



Fraunhofer Institut
Solare Energiesysteme

Innovationsfonds Klima- und Wasserschutz
Förderprojekt 2005-08

Realisierung eines „virtuellen“ Kraftwerkprototyps im
badenova Stromnetz für die Einsatzplanung von rege-
nerativen Stromgeneratoren und dezentralen KWK-
Anlagen – „VIRTPLANT“

Schlussbericht

Berichtersteller:

Thomas Erge
Bernhard Wille-Hausmann
Christof Wittwer

Fraunhofer-Institut
für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstr. 2
79110 Freiburg

Freiburg, 10.07.2008

Kurzfassung

Das System der elektrischen Energieversorgung in Deutschland und Europa ist gegenwärtig im Umbruch: Einerseits erhöht sich in erheblichem Maße der Anteil von Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen, andererseits erfolgt schrittweise ein Übergang von einer Energieerzeugung in ausschließlich zentralen Großkraftwerken hin zu einem Mix aus zentralen und dezentralen Energieerzeugern mit einem erheblichen Anteil von Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

Im Projekt VIRTPLANT wurden einerseits Lösungen zur besseren Integration der fluktuierenden Erzeugung in Stromverteilnetze vorgestellt, andererseits Betriebsführungsoptionen und Optimierungsansätze für einen Mix verschiedenster Erzeugungstechnologien erarbeitet. Im Zentrum der Untersuchungen stand dabei das Konzept des „Virtuellen Kraftwerkes (VK)“, welches für die Anwendung im Projekt zu einem „Regionalen Virtuellen Kraftwerk“ weiterentwickelt wurde. Dabei werden ausdrücklich auch die Anforderungen des Stromverteilnetzbetriebes betrachtet – folgerichtig war die Leitwarte der badenova als Netzbetreiber auch unmittelbarer Ansprechpartner für die Arbeiten in VIRTPLANT.

Im Projekt konnte gezeigt werden, dass eine optimierte Betriebsführung der dezentralen Einheiten sowohl unter wirtschaftlichen Aspekten aus Sicht der Besitzer / Betreiber der dezentralen Aggregate als auch aus Sicht der Anforderungen des Netzbetriebes möglich ist. Hierzu wurde ein zweistufiger Optimierungsalgorithmus entwickelt, bei dem die lokale Betriebsführung an möglichen Erlösen aus einem hypothetischen Stromverkauf an der Strombörse orientiert wurde, während gleichzeitig aus Netzsicht eine Begrenzung des Spitzenlastbezuges aus der übergeordneten Netzebene angestrebt wurde. Die programmierten Optimierungsroutinen lassen aber auch die Definition beliebiger anderer Zielvorgaben zu, zum Beispiel eine Reduktion von CO₂-Emissionen.

Voraussetzung für eine solche Optimierung in der Betriebsführung sind möglichst präzise Prognosen aller relevanten Einflussfaktoren, wie Lastverläufe, Einspeisung von nichtbeeinflussbaren und fluktuierenden Erzeugern, Preisentwicklungen an der Strombörse und andere. Für den Anwendungsfall im Projekt VIRTPLANT wurden für diese Einflussfaktoren Routinen geschaffen, die voll automatisiert die benötigten Prognosen erstellen, wobei sie auf historische und aktuelle Messdaten sowie zusätzliche Informationen (z.B. Wettervorhersagen) zugreifen.

Mit Hilfe der Prognosen und Optimierungszielvorgaben wurden für eine Reihe steuerbare Aggregate im Netz der badenova tägliche Einsatzfahrpläne erstellt, die in Form eines Betriebsführungsassistenten dem Bedienpersonal der Leitwarte zur Verfügung gestellt wurden. Dieser Assistent informiert sowohl über aktuell notwendige Schalthandlungen, gibt aber auch umfangreiche Information über den Gesamtzustand der Netzes und der Optimierungsstrategie, so dass eine Bewertung von Zielen und Erfolgen der Schaltempfehlungen unmittelbar möglich ist.

Ein Teil der steuerbaren Erzeuger sind BHKW, für die eine stromwärmegeführte Betriebsführung unter Berücksichtigung vorhandener Wärmespeicher notwendig war.

In der Endphase des Projektes wurden die vollautomatische Berechnung und die Erstellung der Vorschläge für eine optimierte Fahrweise sowie der Betriebsführungsassistent über einen längeren Zeitraum im Probetrieb getestet und die Ergebnisse an den realen Bedingungen gemessen und beurteilt. Längerfristig ist ein Einsatz des Systems zur direkten Ansteuerung dezentraler Komponenten angedacht.

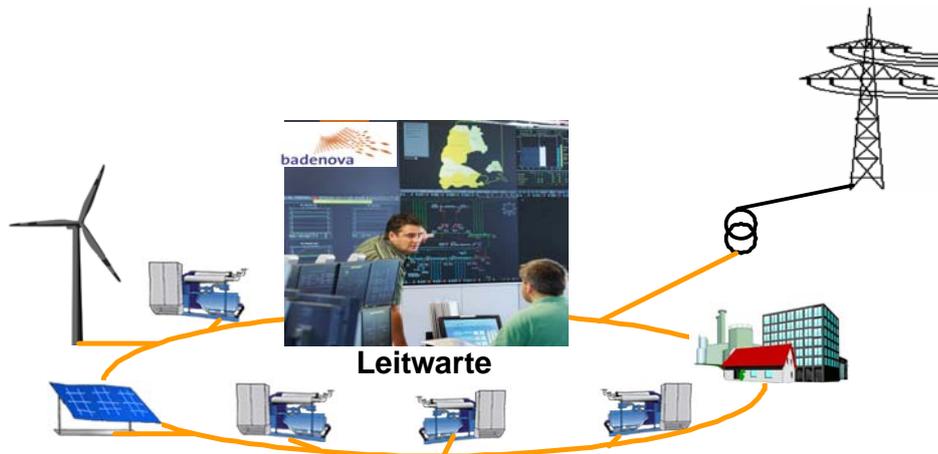
Inhalt

1	Einordnung und Anliegen des Projektes	1
2	Methodik	4
3	Betriebsführung in Verteilnetzen	7
3.1	Stromverteilnetze und Rolle der Netzbetreiber	7
3.2	Dezentrale Erzeugung in Stromverteilnetzen	9
3.3	Netzentgelte	11
3.4	Das Regionale Virtuelle Kraftwerk	14
3.5	Betriebsführungsstrategie: Der Optimierungsansatz	16
4	Das Verteilnetz der Badenova	20
4.1	Allgemeine Informationen	20
4.2	Erzeugung im Verteilnetz der badenova	21
4.3	Modellbildung	24
5	Optimierung des Regionalen Virtuellen Kraftwerks der badenova	27
5.1	1. Optimierungsstufe	28
5.2	2. Optimierungsstufe	30
5.3	Prognosen	32
5.4	Simulation der Optimierung	34
6	Umsetzung für die Betriebsführung bei badenova	37
6.1	Kommunikationsanbindung	38
6.2	Der Betriebsführungsassistent	39
6.2.1	Gesamtübersicht	40
6.2.2	Bezugsoptimierung	41
6.2.3	Lastprognosen	42
6.2.4	DWD–Wetterprognosen	44
6.2.5	Fahrpläne	44
6.2.6	Monatsübersicht	45
7	Fazit und Ausblick	48
8	Literaturverzeichnis	53

1 Einordnung und Anliegen des Projektes

Das deutsche Energieversorgungssystem steht vor großen Herausforderungen. Interne sowie externe Einflüsse sorgen seit einigen Jahren gerade in der Stromversorgung für sehr dynamische Entwicklungen. Die wachsende Dezentralität der Versorgung ist dabei ein wichtiger Aspekt. Dezentralität wird durch die Entwicklung und Integration dezentraler Systeme charakterisiert, welche verschiedenartige lokale und regionale Einheiten von dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA), Speichertechnologien bis hin zu Lastmanagementmaßnahmen vereinen. Vor allem der Anteil dezentraler Energieerzeugung ist in den letzten Jahren deutlich gestiegen. Dezentrale Kraftwerke, definiert als Stromerzeuger, die nicht an ein Hoch- oder Höchstspannungsnetz angeschlossen sind, sondern in ein Verteilnetz einspeisen, stellen schon über 15% der Kapazität des deutschen Kraftwerksparks und nach allgemeinem Konsens wird sich der Anteil noch weiter steigern, bis hin zu einer möglichen Verdopplung innerhalb der nächsten zehn Jahre [BMW und BMU 2006]. Schlüsselfaktoren für die zunehmende Bedeutung dezentraler Erzeugung sind die Liberalisierung der Energiemärkte, die u.a. flexiblere und weniger kapitalintensive Projekte attraktiver werden lässt, Nachhaltigkeitsaspekte und u.a. damit zusammenhängende politische Förderinstrumente, in Deutschland insbesondere das Gesetz zum Vorrang erneuerbarer Energien [EEG] und das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz [KWKG]. Ferner tragen Fortschritte in der Technologieentwicklung und systemimmanente Faktoren, wie die Altersstruktur des Kraftwerksparks und notwendige Investitionen im Netzbereich, zur Dynamik eines Strukturwandels in Richtung Dezentralität bei.

Die zentrale Monostruktur der Energieversorgung entwickelt sich zu einer zentral-dezentralen Mischstruktur, welche durch die Vielfältigkeit der Akteure, der eingesetzten Technologien und der integrierten Energieträger ungleich komplexer ist. Industrie- und Gewerbebetriebe, Privathaushalte sowie neue und etablierte Energiemarktteilnehmer nutzen dezentrale Anlagen verschiedenster Art. Dabei wird lokale Wärmeversorgung häufig über Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) mit elektrischer Energieerzeugung kombiniert. Auch die Integration von Kältesystemen und der Gas- und Wasserversorgung ist denkbar. Zur Absicherung lokaler Versorgungszuverlässigkeit (z.B. Krankenhäuser) und -qualität (z.B. Informations- und Kommunikationsbranche) sind dezentrale Kraftwerke schon heute etabliert. Gerade in Deutschland bedeutet dezentrale Energieerzeugung vor allem auch dargebotsabhängige Stromproduktion aus Anlagen, die regenerative Energiequellen nutzen.



Wie kann die Betriebsführung des Verteilnetzes effizienter werden ?



Virtplant

Projektziel:

Koordination von Netzbetrieb und der im Netz vorhandenen dezentralen Energieerzeugungsanlagen

Abbildung 1-1: Einordnung des Projektes VIRTPLANT.

Eine zuverlässige Energieversorgung fordert durch die zunehmende Komplexität immer mehr die Koordination der Beteiligten, um dezentrale Systeme technisch und wirtschaftlich optimal in die Versorgungsstrukturen zu integrieren. Nur so kann ihr energiewirtschaftlicher Nutzen voll ausgeschöpft werden. Dabei fällt dem Verteilnetzbetreiber eine entscheidende Rolle zu, da er die Schnittstelle zwischen dezentraler Erzeugung und Versorgungssystem darstellt.

Die Betriebsführung von Verteilnetzen selbst ist durch die dynamischen Veränderungen besonders betroffen. Netzinfrastruktur und -betrieb sind im Besonderen auf die zentrale Struktur der Erzeugung eingestellt. Einspeisungen aus vielen verteilten Kraftwerken verändern die Energieflüsse im Verteilnetz und stellen die Systemverantwortlichen vor neue Aufgaben. Ein aktives und koordinierendes Management wird durch die vermehrte dezentrale Erzeugung zunehmend notwendiger, gleichzeitig erfordern rechtliche Vorgaben im Rahmen der Liberalisierung eine angepasste Organisation desselben. Hier liegt ein Ausgangspunkt für das Projekt VIRTPLANT (Abbildung 1-1). Eine Grundidee ist hierbei, dass ein Netzbetreiber kaum Einfluss auf die Energieflüsse seines Netzes nehmen kann, ohne Kooperationen mit den nun von ihm unabhängigen Eigentümern der DEA einzugehen. Genau dies ist aber für einen aktiven

Netzbetreiber attraktiv, denn in einer intelligenten Steuerung von lokalen und regionalen Energieflüssen liegt ein signifikantes Effizienzpotenzial für die Netzbetriebsführung. Hierzu bedarf es also der Erarbeitung eines kooperativen Konzepts zur Effizienzsteigerung.

Hintergrund des Projekts VIRTPLANT ist die innovative Fragestellung, wie dezentrale Ausgleichspotenziale aktiv genutzt werden können, wenn dezentrale Einheiten vernetzt und einer zentralen Steuerung zugänglich gemacht werden. Das Projekt zielt auf die Realisierung eines virtuellen Kraftwerksprototyps im Stromnetz des regionalen Energieversorgers badenova, um eine Einsatzplanung und Koordination der im Netz vorhandenen dezentralen Einspeisung zu erreichen. Die badenova sieht den steigenden Anteil fluktuierender und von Dritten unkoordiniert ins öffentliche Netz eingespeister elektrischer Energie zunehmend als Herausforderung. Sie ist an einer übergeordneten Bezugs- und Erzeugungsoptimierung von Wärme und Strom interessiert, die die Effizienz des Netzbetriebs steigert. Dies betrifft nicht nur die optimierte Einsatzplanung der im Netz vorhandenen steuerbaren Kraft-Wärme-gekoppelten Anlagen sondern auch die Erzeugungsprognose von Photovoltaik- und Windenergieanlagen zu deren besseren Einbindung in die Netzbetriebsführung.

Für die Durchführung des von Juli 2005 bis Juni 2008 gelaufenen Projekts war die Gruppe „Betriebsführung und Systemregelung“ am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE verantwortlich. Das Projekt wurde aus dem Innovationsfonds für Klima- und Wasserschutz, mit dem die badenova vielversprechende und zukunftsweisende Projekte aus der Region fördert, unterstützt. Das Projekt VIRTPLANT bestand aus den Phasen Konzeption, Inbetriebnahme, Testbetrieb und Auswertung. Die für die Analyse und modellbasierte Optimierung benötigten Mess-, Anlagen- und Abrechnungsdaten stellte die badenova zur Verfügung.

2 Methodik

Betrachtungsraum des Projektes war die Region, in der das badenova Verteilnetz angesiedelt ist, mit den bestehenden Anlagen, Energieflüssen und Marktbeziehungen. Die Untersuchungen gingen von der Versorgungsseite aus, speziell von der Perspektive des Verteilnetzbetriebs. Zukünftige Herausforderungen und Chancen wie Kostendruck z.B. durch das Vergleichsmarktprinzip und mögliche Abschöpfung von Effizienzgewinnen durch die Anreizregulierung bieten neue vorteilhafte Handlungsalternativen. Es wurden Möglichkeiten für eine strategisch gute Positionierung von Verteilnetzbetreiber und regionalem Energieversorgungsunternehmen gesucht.

Ziel der Untersuchung war die Erarbeitung eines Konzepts zur Erhöhung der Effizienz innerhalb eines Verteilnetzes durch verbesserte Integration dezentraler Erzeugung. Anliegen waren sowohl eine eher theoretischen Konzepterarbeitung sowie die praxisorientierte Konzeptüberprüfung am realen Verteilnetz der badenova. Um das Potenzial einer Umsetzung des entwickelten Konzepts zu ermitteln, musste eine Optimierungsrechnung durchgeführt werden, deren Ergebnisse dann zur Potenzialabschätzung herangezogen werden können.

