vorliegenden Beitrags bestand in der Entwicklung eines PPMS für einen SSP in der Energiewirtschaft. Das PPMS dient in seiner ersten Entwicklungsstufe vor allem dem Zweck, die Erfüllung der gesetzlichen Vorgaben sowie der Einhaltung der vereinbarten SLAs zu überwachen. Dazu wurden die zu unterstützenden Aufgaben im Rahmen des PPM

erfasst, durch branchen- und rollenspezifische Anforderungen spezifiziert und ihre Umsetzung durch das PPMS am Beispiel des Lieferantenwechsels exemplarisch gezeigt.

Wichtige Erkenntnisse aus Sicht der Praxis und der Wissenschaft ergeben sich zunächst aus der Identifizierung der Aufgaben sowie den rollen- und branchenspezifischen Anforderungen, da sie die Grundlage für die Konzeption des PPMS legen. Die Aufgaben und Anforderungen wurden unabhängig vom zugrundeliegenden Fallbeispiel erhoben und sind damit für andere SSP im Lieferantenwechselprozess von Bedeutung. Im Weiteren relevant für die Praxis sind die beispielhaft aufgezeigte Umsetzung der Anforderungen in das PPMS sowie die Erfahrungen aus dem Projekt. Darüber hinaus wurde mit dem Beitrag eine Lücke in der wissenschaftlichen Forschung aufgezeigt. Die Untersuchung verwandter Arbeiten stellte heraus, dass es bislang kein PPM und PPMS für die speziellen Anforderungen des SSP in der Energiewirtschaft gibt. Der vorliegende Ansatz liefert einen ersten Beitrag (Konzeption und Umsetzung eines PPMS), diese Lücke zu schließen.

Die Projektergebnisse werden in weiteren Bereichen eingesetzt. Neben dem konzernweiten Rollout (weitere SSP und regionale Vertriebsgesellschaften) ist auch eine Übertragung in angrenzende Branchen (z. B. Telekommunikation) geplant. Somit besteht weiterer Forschungsbedarf darin, Anforderungen an das PPMS auch für andere Wirtschaftssektoren abzuleiten und umzusetzen.

## 8 Literatur

- [1] Aziza B, Fitts J (2008): Drive Business Performance: Enabling a Culture of Intelligent Execution. John Wiley & Sons, Hoboken.
- [2] BNetzA (2006): Anlage zum Beschluss BK6-06-009 - Darstellung der Geschäftsprozess zur Anbahnung und Abwicklung der Netznutzung bei der Belieferung von Kunden mit Elektrizität.  
[http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2006/2006\\_001bis100/BK6-06-009/Entscheidung\\_Anlage\\_dazu\\_BK6-06-009.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2006/2006_001bis100/BK6-06-009/Entscheidung_Anlage_dazu_BK6-06-009.pdf?__blob=publicationFile).  
 Abgerufen am 05.09.2011.
- [3] BNetzA (2006): Beschluss BK6-06-009. [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2006/2006\\_001bis100/BK6-06009/Entscheidung%20vom%202011\\_07\\_06.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2006/2006_001bis100/BK6-06009/Entscheidung%20vom%202011_07_06.pdf?__blob=publicationFile). Abgerufen am 05.09.2011.
- [4] BNetzA (2007): Anlage zum Beschluss BK7-06-067 - Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas. [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK7-GZ/2006/2006\\_001bis100/BK7-06-067\\_BKV/Anlage\\_zum\\_Beschluss\\_BK\\_7-06-06\\_Id11200pdf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK7-GZ/2006/2006_001bis100/BK7-06-067_BKV/Anlage_zum_Beschluss_BK_7-06-06_Id11200pdf.pdf?__blob=publicationFile). Abgerufen am 05.09.2011.
- [5] BNetzA (2007): Beschluss BK7-06-067. [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK7-GZ/2006/2006\\_001bis100/BK7-06-067\\_BKV/Beschluss\\_BK7-06-067\\_Id11201pdf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK7-GZ/2006/2006_001bis100/BK7-06-067_BKV/Beschluss_BK7-06-067_Id11201pdf.pdf?__blob=publicationFile). Abgerufen am 05.09.2011.

- [6] Dinter B, Bucher T (2006): Business Performance Management. In: Chameni P, Gluchowski P (Hrsg.), Analytische Informationssysteme - Business Intelligence-Technologien und -Anwendungen. Springer, Berlin, 23-50.
- [7] EnWG (2005): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). [http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/enwg\\_2005/gesamt.pdf](http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf). Abgerufen am 05.09.2011.
- [8] Janz S (2008): Performance Management: Eine empirische Untersuchung der Konzeption, Erfolgsauswirkungen und Determinanten am Beispiel der Marketingkommunikation. Schesslitz, St. Gallen.
- [9] Klingebiel N (2001): Performance Measurement & Balanced Scorecard. Vahlen, München.
- [10] Krause O (2004): Performance Management - Eine Stakeholder-Nutzen-orientierte und Geschäftsprozess-basierte Methode. Technische Universität Berlin, Berlin.
- [11] Küng P, Wettstein T (2003): Ganzheitliches Performance-Measurement mittels Informationstechnologie. Haupt, Bern u.a.
- [12] Kütz M (2009): Kennzahlen in der IT Werkzeuge für Controlling und Management. Dpunkt-Verl., Heidelberg.
- [13] Leist S, Winter R (2000): Finanzdienstleistungen im Informationszeitalter - Vision, Referanzmodell und Transformation. In: Belz C, Bieger T (Hrsg.), Dienstleistungskompetenz und innovative Geschäftsmodelle. Thexis Verlag, St. Gallen, 150-166.
- [14] Luecke RA (2006): Performance management measure and improve the effectiveness of your employees. Harvard Business School Press, Boston.
- [15] Murarotto F (2003): Performancemessung von eUnternehmen. St. Gallen, Bamberg.
- [16] PricewaterhouseCoopers-Aktiengesellschaft - Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (Frankfurt Main) (2008): Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft Praxishandbuch zum Energiewirtschaftsgesetz. Haufe Verlag, München.
- [17] Rasbach W (2009): Unbundling-Regulierung in der Energiewirtschaft gemeinschaftsrechtliche Vorgaben und deren Umsetzung in die deutsche Energierechtsordnung. 15 Auflage. Beck, München.
- [18] Rauch K (2011): Selbstregulierung in der Energiewirtschaft dargestellt an § 8 Abs. 5 EnWG und seinen arbeitsrechtlichen Bezügen. 3 Auflage. Kovac, Hamburg.
- [19] Schmelzer HJ, Sesselmann W (2008): Geschäftsprozessmanagement in der Praxis Kunden zufrieden stellen, Produktivität steigern, Wert erhöhen. Hanser, München.
- [20] Westermann D (2007): Unbundling-konforme Prozesse bei Ablese- und Abrechnungsdienstleistungen - Neue Herausforderungen für die Auslagerung von Geschäftsprozessen. In: Köhler-Schute C (Hrsg.), Liberalisierung in der Energiewirtschaft - Software und IT-Beratung für die Energiewirtschaft, 4. Auflage Aufl. KS-Energy-Verlag, Berlin, 67-74.
- [21] Zajicek M (2007): Perspektiven und Handlungsoptionen für EVU zwischen Regierung und Wettbewerb. In: Köhler-Schute C (Hrsg.), Wettbewerbsorientierter Vertrieb in der Energiewirtschaft - Kalkulation, Controlling, Beschaffung. KS-Energy, Berlin, 13-17.