Abbildung 2-1 verdeutlicht den prinzipiellen Verfahrensansatz. Die Optimierung befasste sich mit dem Betrieb bereits vorhandener realer Anlagen und beinhaltet somit keine Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zu möglichen Neuinvestitionen oder sonstigen Anlagenveränderungen. Die angesetzten Kriterien zur Effizienzsteigerung waren zunächst betriebswirtschaftlicher Art, gesellschaftliche Zielstellungen z.B. zum Klimaschutz wurden als weitere mögliche Optimierungsvarianten berücksichtigt.

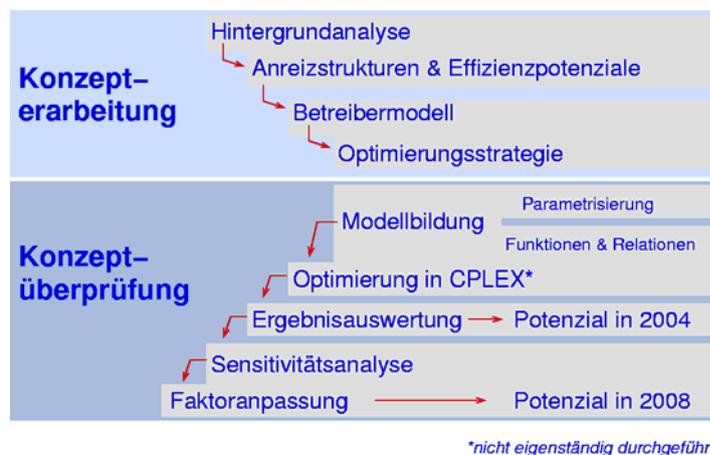


Abbildung 2-1: Methodischer Ansatz für die Betriebsoptimierung der dezentralen Erzeuger im Virtuellen Kraftwerk der Badenova.

(* CPLEX: Softwareoptimierungspaket der Firma ILOG, <http://www.ilog.com/products/cplex/>)

Wesentliche Arbeitsschwerpunkte im Rahmen des Projektes waren:

- a) Konzeption der Funktionalitäten des virtuellen Kraftwerkes im Netz der badenova
- b) Konzeption und Realisierung der Datenübermittlung zwischen badenova, Fraunhofer ISE sowie externen Datenquellen (z.B. Wetterdaten des DWD)
- c) Umfangreiche Prognosealgorithmen für die automatisierte Erstellung von Last- und Erzeugungsprognosen aller wesentlichen Erzeuger und Verbraucher im Netz der badenova auf Basis der Berücksichtigung historischer Daten, aktueller meteorologischer Größen sowie bekannter Betriebszustände der dezentralen Komponenten.
- d) Spezielle Prognosemodule für die fluktuierenden Erzeuger Photovoltaik und Windenergieerzeugung.
- e) Erstellung eines Systemmodells des Verteilnetzes sowie der dezentralen Erzeuger
- f) Optimierungssoftware zur Umsetzung ökonomischer und sonstiger Zielfunktionen durch geeignete Betriebsführung der dezentralen Systeme; dabei Umsetzung eines zweistufigen Ansatzes zur Optimierung einerseits unter Aspekten der lokalen Betriebsführung und andererseits nach übergreifenden Anforderungen zum Beispiel des Verteilnetzbetriebes.
- g) Automatisierte Erstellung von Fahrplänen für die Steuerung von BHKW, Spitzenlastaggregaten und anderen Komponenten
- h) Erarbeitung eines Software-Frameworks zur Schaffung eines Betriebsführungsassistenten für die Steuerung dezentraler Komponenten durch das Bedienpersonal der Leitwarte der badenova mit der Option, auch eine direkte Steuerung der Systeme zu ermöglichen
- i) Umfangreiches Monitoring und Visualisierung aller elektrischen, thermischen und meteorologischen Parameter
- j) Bewertung des Optimierungserfolges und wissenschaftliche Auswertung der Ergebnisse.

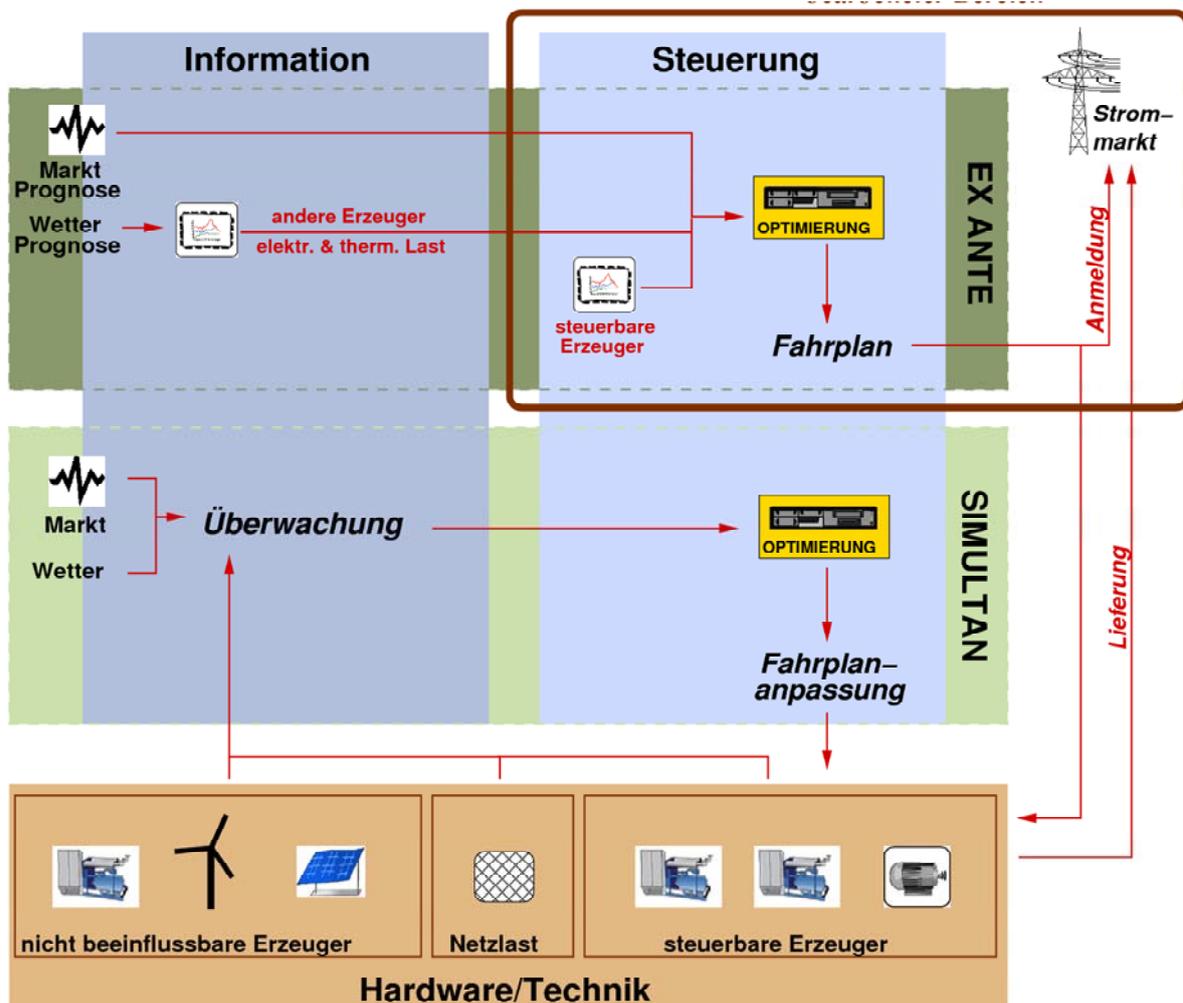


Abbildung 2-2: Verschiedene Betrachtungsebenen der Funktionsweise eines „Virtuellen Kraftwerkes“

In Abbildung 2-2 wird noch einmal illustriert, auf welcher funktionalen Ebene eines „Virtuellen Kraftwerkes“ im Projekt der Schwerpunkt gesetzt wurde.

Grundsätzlich gibt es „ex ante“, also im Voraus, die Betriebs- und Einsatzplanung mit der Betriebsoptimierung auf Basis von Erzeugungsanforderungen, Optimierungsvorgaben sowie Markt- und Wetterprognosen und „simultan“, also in Echtzeit, die Realisierung der Vorgaben aus den Betriebsfahrplänen unter Berücksichtigung aktueller Betriebszustände sowie momentaner Werte aus der Überwachung der Marktverhältnisse oder der Änderung externer Einflussparameter. Der Schwerpunkt im Projekt wurde dabei bewusst auf mittelfristige (zum Beispiel day-ahead) und kürzerfristige (innerhalb eines Tages) Einsatzplanung gelegt, während eine Echtzeitreaktion auf Ereignisse im gewählten Konzept zwar prinzipiell realisierbar ist, jedoch nicht weiter betrachtet wurde.

3 Betriebsführung in Verteilnetzen

3.1 Stromverteilnetze und Rolle der Netzbetreiber

Zu den Verteilnetzen zählen alle Stromnetze, die innerhalb einer begrenzten Region elektrische Energie verteilen und so Verteilstationen und Kundenanlagen speisen. In Deutschland werden hierfür Netze der Mittelspannung (6kV bis 60kV) und der Niederspannung (0,4kV bis 6kV), selten auch Hochspannungsnetze mit Spannungen bis zu 110kV, benutzt.

Die Betriebsführung der Stromverteilnetze ist in der Regel Teil der zu erbringenden Systemdienstleistungen der Verteilnetzbetreiber, und beinhalten die Bewahrung der Netzsicherheit und Versorgungsqualität der Netzkunden mit Strom. Abbildung 3-1 zeigt die wichtigsten Aufgaben der Netzbetriebsführung als Systemdienstleistung.



Abbildung 3-1: Technische Aufgaben im Verteilnetzbetrieb, nach VDEW (2000)

Systemdienstleistungen sind jedoch nicht der einzige Bereich, den eine intelligente Netzbetriebsführung umfasst. Ein geeignetes Management kann den Netzbetrieb effizienter gestalten. Chancen hierzu bietet vor allem eine aktive Beeinflussung lokaler Last- und Energieflüsse. Eine dies verfolgende Netzbetriebsführung, die über die Systemdienstleistungen hinausgeht und aktiv in Lastflüsse im Verteilnetz eingreift, wird im weiteren Verlauf mit dem Begriff Netzlastmanagement umschrieben.

Entsprechend den Vorgaben der europäischen Binnemarktrichtlinie [EG 1996] ist der deutsche Strommarkt seit 1998 liberalisiert, wodurch die Unternehmensbereiche der zuvor integrierten Energieversorgungsunternehmen rechtlich und ökonomisch getrennt werden – insbesondere also auch die Bereiche Netzbetrieb – Handel/Vertrieb und Produktion (Abbildung 3-2).

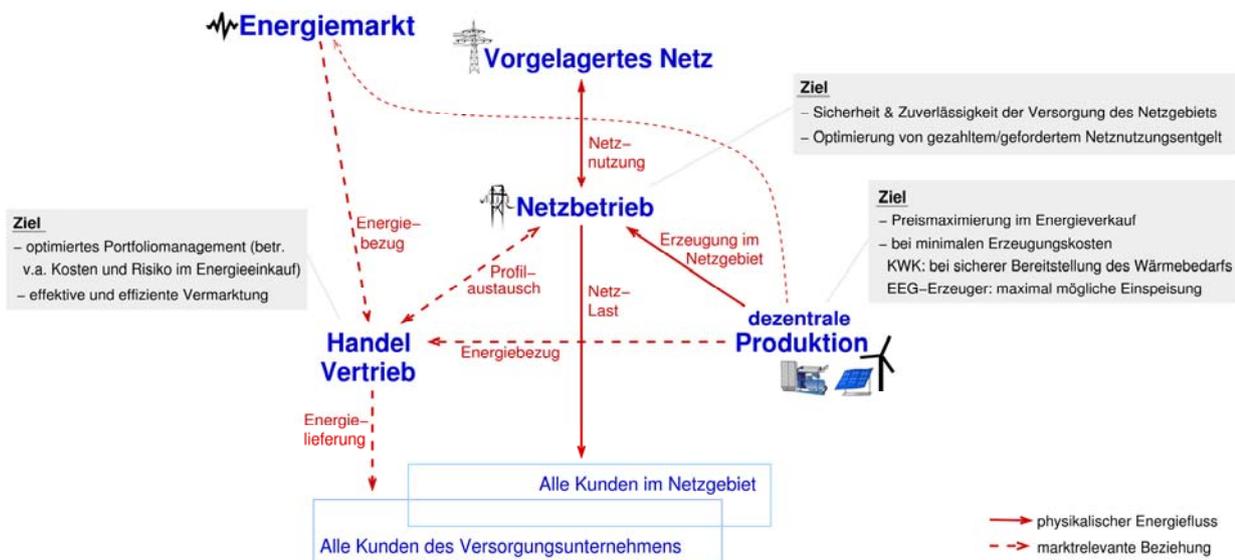


Abbildung 3-2: Zielformulierung der Unternehmensbereiche eines regionalen Energieversorgungsunternehmens; physikalische Energieflüsse und marktrelevante Beziehungen der einzelnen Bereiche untereinander.

Wie im Bild zu sehen, erfolgt eine Zielformulierung der einzelnen Unternehmensbereiche, so dass diese in der Regel bei einer Betriebsoptimierung nach einem übergeordneten Optimierungsziel (welches zum Beispiel aus volkswirtschaftlicher Sicht formuliert worden sein kann) in sehr unterschiedlichem Maße profitieren werden. Damit erfordert eine Betriebsführung verschiedener dezentraler Komponenten die gleichzeitige Berücksichtigung der jeweiligen Interessen aller von der Betriebsführung tangierten Unternehmensbereiche bzw. Marktparteien.

Für das Projekt „VIRTPLANT“ spielte die Umwandlung des ehemals vertikal organisierten Gesamtunternehmens „badenova“ in verschiedene Unternehmensbereiche eine wichtige Rolle, da sich dieser Wandlungsprozess teilweise parallel zur Projektdurchführung vollzog und davon unmittelbar die Rahmenbedingungen für die Betriebsführungskonzepte im Virtuellen Kraftwerk betroffen waren. Voraussetzung für den Betrieb eines Virtuellen Kraftwerkes durch „badenova“ war unter diesem Blickwinkel, dass konkrete strategische wie operative Kooperationen zwischen den unabhängigen Unternehmensbereichen erfolgen und eine verteilnetzweite Optimierung der Energieflüsse angestrebt wird. Dazu wurde ein Modell benötigt, in dem der Netzbetreiber seine Interessen für optimale Systembetriebsführung verfolgen kann. Da er hierfür auf der Erzeugungsseite eine an seine Interessen angepasste Erzeugungsplanung und Betriebsführung von dezentralen Anlagen benötigt, setzt dies eine Kooperation mit den Besitzern der Anlagen voraus. Genau hier lag der Ansatz in der Konzeptentwicklung.

3.2 Dezentrale Erzeugung in Stromverteilnetzen

In einem Verteilnetz können sehr verschiedenartige Stromerzeuger auftreten. Einen großen Anteil der DEA stellen die heutzutage meist rein dargebotsabhängig betriebenen Windenergieanlagen, Photovoltaikkraftwerke und kleine Wasserkraftanlagen. Die zweite große Gruppe enthält Kraft-Wärme-gekoppelte Anlagen, zu denen Blockheizkraftwerke (BHKW) mit Motoren sowie Mikroturbinen (in weiterer Entwicklung auch Brennstoffzellen und Stirling-Maschinen) zählen. Hier hängt das Erzeugungsverhalten stark vom jeweiligen System und dem Betriebsmodell ab. Die Spanne reicht von Kleinanlagen in Privathaushalten bis zu Industrieanlagen zur Prozesswärmebereitstellung. Die meisten dieser Systeme werden momentan wärmegeführt betrieben. Bei Eingriffen in die Betriebsführung muss immer die vollständige Deckung des Wärmebedarfs sichergestellt werden. Alleinige Stromerzeuger, wie z.B. kleine Dieselaggregate oder dedizierte Spitzenlastaggregate, sind eher die Ausnahme.

Aus Sicht des VNB ist die Differenzierung zwischen dezentraler Erzeugung und tatsächlicher Einspeisung ins Netz entscheidend. Ein aktiver Netzbetreiber benötigt für ein Netzlastmanagement zuverlässige Informationen über die Energieflüsse im Netz und muss daher rechtzeitig über die jeweilige Einspeisung der unterschiedlichen Anlagentypen informiert sein. Häufiges Charakteristikum von Einspeisung in Mittel- und Niederspannungsnetzen ist jedoch ihre Unkoordiniertheit. Meist ist die Stromerzeugung in dezentralen Anlagen nicht an den Strommarkt gekoppelt und nicht in eine Portfoliooptimierung eingebunden. Außerdem ist für Erzeugungsanlagen, deren Leistung kleiner 100 kW ist, keine Lastgangmessung vorgesehen und sind somit deren aktuelle Erzeugungsleistungen nicht für eine Einsatzplanung verfügbar und müssen abgeschätzt werden. Bei vielen Anlagen lohnt es sich für den Eigentümer, nur den über den Eigenbedarf hinausgehenden Anteil ins Netz zu speisen.

Bei Anlagen, denen eine Vergütung über das EEG zusteht, wird meist die gesamte Erzeugung über den Netzverbund abgerechnet. Diese ist wiederum dargebotsabhängig. Die Stromproduktion in PV-Anlagen weist zwar typische Jahres- und Tagesverläufe auf, ist aber stark von der Sonneneinstrahlung und somit von momentanen Wetterbedingungen abhängig. Das Windenergieangebot verändert sich mit oft hoher Frequenz und Amplitude. Auch die Einspeisung von BHKW muss separat bestimmt werden, da sie vom Wärmebedarf und ggf. noch vom Stromeigenbedarf des Haushalts, Gewerbes oder der Industrie abhängig ist. Für alle diese Fälle muss der Verteilnetzbetreiber Daten und Vorhersagen erfassen und in geeigneten Modellen verarbei-

ten, um Einspeiseprognosen aller dezentraler Anlagen zu erhalten. Nur mit ausreichenden Informationen kann er Eingriffe in die dezentralen Lastflüsse planen und umsetzen.

Moderne Informations- und Kommunikationstechnologien erleichtern in zunehmendem Maße eine Anpassung der Betriebsführung der Stromnetze an den technischen Wandel der Netzstrukturen hin zu einer stärker dezentral organisierten Erzeugungslandschaft. Die Anwendung dieser Kommunikationstechnologien in der Energiewirtschaft wurde und wird bereits in verschiedenen Projektaktivitäten in der Praxis gezeigt. Zum Beispiel wurde innerhalb des BMWA-Leitprojekts EDISON [EDISON 2005] unter anderem die Entwicklung dezentraler Netzstrukturen mit integrierten Kommunikationssystemen vorangetrieben. In diesem Zusammenhang entstand unter Federführung der Siemens AG das „Dezentrale Energiemanagementsystem DEMS“, das ein Optimierungsprogramm für Einsatzplanung dezentraler Kraftwerke beinhaltet. Es arbeitet mit dem Optimierungsprogramm CPLEX. Auch das Fraunhofer ISE entwickelte ein computergestütztes dezentrales Energiemanagementsystem „Power Operation and Power Quality Management System PoMS“, welches sowohl die Erzeugung dezentraler Anlagen optimieren als auch netzseitige Versorgungsqualität überwachen kann [DISPOWER, 2006]. Das System wurde an verschiedenen Standorten in Pilotprojekten eingesetzt [vgl. Thoma, 2006].

Aus Sicht des Verteilnetzbetreibers können die intelligente Integration dezentraler Erzeuger sowie die Nutzung entsprechender Kommunikationslösungen aus verschiedener Perspektive interessant sein. Dies beginnt mit Maßnahmen zur Reduktion von Netzverlusten sowie der Erhöhung der Versorgungsqualität, kann eine Verringerung der Belastung bestimmter Netzbetriebsmittel beinhalten oder kann selbst den gezielten Einsatz der dezentralen Komponenten zur Erbringung bestimmter Systemdienstleistungen im Netz (zum Beispiel Beiträge zum Blindleistungshaushalt, Primär- und Sekundärregelung, Schwarzstartfähigkeit) bedeuten. Bei einem höheren Gesamtanteil dezentraler Erzeugung in einem bestimmten Netzsegment dürfte die Einbeziehung lokaler Kraftwerke für die Systemdienstleistungen unvermeidlich werden, weil sonst ein sicherer Netzbetrieb nicht mehr zu gewährleisten ist. Dies zu koordinieren ist ein neuer Aufgabenbereich für die Verteilnetzbetreiber.

Für einen effizienten Netz- und Anlagenbetrieb kann der VNB selbst in der Steuerung von dezentraler Energieerzeugung aktiv werden, und so die Integration der Gesamtheit der dezentralen Einspeiser verbessern. Somit kann er sie zum einen für seine Effizienzvorhaben nutzen und zum anderen kann ihr energiewirtschaftlicher Nutzen erhöht werden. Gerade bei regenerativen Energiequellen und anderen nur wenig beeinflussbaren dezentralen Erzeuger besteht hier

Handlungsbedarf. Verteilnetzbetreiber können von solchen Effizienzsteigerungen zukünftig auch direkt profitieren: Die Regelung der rein kostenbasierten Entgeltbestimmung wird durch die Anreizregulierung der Bundesnetzagentur abgelöst. In Zukunft wird in der Bestimmung der Netzentgelte die direkte Kopplung von Erlösen und Kosten aufgehoben. Grundlage der Anreizregulierung ist hierbei, dass Netzbetreiber die innerhalb einer Regulierungsperiode erzielten Effizienzgewinne (teilweise) vereinnahmen dürfen [BNetzA, 2006]. So werden die VNB zu einer Effizienzerhöhung ihres Netzbetriebs motiviert – insofern wird sich eine intelligente Betriebsführung dezentraler Erzeuger und beeinflussbarer Lasten in Verteilnetzen zukünftig auch finanziell für die Netzbetreiber lohnen.

3.3 Netzentgelte

Alle Nutzer zahlen dem Netzbetreiber, an dessen Netz sie angeschlossen sind, ein Netznutzungsentgelt abhängig von der individuellen Netznutzung. Dies gilt auch für einen an ein vorgelagertes Netz angeschlossenen Netzbetreiber. Die Höhe seiner vorgelagerten Netznutzung beläuft sich auf den für die Deckung des Bedarfs seiner eigenen Netzkunden notwendigen Arbeits- und Leistungsbezug über die Transformatorstationen.

Das Entgelt setzt sich in der Regel aus einem Arbeits- und einem Leistungspreisanteil zusammen. Der jeweils zu zahlende Arbeitspreis wird durch die Multiplikation des festgelegten Entgelts in €/kWh mit der in der Abrechnungsperiode bezogenen Energie bestimmt. Der Leistungspreis errechnet sich aus der Multiplikation mit dem in der Periode gemessenen Höchstwert des Leistungsbezugs eines Kunden vom Netz mit einem Entgelt in €/kWh.

Es wird aufgrund der klassischerweise auf Höchstspannungsebene erfolgenden Stromerzeugung grundsätzlich davon ausgegangen, dass ein Nutzer das gesamte parallele und übergeordnete Netzsystem beansprucht. Das bedeutet, dass jeder Nutzer auch Kosten auf allen seinem Anschluss vorgelagerten Netzebenen mit verursacht, auch da Ausregelung und Systemdienstleistungen auf diesen oberen Ebenen stattfinden. Nutzungsentgelte im Mittelspannungsnetz (MS) haben deshalb die Höchst- und Hochspannungsanteile, sowie Kosten der Umspannung integriert. Abb. 3-3 verdeutlicht dieses Prinzip.

Die Allokation der anfallenden Entgelte auf die jeweils zu berücksichtigenden Ebenen geschieht, indem der jeweilige Netzbetreiber einer unteren Ebene im vorgelagerten Netz als Netznutzer auftritt und dort die anfallenden Netznutzungsentgelte zahlen muss, während er wiederum von seinen Netznutzern die Tarife der vorgelagerten Netzebene plus einen Aufschlag für seine Netzebene (und ggf. Umspannung) einfordert. Endkunden zahlen also Entgelte an den Verteil-

netzbetreiber, die die Kosten der gesamten Netzstruktur bis in die Höchstspannungsebene beinhalten. Da der VNB selbst als Netzkunde bei dem ihm vorgelagerten Netz diejenigen Netznutzungsentgelte zahlen muss, die ab der von ihm genutzten Ebene nach oben hin anfallen, sollte die Differenz der von ihm erhaltenen und gezahlten Entgelte nun genau die Kosten seines Netzes inklusive einer ausreichenden Eigenkapitalverzinsung abbilden.

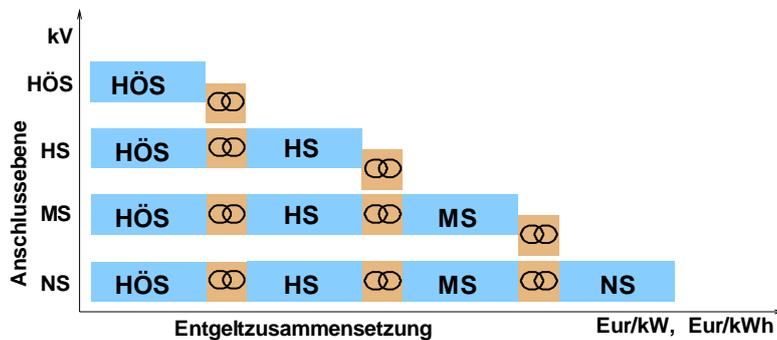


Abbildung 3-3: Kumulativer Aufbau der Netznutzungsentgelte durch Addition über die Netzebenen ausgehend von Höchstspannung bis hin zu Niederspannung.

Strom aus dezentralen Kraftwerken versorgt die Endnutzer direkt auf Verteilnetzebene, damit reduzieren sich die Entgelte, die an die Betreiber der vorgelagerten Netze zu zahlen sind. Da in die Tarife der Endverbraucher jedoch pauschal die Netznutzungsgebühren aller Netzebenen enthalten sind, entsteht durch die „Vermiedene Netznutzung“ bei Verteilnetzbetreiber ein finanzieller Vorteil. Dieser Überschuss muss gemäß der Regelung der vermiedenen Netznutzungsentgelte aus der StromNEV § 18 [StromNEV 2005] an die verantwortlichen dezentralen Anlagenbetreiber ausgeschüttet werden. Die Höhe der Ausschüttung wird über die tatsächlich vermiedenen Zahlungen an den vorgelagerten Netzbetreiber ermittelt. Hierzu müssen sowohl Arbeitspreis- als auch Leistungspreisanteil Berücksichtigung finden. Die VNNE sind in Höhe der vermiedenen Tarife der vorgelagerten Netznutzung anzusetzen. Sie werden jeweils mit der physikalischen Vermeidungsleistung und -arbeit der einzelnen DEA multipliziert. Zur Ermittlung der Vermeidungsleistung größerer dezentraler Einspeiser gibt es verschiedene Verfahren, auf die hier im Einzelnen nicht eingegangen werden soll. Abbildung 3-4 zeigt exemplarisch die Berechnung der Vermeidungsleistung dezentraler Einspeiser mit zwei verschiedenen Verfahren (zeitgleiche Einspeisung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast $\Delta 1$ bzw. Differenz zwischen max. Lasthöchstwert und max. Bezugshöchstwert $\Delta 2$), dargestellt am praktischen Beispiel des Verteilnetzes der badenova mit gemessenen Wochenhöchstlasten in 2004. Für Details sei beispielsweise auf [Kitzing 2006] verwiesen.

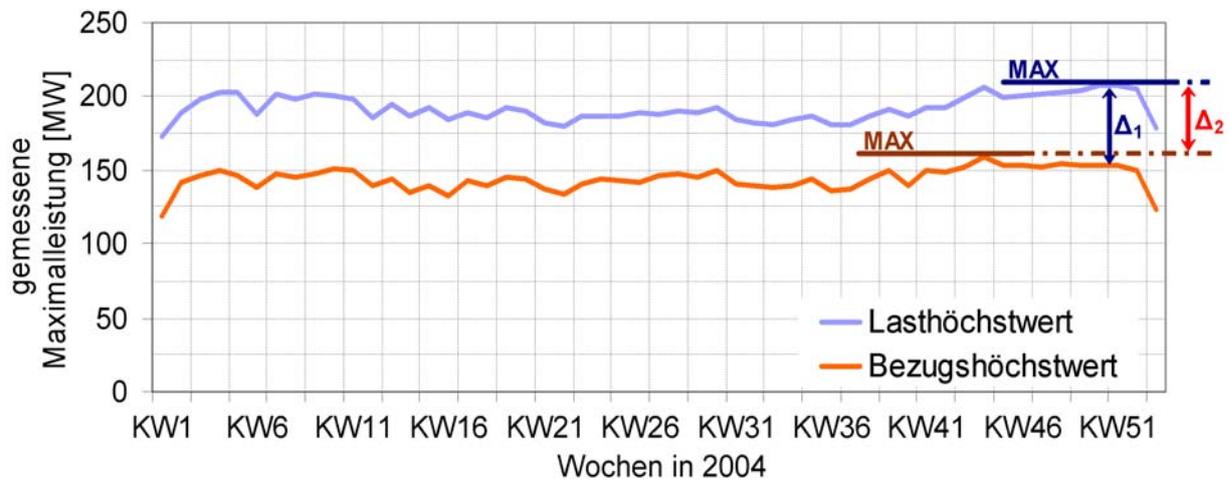


Abbildung 3-4 Berechnung der Vermeidungsleistung dezentraler Einspeisung dargestellt am praktischen Beispiel des Verteilnetzes der badenova mit gemessenen Wochenhöchstlasten in 2004.

Aus Sicht des Projektes VIRTPLANT ist als Fazit wichtig, dass die Reduktion des tatsächlichen Bezugshöchstwertes vom übergeordneten Netz gegenüber dem Lasthöchstwert im Verteilnetz der Badenova ein Anliegen für intelligentes Betriebsmanagement verteilter Erzeuger ist und hier die Betreiber der dezentralen Erzeuger unmittelbar über die Erhöhung der Vergütung für vermiedene Netznutzung profitieren können. Aus Sicht der Verteilnetzbetreiber ist die systematische physikalische Reduktion der maximalen Lasten im Verteilnetz prinzipiell vorteilhaft (zum Beispiel auf Grund der Reduktion von Betriebsmittelbelastungen, der Verringerung von Netzverlusten oder der Erhöhung der Aufnahmekapazitäten des Verteilnetzes für fluktuierende Erneuerbare Energieerzeuger). Gleichzeitig kann der Verteilnetzbetreiber auch indirekt davon profitieren, wenn die Netznutzungsentgelte „seiner“ Kunden niedriger sind als in vergleichbaren anderen Niederspannungsnetzen – insbesondere wenn er einer „Unternehmens-Familie“ zugeordnet ist, die ein unmittelbares Interesse an Kundengewinnung und Kundenbindung hat.

Damit stellt die **Bezugsspitzenreduktion** für die Strombezüge aus dem übergeordneten Netz ein relevantes Optimierungskriterium für intelligentes Energiemanagement im Verteilnetz dar, welches sowohl im Interesse des Netzbetreibers als auch der Anlagenbetreiber steht. Für den exemplarischen Testbetrieb in VIRTPLANT wurde die Bezugsspitzenreduktion als eine zentrale Optimierungsvorgabe definiert und realisiert.

3.4 Das Regionale Virtuelle Kraftwerk

Virtuelle Kraftwerke repräsentieren die Zusammenfassung einzelner dezentraler Anlagen (Erzeuger, Speicher, beeinflussbare Lasten) zu einem „virtuellen“ Gesamtkraftwerk mit neuen Erzeugungseigenschaften und Betriebsführungsmöglichkeiten, wobei der Begriff virtuell hier darauf hindeuten soll, dass die (realen) Stromflüsse der verschiedenen verteilten Anlagen „virtuelle“ zusammengefasst und vermarktet werden. In vielen Fällen bisher realisierter Virtueller Kraftwerke spielen dabei die räumlichen Entfernungen der einzelnen Erzeuger keine Rolle – ob diese nur wenige Meter oder viele Kilometer voneinander entfernt sind, ist hierbei nicht relevant und die Anforderungen an das verknüpfende Stromnetz werden nicht betrachtet (Modell der „Kupferplatte“ für das Netz). Formale Basis für diese Herangehensweise ist die für Deutschland typische Verfahrensweise, Erzeugung und Verbrauch über Bilanzkreise zu vermitteln, bei denen innerhalb der Regelzonen für Erzeugung und Verbrauch summarische Energiemengen betrachtet werden, jedoch keine räumliche Verteilungen der Komponenten und Netzübertragungskapazitäten.

Verallgemeinert besteht die Funktion eines virtuellen Kraftwerks in der Erhöhung des energie-wirtschaftlichen Nutzens dezentraler und regenerativer Energiequellen und in seinem Beitrag zu deren verbesserten Integration in das Stromnetz. Der Vorteil eines virtuellen Kraftwerks liegt dabei in der übergeordneten Betriebsführung aller einbezogenen Systemkomponenten, so dass ein gewinnmaximaler Einsatz der zur Verfügung stehenden Mittel erreicht werden kann. Optimierte Betriebsführung bezieht sich dabei zunächst auf eine wirtschaftlich optimale Fahrweise der regelbaren Kraftwerke aus energetischer Sicht. Dabei wird die Energieerzeugung des Virtuellen Kraftwerkes auf die Optimierungsziele hin ausgerichtet. Die Kostensenkungs- und Erlössteigerungspotenziale eines Virtuellen Kraftwerkes basieren auf der Bündelung verschiedener Interessen. Neben der Erfüllung der primären Funktion führt die Vernetzung in einem virtuellen Kraftwerk zu weiteren Vorteilen im Bereich des Informationsmanagements, Störungsmanagements, Monitoring und gemeinsamen Servicemanagements.

Die Idee des im Rahmen des Projektes VIRTPLANT entwickelten Regionalen Virtuellen Kraftwerks beruht auf der Vernetzung und gemeinsamen Steuerung dezentraler Einheiten innerhalb eines Verteilnetzes zur optimierten Betriebsführung von Netz und Anlagen. Neu ist hierbei, dass der Antrieb zur integrierten Optimierung von einem Verteilnetzbetreiber ausgeht, der als dezentraler Systemoptimierer die Energieflüsse in seinem Netz besser kontrollieren und managen möchte. Hierfür muss er ein geeignetes Netzlastmanagement betreiben.

Die in VIRTPLANT durchgeführten Analysen zeigen für aktive Eingriffe in lokale Energieflüsse ein signifikantes Effizienzpotenzial auf, wenn durch deren intelligente Steuerung Bezugsspitzen aus dem vorgelagerten Netz vermieden werden. Durch rechtliche Beschränkungen ist der Verteilnetzbetreiber zur Steuerung lokaler Energieanlagen auf Kooperationen mit unabhängigen Anlageneigentümern angewiesen, deren Interessen er bei der Steuerung berücksichtigen muss. Denn sie haben ihre eigenen, marktorientierten Betriebsziele. Dies gilt für neue Marktakteure, aber auch für den vom VNB entflochtenen Teil des ehemals integrierten Energieversorgungsunternehmens. Das heißt, dezentrale Anlagenbetreiber werden einer Abgabe der Steuerungsbefugnis an den VNB nur zustimmen, wenn dieser eine marktmäßig optimale Vergütung sicherstellen kann. Ein regionales virtuelles Kraftwerk dient also zwei Zielen, der Optimierung von Anlagenbetrieb und von Netzeffizienz. In der Optimierung werden elektrische und thermische Energieflüsse berücksichtigt. Die Effizienzpotenziale basieren auf der Wertschöpfung der erzeugten Energien sowie ihrem Beitrag zur Reduzierung der vorgelagerten Netznutzung.

Da sich das Netzlastmanagement auf das gesamte Verteilnetz beziehen muss, reicht es nicht aus, die Energieflüsse der am RVK beteiligten Anlagen zu betrachten. Ihre Erzeugung muss vielmehr an die Gesamtnetzesituation angepasst werden. Die Netzlast sowie auch die nicht dem RVK zugeordneten Energieeinspeiser im Verteilnetz müssen in die Optimierung integriert werden. Dies gilt insbesondere für die fluktuierenden Einspeiser. Hierfür sind geeignete Prognosesysteme und Modelle im Konzept erforderlich. Die fluktuierenden Erzeuger müssen also in jedem Fall in die Aktivitäten im RVK einbezogen, aber nicht zwingend ins Vertragswerk eingebunden werden. Aus der Perspektive der Erzeuger des EEG-Stroms ist eine aktive Teilnahme an der Energieflussoptimierung zunächst nicht sinnvoll, da die hohen Einspeisetarife, die ihnen laut EEG zustehen, zeitlich konstant sind. Perspektivisch werden jedoch auch EEG Anlagen Anreize für eine marktorientierte Einspeisung der erzeugten Energiemengen erfahren.

Das regionale virtuelle Kraftwerk bezieht also Netzbetreiber und Anlageneigentümer von regelbaren dezentralen Anlagen als Akteure ein. Der marktpartizipatorische Ansatz des regionalen virtuellen Kraftwerks garantiert zukünftig die Effizienz im Betrieb von Netz und Energieerzeugungsanlagen. Die Flexibilität des Konzepts ermöglicht die Einbeziehung weiterer Aspekte und die Anpassung an sich verändernde Bedingungen. In jedem Fall muss die Kooperation im RVK für beide Beteiligten einen Vorteil bedeuten.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass sich Vorteile des virtuellen Kraftwerks gegenüber dem optimierten Einzelbetrieb aus zusätzlichen Vermarktungschancen, Einsatzmöglichkeiten zur

Bezugsspitzenoptimierung, Synergienutzung und zentral zugänglichen und besser nutzbaren Informationen ergeben. Diese müssen mindesten die zusätzlichen Kosten abdecken, die durch den Aufbau und den vernetzten Betrieb entstehen, damit sich ökonomisch eine positive Gesamtvorteilhaftigkeit des virtuellen Kraftwerks ergibt.

Eine Übersicht über Informationsflüssen und Rahmenbedingungen für den Betrieb eines Virtuellen Kraftwerkes, die gleichzeitig auch die Herausforderungen für die Implementierungsphase im Projekt VIRTPLANT dokumentiert, ist in Abbildung 3-5 dargestellt.

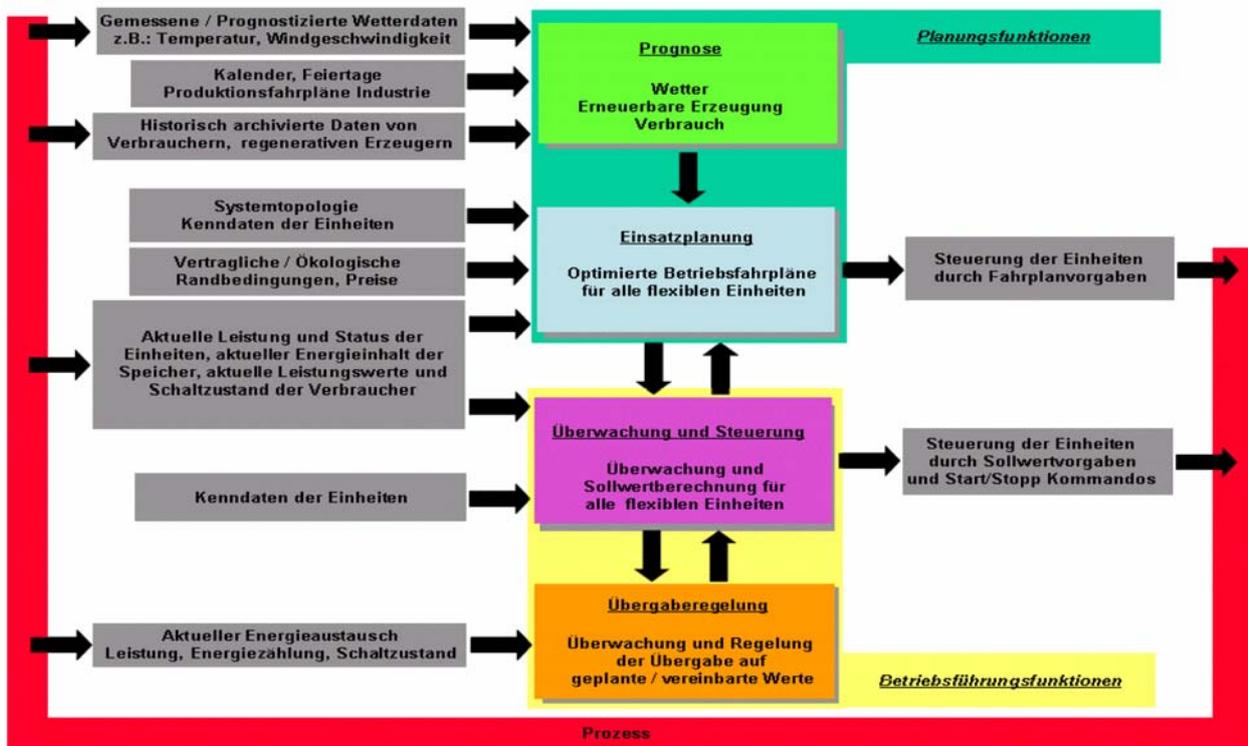


Abbildung 3-5: Informationsfluss im virtuellen Kraftwerk, Funktionen und Aufgaben der zentralen Steuerung. Quelle: Weißensteiner und Heher (2006, S.16) [Weißensteiner 2006]

3.5 Betriebsführungsstrategie: Der Optimierungsansatz

Unabhängig davon, dass die im Projekt VIRTPLANT realisierten Optimierungsansätze die willkürliche Vorgabe beliebiger Optimierungsziele erlauben (finanzielle Gewinne, ökologische Anforderungen, Erhöhung der Versorgungsqualität ...), wurde im Detail ein Szenario untersucht, bei dem die betriebswirtschaftlichen Interessen aller beteiligten Akteure im Vordergrund stand.

Dabei wurde angenommen, dass Netzbetreiber und Anlageneigentümer jeweils danach streben, ihren individuellen Gewinn zu maximieren. Die deckungsbeitragsmaximale Anlagen- sowie die kostenminimale Netzbetriebsführung gehen als primäre Kriterien in die Optimierung ein.

Generell denkbar wären neben dieser rein ökonomischen Optimierung verschiedenartige Strategien, nach denen die Optimierung vollzogen werden kann. Eine ökologische Optimierung nach Minimierung von Primärenergiebedarf oder klimaschädlichen Emissionen könnte zum Ansatz gebracht werden. Im Fall einer Inselversorgung drängt sich die Strategie Lastdeckung auf. Im vorliegenden Betreibermodell ist jedoch die Deckung der elektrischen Lasten außerhalb der Systemgrenzen, da die Stromkunden über den freien Markt versorgt werden. Auch zusätzliche Kriterien wie die mögliche Bereitstellung von Zusatzdienstleistungen (Regelleistung, Ausgleichsenergie, Spitzenlastdeckung) wurden im Optimierungsansatz nicht berücksichtigt. Die Flexibilität des Optimierungsansatzes ermöglicht aber prinzipiell die Einbeziehung derartiger Aspekte.

Ziel des Betriebs einer Energieerzeugungsanlage ist die Erwirtschaftung eines maximalen Gewinns. Im Fall der im VIRTPLANT Projekt besonders relevanten Erzeugungsanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung setzt sich der Gewinn zusammen aus Erlösen aus Strom und Wärmeverkauf abzüglich entstehender Kosten. Während der Erlös aus dem Verkauf von Wärme weitestgehend von der zeitlich variablen Betriebsführung unabhängig ist (da eine Abrechnung von Summen von Wärmemengen der Regelfall ist), ergeben sich prinzipiell Optimierungsmöglichkeiten durch eine Anpassung der Stromerzeugung an momentane Marktanforderungen. Eine solche marktorientierte Veräußerung von Strom kann zum Beispiel über einen Stromverkauf im Day-Ahead-Handel einer Strombörse (zum Beispiel der European Energy Exchange EEX in Leipzig) realisiert werden, aber auch alle anderen Marktmechanismen führen im Kern dazu, dass Angebot und Nachfrage gegenseitig abgeglichen werden müssen und zu Zeiten hoher Nachfrage maximale Erlöse aus dem Verkauf erzielt werden können.

Für das Projekt VIRTPLANT wurde aus dieser Sicht angenommen, dass sich der optimale Beitrag dezentraler Erzeuger für das Stromnetz über die Preiskurve der Preise für Day-Ahead-Stundenkontrakte an der Strombörse EEX beschreiben lässt, welche einen guten Indikator für das jeweilige Angebots-Nachfrage-Verhältnis darstellt. Bei dieser Betrachtungsweise wird bewusst davon ausgegangen, dass die Vergütung der Stromerzeugung aus BHKW nicht über die Mechanismen des Gesetzes zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) und Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) erfolgt, da auf Grund der zeitlich konstanten Vergütung jeglicher

Anreiz für eine Betriebsoptimierung für den Anlagenbetreiber entfällt. Diese Annahme ist zumindest aus einer zukunftsorientierten Perspektive heraus legitim, da es eine langfristige volkswirtschaftliche Zielstellung ist, diese Fördermechanismen durch eine vollständige Integration der betroffenen Erzeugertypen in den konventionellen Stromhandel zu ersetzen.

Für den Optimierungsansatz in VIRTPLANT wird also eine Veräußerung des Stroms nach aktuellen Marktpreisen für EEX-Stundenkontrakte angesetzt. Damit die einzelnen Kraftwerke ihre Wertschöpfung aus einem derartigen Stromverkauf maximieren können, bedarf es einer Optimierung ihrer Stromproduktion, so dass Hochpreiszeiten maximal ausgenutzt und Tiefpreiszzeiten, in denen der Erlös die laufenden Kosten nicht mehr deckt, gemieden werden. Im Fall der dezentralen Erzeugung kann die Fahrplanoptimierung sich häufig nicht allein an den maximalen Stromerlösen ausrichten, wenn die Kraftwerke zusätzlich Wärme erzeugen und direkt angeschlossene Endkunden versorgt werden. Hier grenzt die thermische Last die Freiheitsgrade der Stromerzeugung ein. Nahwärmenetze werden üblicherweise von einem System aus Kraft-Wärme-gekoppelter Erzeugung und zusätzlichen Kesseln gespeist. Bei einer Fahrplanoptimierung ist hier also neben der Strommarktorientierung zusätzlich noch die Entscheidung zu treffen, ob der Wärmebedarf des Netzes über gekoppelte oder über rein thermische Erzeugung gedeckt werden soll. Zusätzliche Fahrpläne für die Kessel sind zu erstellen und deren Kosten in die Gewinnfunktion mit einzubeziehen, so dass ein Gewinnmaximum für das gesamte Strom-/Wärmesystem erzielt wird.

Durch die Zusammenfassung des Gesamtsystems (Wärme/Strom) in einer Zielfunktion kann ein Optimierungsprogramm die Opportunitätskosten der Betriebsalternativen zwischen Strom- und Wärmeerzeugung (und ihren Erlösen und Kosten) direkt abwägen und findet so das Gesamt optimum. Bei Einbeziehung einer thermischen Speichermöglichkeit und einer Abkühlvorrichtung können sich die Freiheitsgrade in Bezug auf die Stromvermarktungsoptimierung durch eine Entkopplung von Erzeugungs- und Nachfrage-Lastgängen wesentlich erhöhen.

Mit diesem Ansatz zur (lokalen) Optimierung der Erträge aus dem Stromverkauf der dezentralen Erzeuger und den in den vorigen Abschnitten erläuterten Chancen und Herausforderungen für die Betriebsführung im Verteilnetz bzw. Reduktion von Spitzenlastbezügen ergibt sich im Ergebnis ein zweistufiges Optimierungskonzept, welches im Projekt VIRTPLANT Basis der Funktion des Virtuellen Kraftwerkes ist:

STUFE 1: Lokale Optimierung des elektrisch-thermischen Erzeugungsbetriebs der dezentralen Einheiten zur Deckung der lokalen Wärmeanforderungen und Maximierung der Erlöse aus dem Stromverkauf

STUFE2: Übergeordnete (zentrale) Betriebsführung aller beeinflussbaren dezentralen Erzeuger, Speicher und Lasten im Verteilnetz mit der Zielstellung einer Reduktion von Spitzenlasten oder anderen Zielfunktionen in Verantwortung des jeweiligen Netzbetreibers.

Analysen und Untersuchungen mit historischen Daten zeigen, dass im Regelfall die Optimierungsvorgaben aus Stufe 1 nicht im Konflikt stehen zu den Anforderungen, die sich aus Stufe 2 ergeben. Grund hierfür ist die Tatsache, dass sehr häufig die Zeiten maximaler Strompreise an der Strombörse (und damit maximalen Erlöses aus den Stromverkäufen) mit den Zeiten maximaler Lastspitzen in den Stromnetzen zusammenfallen, so dass sich die Anforderungszeiträume für den Anlagenbetrieb nach Stufe 1 und Stufe 2 in hohem Maße überlappen und die Optimierung nach Stufe 2 nur in seltenen Fällen zu einem deutlich anderen Betriebsverhalten führen, als nach Stufe 1 zu erwarten steht. Dies bedeutet, dass in der Praxis kein Interessenskonflikt zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber besteht – eine wichtige Voraussetzung für die Praxisrelevanz der im Projekt VIRTPLANT entwickelten Lösungen!

4 Das Verteilnetz der Badenova

4.1 Allgemeine Informationen

Im Rahmen des Projektes VIRTPLANT war eine zentrale Aufgabenstellung, die theoretischen Erkenntnisse und Konzepte zur Betriebsführung Regionaler Virtueller Kraftwerke sowie die entwickelten Optimierungslösungen in einem Praxistest möglichst anwendungsnah zu implementieren und die Funktionstüchtigkeit zu bewerten. Für diese Implementierung war die „materielle Basis“ das Verteilnetz des Stromversorgers badenova mit seinen angeschlossenen Erzeugern und Verbrauchern. Im vorliegenden Bericht können nur wenige technische Detailspekte des Verteilnetzes vorgestellt werden, weitergehende Informationen sind direkt bei der badenova anzufragen.

Das Verteilnetz der badenova erstreckt sich über Freiburg und die nähere Umgebung. In diesem Gebiet leben etwa 260 Tausend Menschen. Zur Versorgung dieser sind etwa 144 Tausend Entnahmestellen im Niederspannungsnetz angeschlossen. Im Mittelspannungsnetz kommen noch einmal 251 Stück hinzu. Die versorgte Fläche beläuft sich auf 59,63 km² (14,8% der geographischen Fläche). Die badenova betreibt in ihrem Versorgungsnetz 15 Transformatoranlagen zum Anschluss ans Hochspannungsnetz, dazu etliche weitere Anlagen im Mittel- und Niederspannungsbereich. Die 110kV-Umspannwerke sind mit ihrer installierten Leistung für maximal 462 MVA ausgelegt, ihre Jahreshöchstnutzung betrug im Jahr 2004 207,72 MW. Die Leitungen erstrecken sich neben 20,8 km Freileitung und 620 km Kabel auf 110kV- und 20kV-Ebene vor allem im Niederspannungsbereich, in dem 1.212 km Kabel und 194 km Freileitung betrieben werden.

Mit einer Gesamtenergieentnahme aus dem 110kV-Netz von 1,05 TWh und der Weiterverteilung bis zum Endkunden entstanden in 2004 Netzverluste in Höhe von insgesamt 23,3 GWh. Mit durchschnittlichen Beschaffungskosten der Verlustenergie von 0,07 €/kWh [badenova 2006] verursachte dies für den Verteilnetzbetreiber Kosten von 1,63 Mio €. Der Verlauf der Netzlast ist typisch für deutsche Verteilnetze mit gemischter Verbraucherstruktur und weist einen höheren Bedarf im Winter und an Arbeitstagen eine stark ausgeprägte Mittagsspitzen auf (siehe Abbildung 4-1).

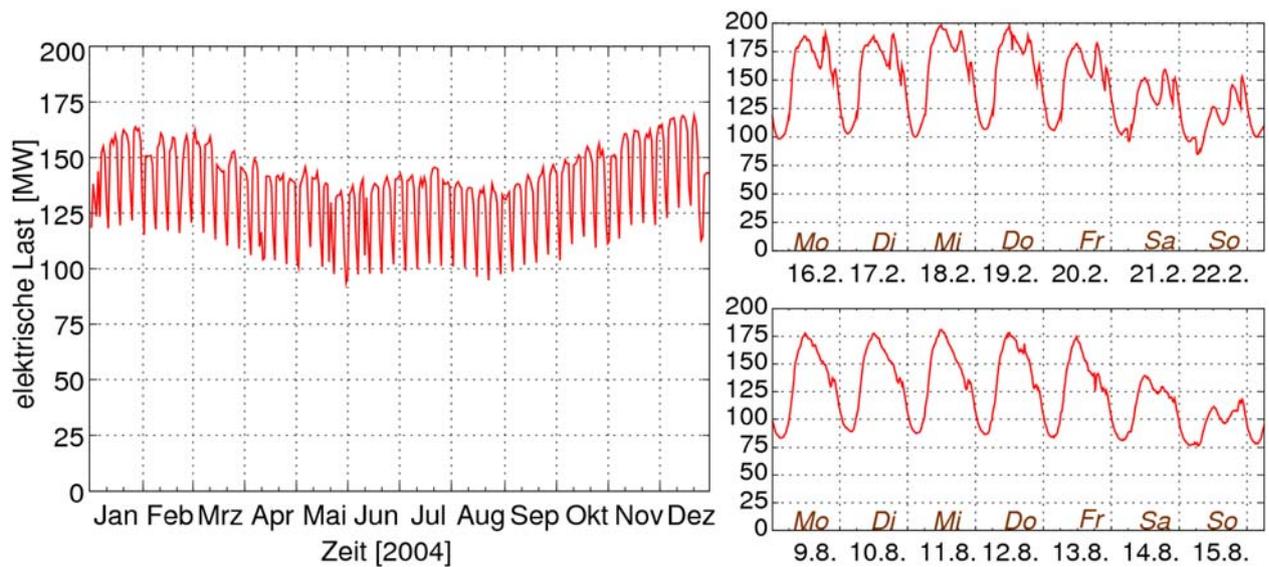


Abbildung 4-1: Stromlast im Netz der badenova aus Messwerten des Jahres 2004; in Tagesmittelwerten des Jahres (links), in ausgewählten Wochen im Winter und Sommer (rechts).

4.2 Erzeugung im Verteilnetz der badenova

Im Verteilnetz der badenova ist dezentrale Erzeugungskapazität in signifikantem Umfang installiert. Die linke Seite von Abbildung 4-2 zeigt die Anteile der verschiedenen Technologien an der im Netz installierten Leistung. Die rechte Seite zeigt ihren jeweiligen Beitrag zur Deckung des Energiebedarfs im Netz. Einen beispielhaften Tagesverlauf einiger ausgewählter dezentraler Anlagen zeigt Abbildung 4-3.

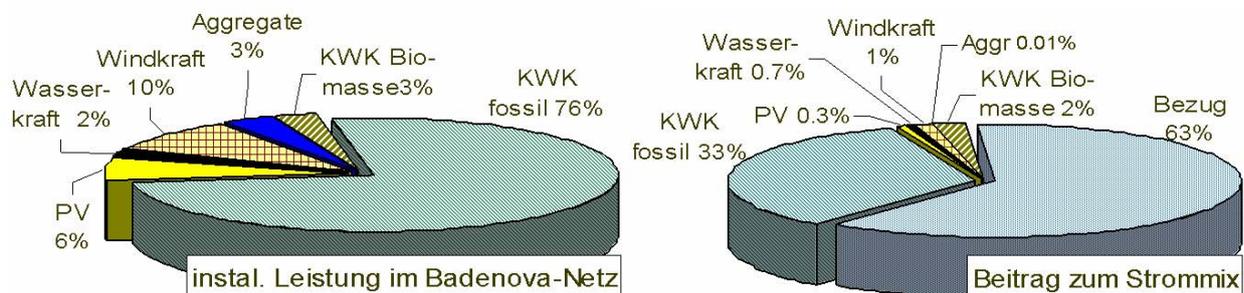


Abbildung 4-2: Installierte Leistung und Erzeugung im Netz der badenova basierend auf den werten des Jahres 2004

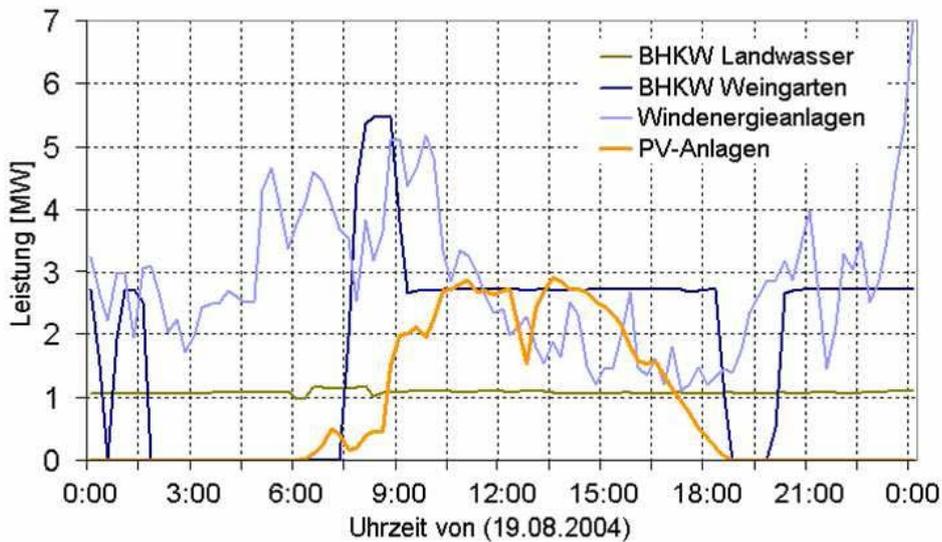


Abbildung 4-3: Gemessene Einspeiseleistung ausgewählter dezentraler Anlagen im Netz der badenova an einem Sommertag des Jahres 2004

In das Verteilnetz der badenova speist eine Vielzahl von nicht beeinflussbaren Erzeugern elektrische Energie. Darunter sind einige wenige große Anlagen zum Beispiel von Industriekunden. Das Wärmeverbundkraftwerk Rhodia, das einen Industriepark im Norden von Freiburg versorgt, stellt mit 42 MW fast die Hälfte der im Netz installierten Leistung. Der mit dem Energieträger Erdgas erzeugte Strom wird auf 110kV-Ebene vor den Umspannwerken des Verteilnetzes eingespeist. An das Verteilnetz ist außerdem eine Vielzahl von meist privat oder im Kleingewerbe betriebenen kleineren DEA angeschlossen, die zum Teil leistungsgemessen sind, aber deren Einspeisungen in der Leitwarte nicht zeitnah verfolgt werden. Zu diesen Anlagen zählen ca. 10 Blockheizkraftwerke, die mit Biomasse oder aus Kläranlagen versorgt werden und EEG-berechtigt sind, mit einer kumulierten installierten Leistung von 360 kW und ca. 30 konventionell betriebene BHKW mit 110 kW.

Die installierte Photovoltaik-Leistung in der betrachteten Region der „Solarhauptstadt“ Freiburg weist mit 6,1 MWp in 690 Einzelanlagen (Stand: Mai 2005) einen im bundesweiten Vergleich sehr hohen Wert auf. Badenova misst den Lastverlauf der Einspeisung an neun größeren PV-Anlagen (insgesamt 921 kWp) und skaliert die Einspeisung dann über ein eigens erstelltes Modell auf alle Anlagen hoch. An das Verteilnetz der badenova sind sechs Windenergieanlagen zweier Windparks angeschlossen. An der Holzschlägermatte befinden sich zwei Anlagen, auf dem Rosskopf im Nordosten der Stadt vier. Alle WEA sind von Enercon des Typs E-66 und haben eine Nennleistung von je 1,8 MW.

Als steuerbare Erzeuger standen für das Projekt VIRTPLANT zur Verfügung:

- a) das BHKW System Weingarten mit zwei erdgasbetriebenen BHKW der elektrischen Nennleistung von 2760 kW und der thermischen Nennleistung von 3200 kW (Abbildung 4-4)

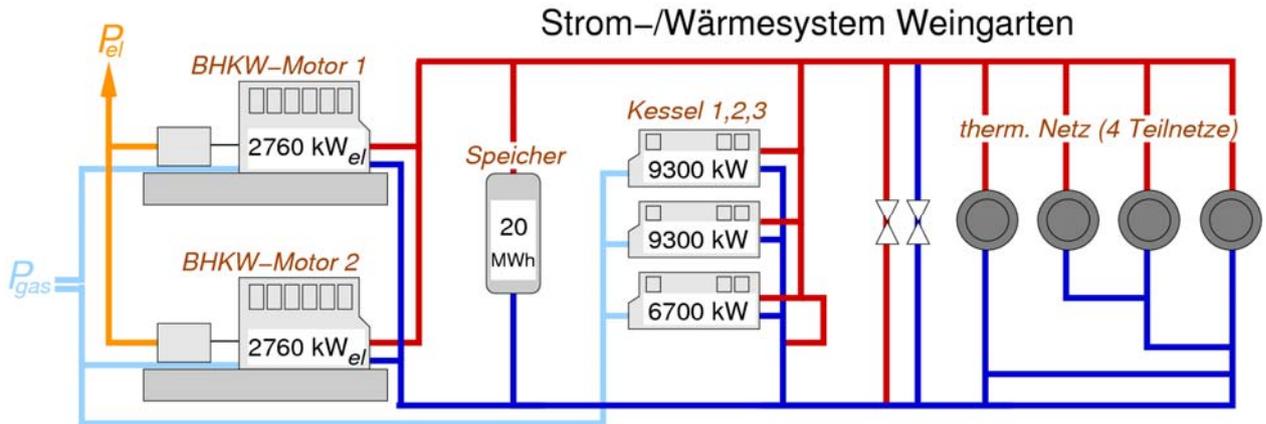


Abbildung 4-4: Aufbau und Kenndaten des Systems Weingarten

- b) das BHKW-System Landwasser mit 5 BHKW, welche sowohl mit Erdgas als auch Depo-niegas betrieben werden können (Erdgasbetrieb: jeweils 678 kW elektrisch, 1013 kW thermisch; Deponiegasbetrieb: jeweils 626 kW elektrisch, 1087 kW thermisch) (Abbildung 4-5).

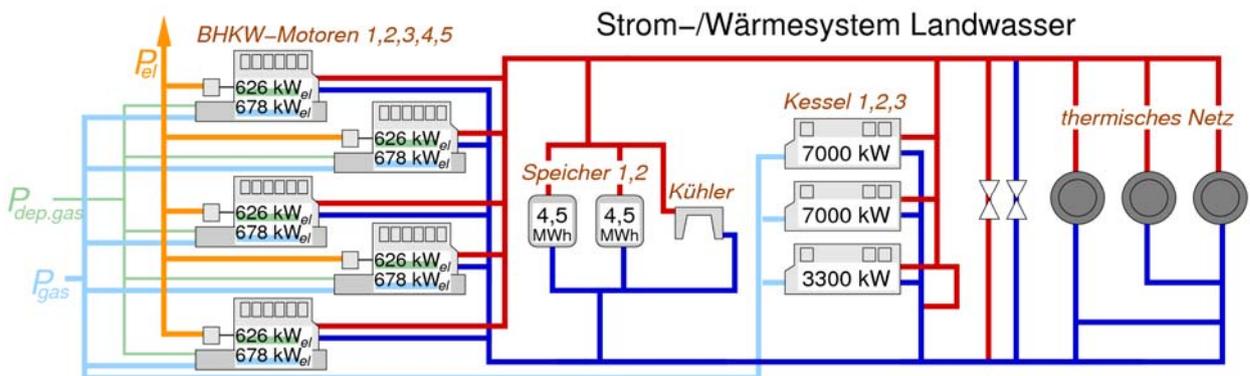


Abbildung 4-5: Aufbau und Kenndaten des Systems Landwasser

Für die Einsatzplanung der Aggregate in Landwasser ist zu beachten, dass das Depo-niegas systemunabhängig anfällt und verbraucht werden muss, was zeitlich vom Druck-aufbau in den Zuführleitungen abhängt. Es kann nicht gespeichert werden – jedoch zur Not abgelassen, was jedoch nur bei Vorliegen technischer Gründe sinnvoll ist.

c) Spitzenlastaggregate

Zum Einsatz kommen drei Spitzenlastaggregate an den Standorten Hausen (Nennleistung: 2400 kW), Breisach (Nennleistung 3*400 kW) und Ebenet (Nennleistung 300 kW). Diese dieselbetriebenen Motoren befinden sich in Wasserwerken in Freiburg und Umgebung und dienen hauptsächlich zur Versorgung von Pumpen für Wasserspeicher. Sie können, wenn notwendig, von der Leitwarte aus als Spitzenlasteinheiten eingesetzt werden.

Für alle Erzeugungssysteme wurde eine detaillierte Analyse der Kosten- und Erlössituation unter den verschiedenen Betriebsbedingungen vorgenommen, um einen vollständigen Ausgangsdatensatz für eine ökonomische Optimierung zu erhalten. Dabei wurden Erlöse aus dem Stromverkauf an der Strombörse sowie anderen Märkten, Erlöse aus dem Wärmeverkauf, Brennstoffkosten sowie sonstige Betriebskosten für die einzelnen Erzeuger berücksichtigt.

4.3 Modellbildung

Aus den aufgezeigten Komponenten des Verteilnetzes wurde nun ein kohärentes Modell gebildet, das alle notwendigen Eingangsparameter für die Optimierung liefert. Wichtige Modellobjekte sind die beiden steuerbaren dezentralen Systeme Weingarten und Landwasser sowie die Spitzenlastaggregate. Dazu kommen die nicht beeinflussbaren Erzeuger (PV, WEA und Rest') und die elektrische sowie thermische Last als zusammengeführte Gruppen. Abbildung 4-6 zeigt den technischen Aufbau des Modells. In der Darstellung des Gesamtsystems ist das Zusammenspiel der Komponenten erkennbar. Ein Verständnis der Abhängigkeiten und gegenseitigen Beeinflussung ist die Grundlage für die mathematische Modellformulierung der Optimierung.

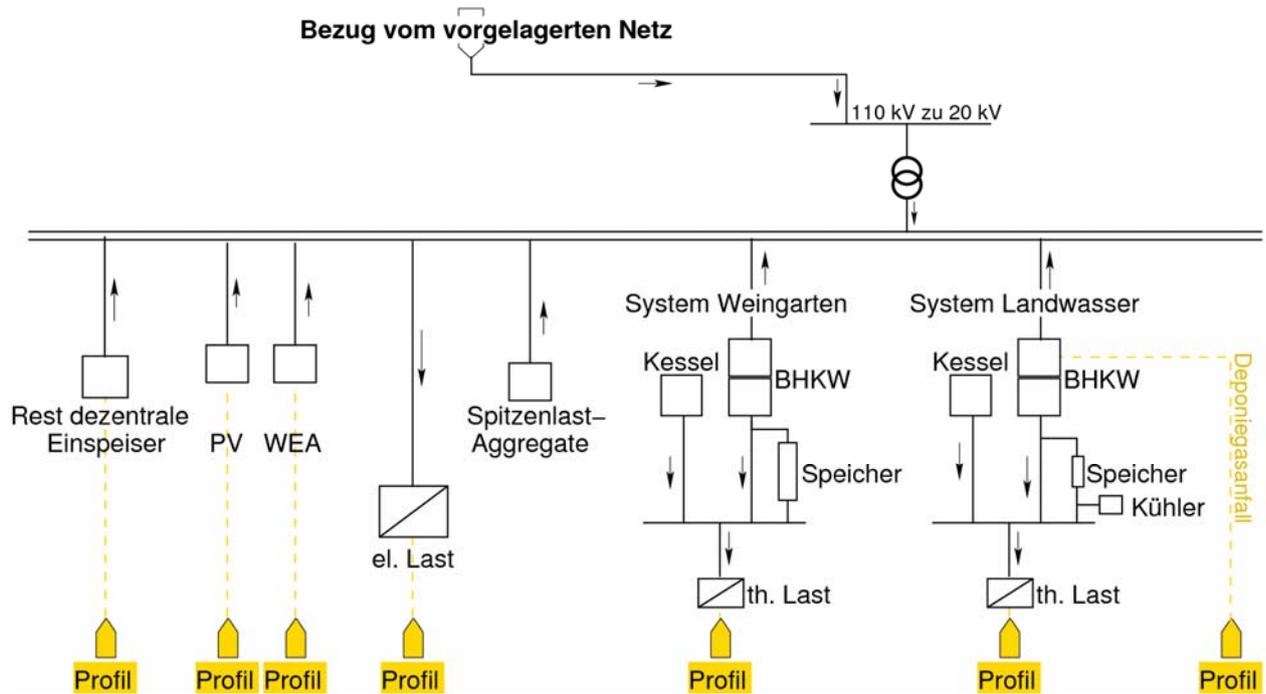


Abbildung 4-6: Technischer Aufbau des Modells im Verteilnetz der badenova

Eine eingehende Untersuchung, die bis in die Ebene der Systemkomponenten hineinreicht und neben den technischen auch die wirtschaftlichen Einflussfaktoren berücksichtigt, ermöglicht die vollständige Zuordnung der konkreten Abhängigkeiten der Modellvariablen sowie der Einwirkungen definierter Modellparameter. Abbildung 4-7 zeigt die gewonnenen Erkenntnisse, durch die die Formulierung einer Optimierung möglich wird.

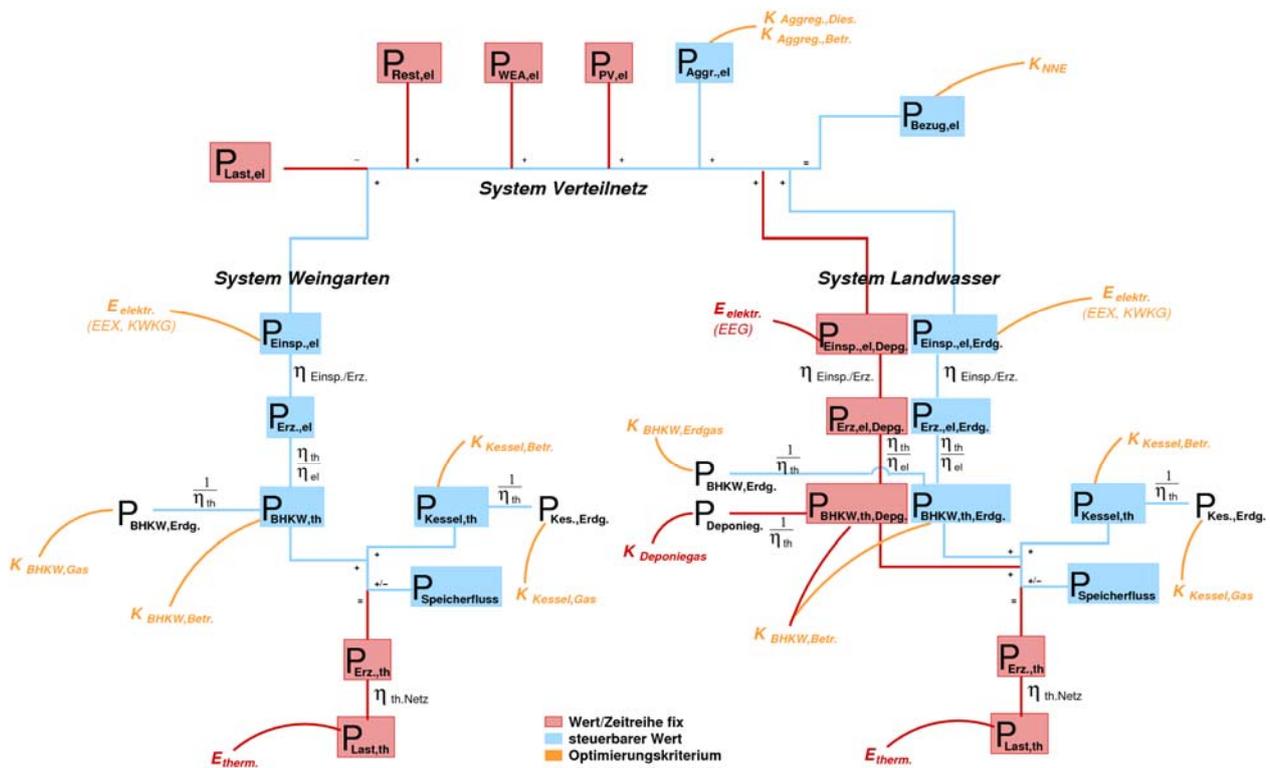


Abbildung 4-7: Abhängigkeiten von Modellvariablen und -parametern, technische und wirtschaftliche Aspekte

5 Optimierung des Regionalen Virtuellen Kraftwerks der badenova

Wesentlicher Bestandteil im Projekt VIRTPLANT war die Entwicklung eines Algorithmus zum Lösen eines vielschichtigen Optimierungsproblems, der zum einen für einen lokal optimierten Betrieb der Einzelanlagen sorgt und gleichzeitig die Optimierungsziele für den Netzbetrieb erfüllt. Der im Projekt verwendete Optimierer wurde in linearer Programmierung erstellt. Das heißt, dass sowohl die Zielfunktion als auch die Nebenbedingungen als lineare Funktionen dargestellt sind. Zusätzlich stellt sich durch Entscheidungen wie z.B. „ein“ oder „aus“ einer Komponente im Heizkraftwerk auch ein Ganzzahligkeitsproblem, sodass eine Gemischt-Ganzzahlige-Lineare-Programmierung zum Einsatz kommt. Als Optimierungsprogramm wird ein kommerzielles Produkt der Firma ilog eingesetzt, das bei Anwendungen mit linearer Programmierung weit verbreitete Programm CPLEX. Angesprochen wird es durch die auf C basierende Skriptsprache AMPL (Advanced Multi-Purpose-Language). Hierbei ist es leicht möglich, die abgebildeten technischen Eigenschaften der steuerbaren Komponenten zu verändern, so dass verschiedene Gegebenheiten und neue Anwendungen analysiert werden können. Zusätzlich können sowohl die Nebenbedingungen als auch die Zielfunktion verändert werden, so dass neben Fahrplanerstellungen zur ökonomischen Optimierung auch andere Strategien ohne großen Aufwand zu realisieren sind. Zu diesem Zweck wurde in ein 2-stufiges Verfahren entwickelt, dessen Prinzip in Abbildung 5-1 dargestellt ist.

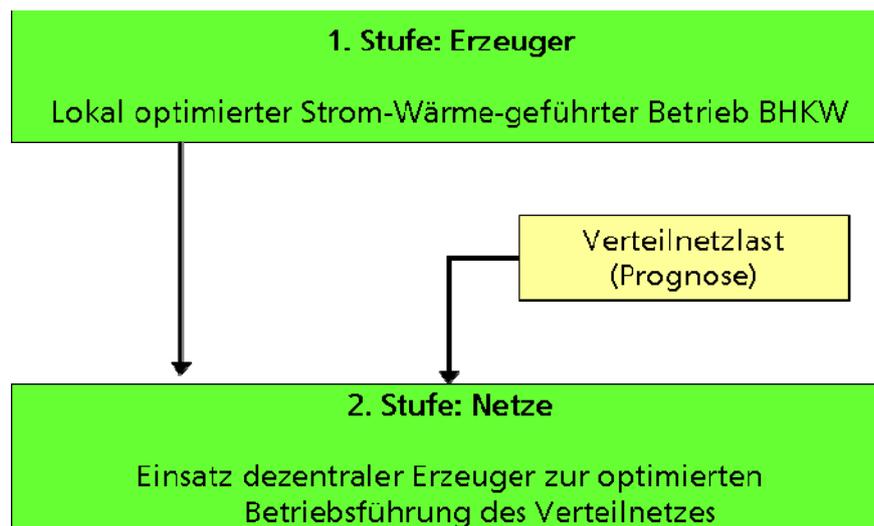


Abbildung 5-1: Schema des für VIRTPLANT entwickelten 2-stufigen Optimierungsalgorithmus.

Die erste Stufe führt auf Basis einer (bekannten) Stromvergütungsfunktion eine lokale Anlagenoptimierung der dezentralen Erzeugungsanlagen durch. Ziel ist das kostenminimale Decken der thermischen Last. Die zweite Stufe berücksichtigt die Prognose für die elektrische Netzlast und korrigiert bei Bedarf die Fahrplanempfehlungen der 1. Stufe oder empfiehlt das Zuschalten von Spitzenlastaggregaten.

Im Folgenden werden die beiden Optimierungsstufen und die gewählten Randbedingungen näher erläutert.

5.1 1. Optimierungsstufe

Ziel der in der 1. Optimierungsstufe (Abbildung 5-2) durchgeführten lokalen Anlagenoptimierung ist das Decken der thermischen Last bei gleichzeitiger Maximierung der Erlöse aus dem Stromverkauf. Die Basis hierfür bildet die Prognose der thermischen Last, die vom den BHKW Aggregaten, Heizkesseln und Wärmespeicher gedeckt werden muss. Für die Einsatzplanung werden Brennstoffkosten, die Wirkungsgrade, Speicherverluste und Erlöse durch Wärme- und Stromverkauf berücksichtigt. Um einen schonenden Betrieb der BHKW Aggregate zu gewährleisten, sind außerdem Mindestbetriebszeiten und Pausenzeiten vorgegeben. Außerdem wurde die Anzahl der BHKW – Starts pro Tag für jedes Aggregat begrenzt.

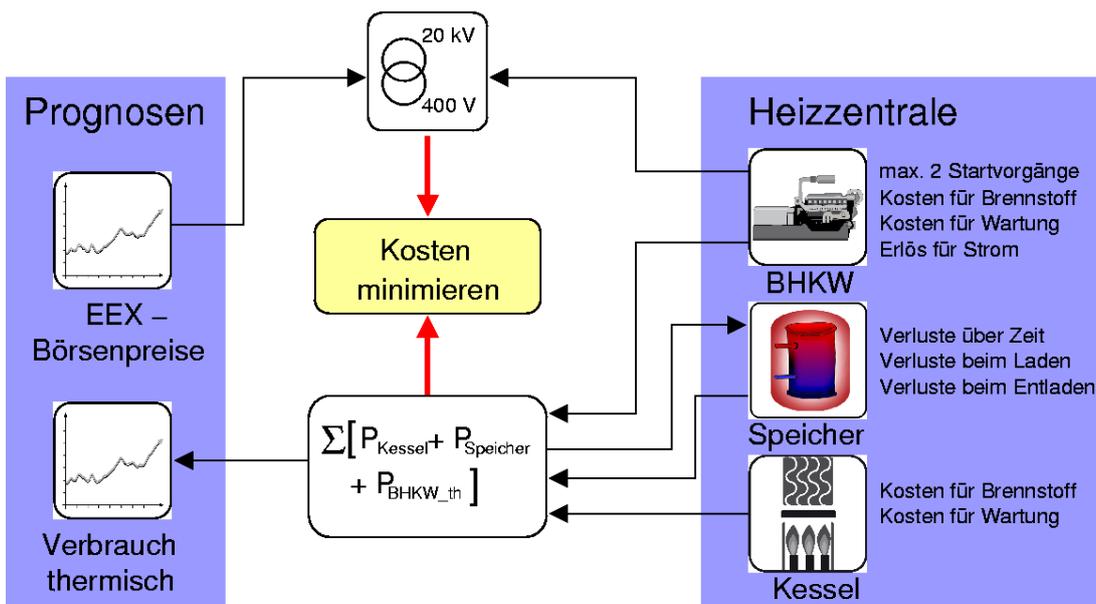


Abbildung 5-2: Prinzip der lokalen Anlagenoptimierung.

Für die Vergütung der produzierten elektrischen Energie wird eine variable Preiskurve hinterlegt. Dies bietet den Vorteil, dass die lokale Optimierung über Preisanreize auch übergeordnete Bedingungen berücksichtigen kann, die lokal zunächst nicht relevant sind. Diese Preiskurve kann z.B. der Day-Ahead-Preis der Europäischen Strombörse oder auch eine lokale Preisfunktion sein. Für die Implementierung im Projekt VIRTPLANT wurde zunächst für die Gesamtoptimierung eine exemplarische Kurve des EEX-Strompreises vorausgesetzt (Abbildung 5-3). Eigene Untersuchungen haben eine deutliche Korrelation zwischen Netzlast und EEX Day-Ahead-Preis gezeigt. Die Vergütungskurve ist so gewählt, dass die Vergütung zu jeder Zeit die Grenzkosten des BHKW übersteigt. Somit ist aus Sicht der Optimierung ein BHKW-Betrieb immer lohnend. Zu Hochpreiszeiten könne jedoch höhere Einnahmen erzielt werden und der BHKW-Betrieb wird bevorzugt in diese Zeiten gelegt. Zu Hochpreiszeiten ist ebenfalls ein Einsatz des thermischen Speichers sinnvoll.

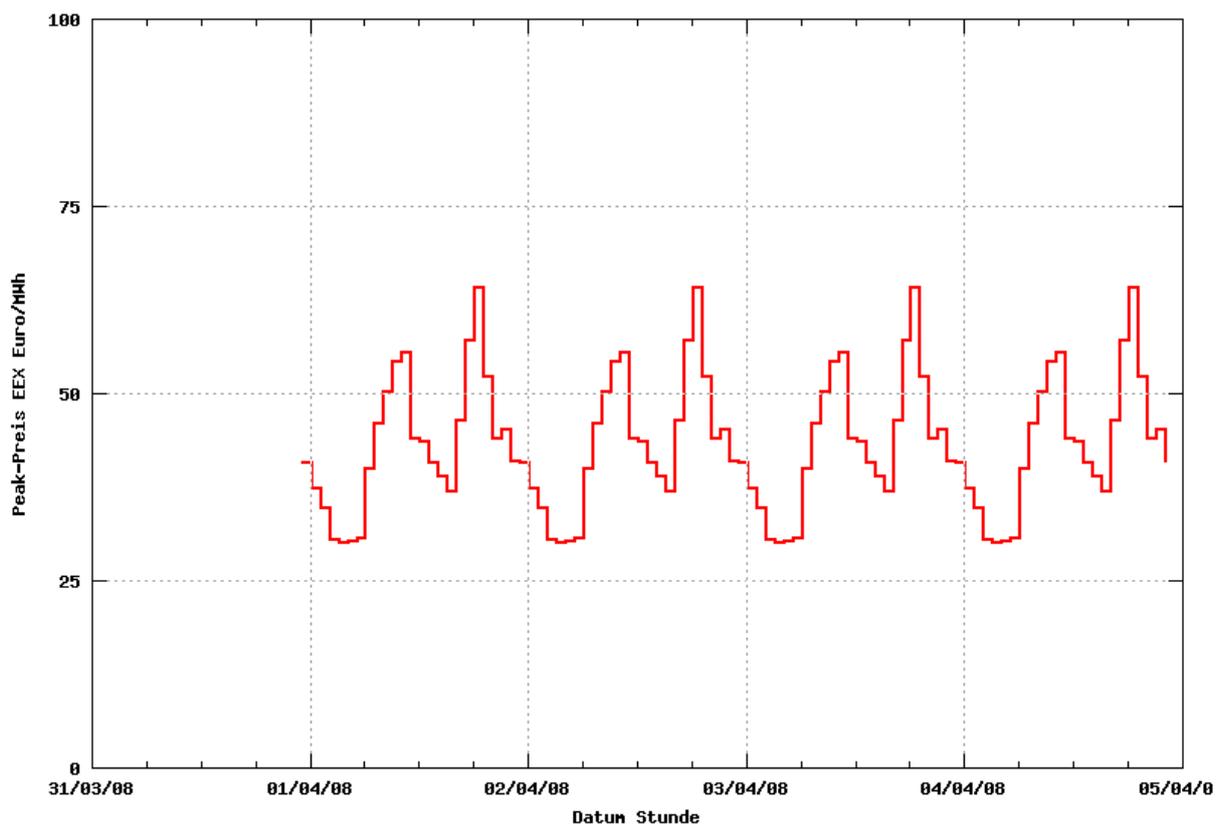


Abbildung 5-3: exemplarische EEX-Preiskurve als Vergütungsfunktion für KWK-Strom in der lokalen Anlagenoptimierung.

5.2 2. Optimierungsstufe

Durch die Fahrplanempfehlungen auf Grund der elektrischen Vergütungsfunktion ist gewährleistet, dass die BHKW Anlagen zu Zeiten einer hohen elektrischen Last in Betrieb sind und so die Bezugsspitze reduzieren. Die zweite Optimierungsstufe überprüft nun anhand der Prognosen und der Ergebnisse der 1. Optimierungsstufe, ob die geforderte Bezugsgrenze (Peaklevel) erfüllt ist. Hierzu wird aus den zuvor erstellten Prognosen der Bezug unter Berücksichtigung nicht steuerbarer Erzeuger und dem Ergebnis der 1. Optimierungsstufe

$$\Delta P = P_{\text{Last}} - P_{\text{ERZ nicht steuerbar}} - P_{\text{weing 1. Opt}} - P_{\text{landw 1. Opt}}$$

berechnet. Übersteigt dieser Bezug das gewünschte Peaklevel $P_{\text{Peaklevel}}$ müssen zusätzliche Aggregate zugeschaltet werden. Damit ergeben sich die in Abbildung 5-4 gezeigten Gesamtziel-funktionen:

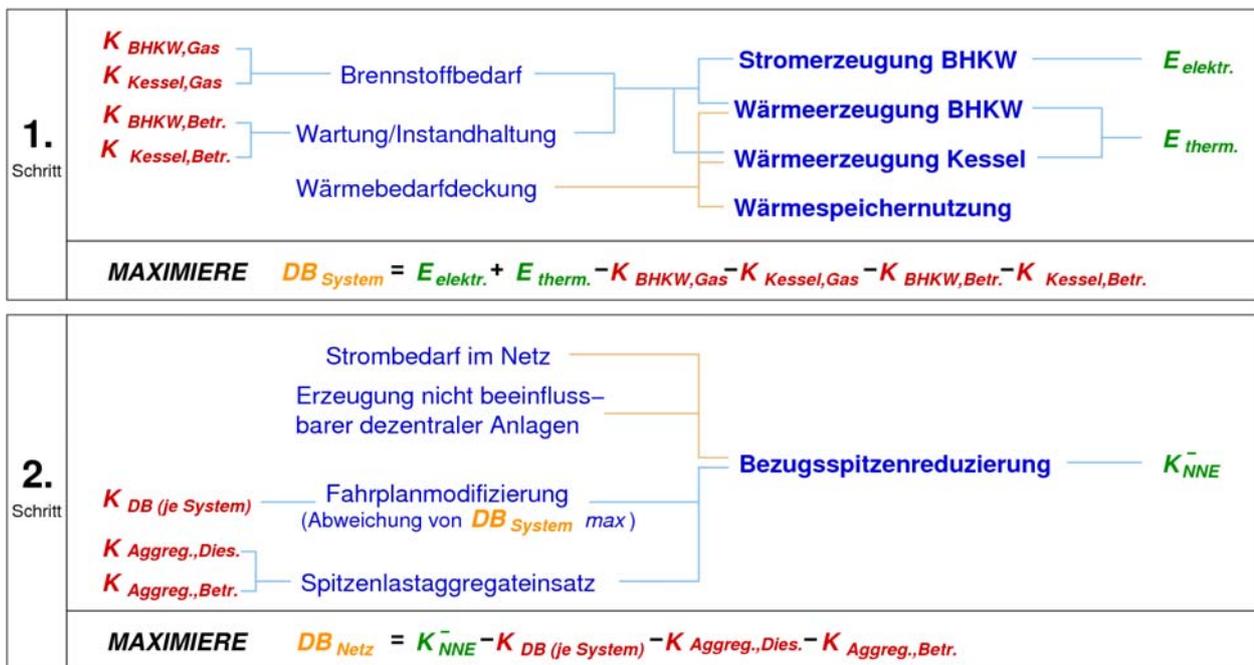


Abbildung 5-4: Im Modell entwickelte Zielfunktionen der Optimierung

Neben den Funktionen, die die Optimierungsziele umschreiben, werden Funktionen benötigt, die die Abhängigkeiten der Kosten und Erlösanteile definieren. Sie sind für jedes optimierte System spezifisch. Weitere Funktionen bilden das physikalische Modell ab. Die Abhängigkeiten und Beziehungen werden durch die Nebenbedingungen modelliert.

Abbildung 5-5 zeigt exemplarisch für die Situation in 2004, welcher Spielraum für eine Bezugsspitzen-Reduktion durch Betrieb der steuerbaren Einheiten gegenüber der (um nicht beeinflussbare Erzeuger reduzierten) Netzlastzeitreihe besteht. Das gezeigte Spitzenlastreduktionspotential liegt unter diesen Randbedingungen im MW Bereich, was bei gängigen Leistungspreisen für die Netznutzung zu einem finanziellen Nutzen im Bereich mehrerer Hunderdtausend Euro führen kann.

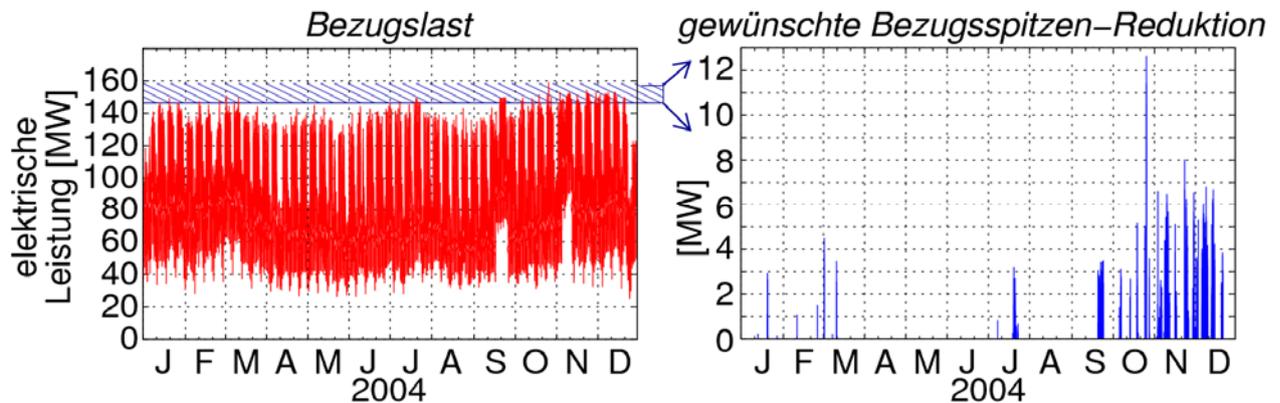


Abbildung 5-5: Bezugslastzeitreihe (links) und Bezugslastoptimierungskurve (rechts) vor Einsatz der steuerbaren Anlagen im badenova-Netz für das Jahr 2004

Die Umsetzung der Optimierungsergebnisse in konkrete Einsatzpläne für die einzelnen Aggregate berücksichtigt neben Kostenfaktoren auch die Stufung der elektrischen Leitungen der einzelnen zur Verfügung stehenden Motoren. Da der Einsatz von BHKW Weingarten mit 2,76MW-Motoren gerade bei kleineren Leistungsanforderungen nicht kostengünstiger sein kann als die Nutzung eines oder mehrerer der kleinen Landwasser-Motoren, werden letztere zunächst priorisiert.

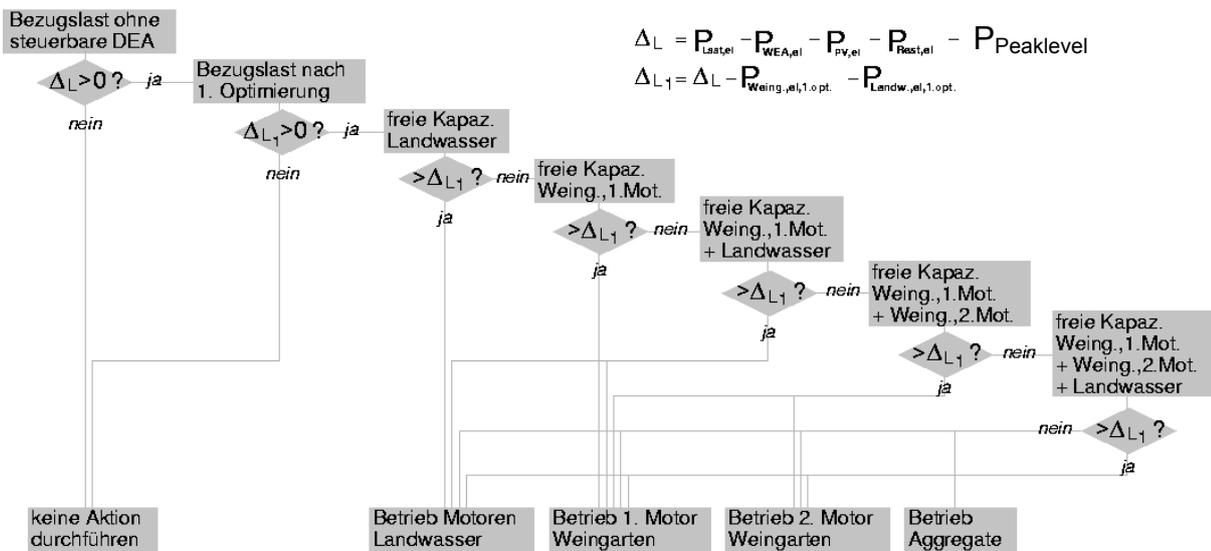


Abbildung 5-6: Ablaufschema für die zweite Optimierungsstufe.

Reichen jedoch die freien Kapazitäten des BHKW Landwasser nicht aus und ein Einsatz von Weingarten-Motoren wird zusätzlich notwendig, dann macht es Sinn zu überprüfen, ob der zuvor eingeplante Landwasser-Einsatz noch benötigt wird. Die Spitzenlastaggregate werden aufgrund ihrer hohen spezifischen Kosten nur in äußerster Notwendigkeit hinzugezogen, sie werden entsprechend der notwendigen Leistung eingesetzt. In Abbildung 5-6 ist das Schema dargestellt, nach dem ein übergeordneter Anforderungsfahrplan erstellt wird.

5.3 Prognosen

Wie in Abbildung 5-2 bereits gezeigt wurde, sind für das Bestimmen von optimalen Fahrpläneempfehlungen möglichst exakte Prognosen aller erforderlichen Eingangsgrößen erforderlich. In diesem Abschnitt soll kurz der im Projekt VIRTPLANT verwendeten Prognosealgorithmus, der im Ablaufschema (Abbildung 5-7) dargestellt ist, vorgestellt werden. Dieser Algorithmus basiert auf der statistischen Methode der multiplen linearen Regression. Im Folgenden soll dieser Algorithmus am Beispiel einer thermischen Lastprognose erläutert werden.

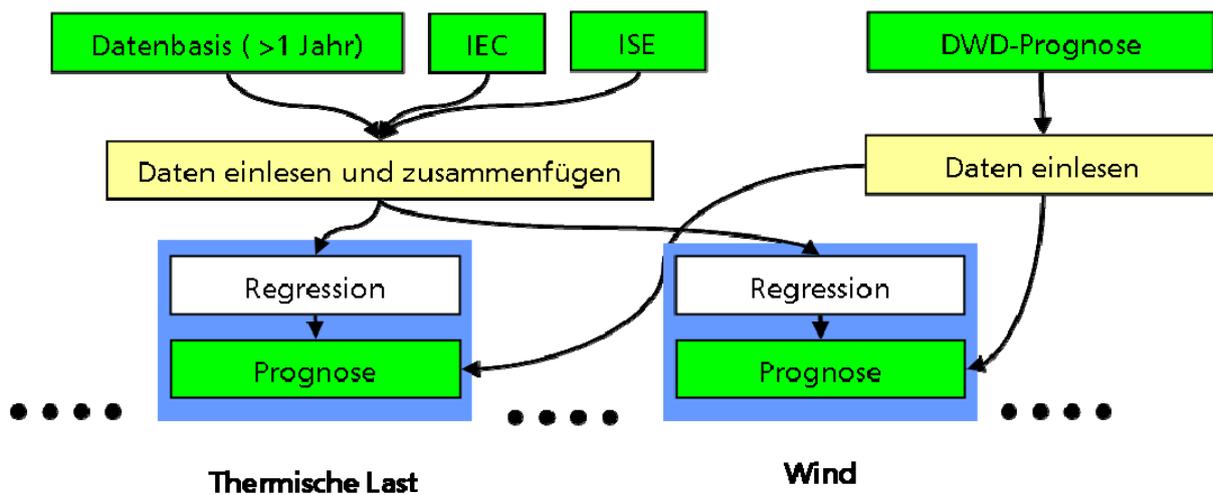


Abbildung 5-7: Schematischer Ablauf des in VIRTPLANT verwendeten Prognosealgorithmus (exemplarisch dargestellt für thermische Lasten und Windenergie).

Die Basis für die Prognose bildet eine Datenbasis, die historische Messwerte der zu prognostizierenden thermischen Last über einen Zeitraum von mindestens einem Jahr enthält. Diese Last wird verknüpft mit Wetterdaten (z.B. Temperatur, Globalstrahlung, Luftfeuchtigkeit) und Kalenderdaten (z.B. Tag des Jahres, Wochenende, Sonnenaufgang). Quelle für diese Datenbank sind in VIRTPLANT Messwerte aus der Leitwarte (ausgekoppelt über eine IEC-Schnittstelle) und meteorologische Daten, die am Fraunhofer ISE gemessen werden. Auf Basis von Voruntersuchungen wird ein Modell bestimmt, mit dem sich der Verlauf der thermischen Last in der Stunde h , $P_{th,h}$ am besten nachbilden lässt. Mit Hilfe dieses Modells wird auf Basis der historischen Daten eine Formel für die thermische Last ermittelt.

Durch Einsetzen der Wettervorhersagedaten in die so ermittelte Formel erhält man die Prognose der thermischen Last für die nächsten Tage. Im Projekt VIRTPLANT stehen Wettervorhersagen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) für die Region Freiburg zur Verfügung. Diese Vorhersagen haben einen Prognosehorizont von 72 Stunden und geben somit den Prognosehorizont für die thermische Last vor. Die Wetterprognosen werden 2-mal täglich aktualisiert. Nach jeder aktualisierten Wettervorhersage, werden am Fraunhofer ISE neue Last- und Erzeugungsprognosen berechnet. Diese Zeiten sind: 09:30 Uhr und 21:30 Uhr. In Abbildung 5-8 wird die thermische Lastprognose für das System Weingarten mit Messwerten verglichen.

Der Algorithmus kann vom Fraunhofer ISE aber jederzeit neu gestartet werden. Eine mögliche Fehlerkorrektur der Wettervorhersagen nach lokalen Gegebenheiten ist als Option für den zukünftigen Einsatz vorgesehen.

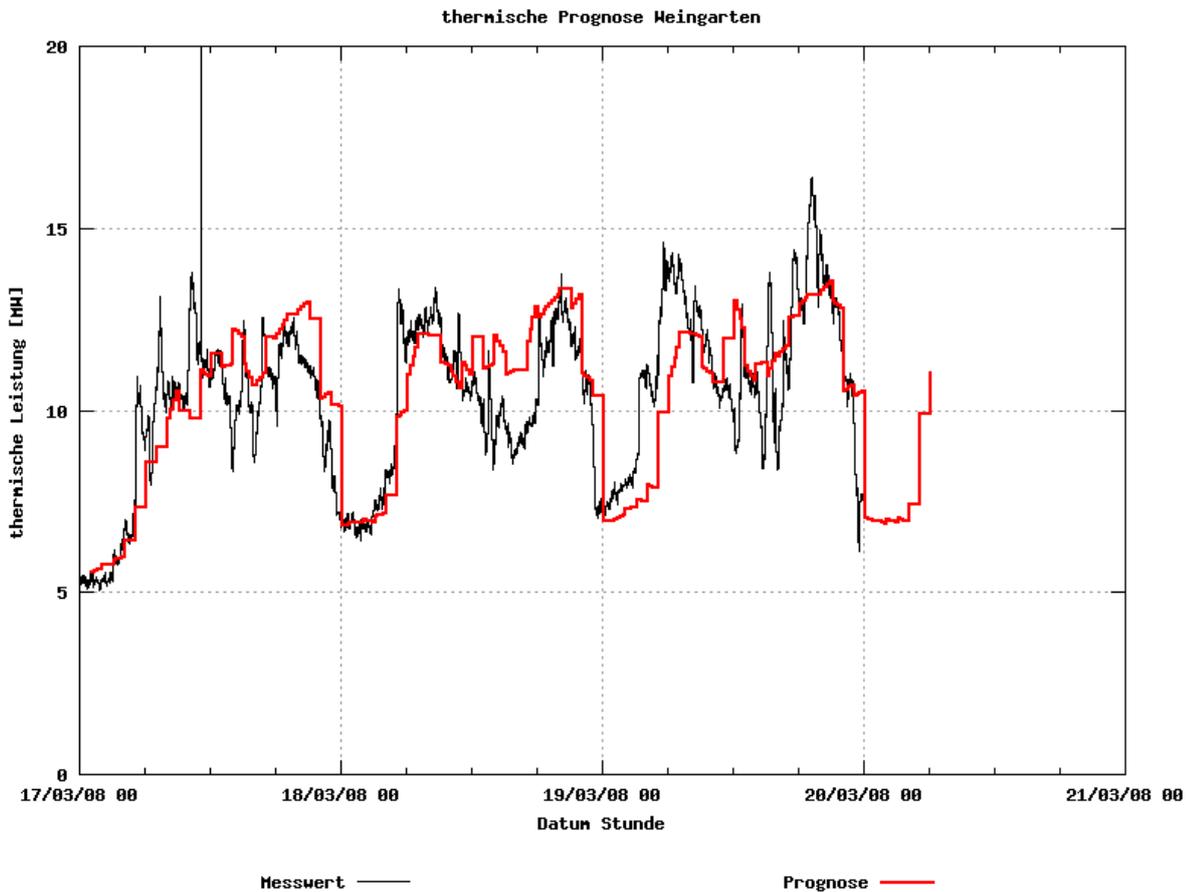


Abbildung 5-8: Vergleich der thermischen Lastprognose und der gemessenen Last für das System Weingarten.

5.4 Simulation der Optimierung

Um die Potentiale des zweistufigen Optimierungsansatzes zu bewerten und die Auswirkungen auf den praktischen Betrieb der Aggregate und des Netzes zu studieren, wurde eine vollständige Simulation der Betriebsoptimierung unter Verwendung von Kosten- und Betriebsdaten für das Jahr 2004 durchgeführt, für das vollständige Datensätze vorlagen. Dabei wurde eine optimierte Betriebsweise einem nicht optimierten Betrieb für dieses Referenzjahr gegenübergestellt. Im Ergebnis der Simulation lagen für alle Systeme optimierte 1/4h – Fahrpläne und die ermittelten wochenweisen Deckungsbeiträge sowie ihre Kosten- und Erlöspositionen zur Verfügung.

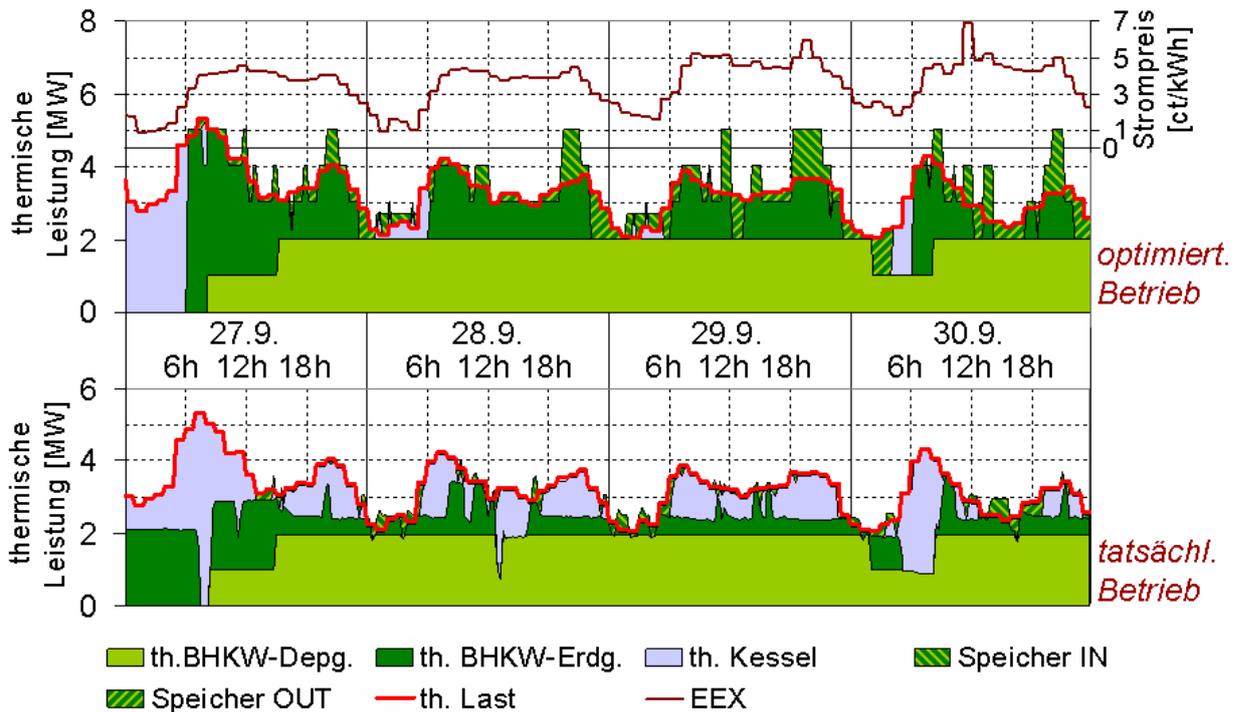


Abbildung 5-9: Vergleich der optimierten Einsatzplanung (oben) mit dem tatsächlichen Betrieb (unten) des Systems Landwasser an Tagen im September, dargestellt ist die thermische Seite mit Speichernutzung sowie die Abhängigkeit des optimierten BHKW-Betriebs von Deponiegasanfall und EEX-Preis

Im Ergebnis zeigt sich, dass sich die Betriebszeiten der BHKW deutlich am Strompreisniveau an der Strombörse EEX orientieren, wobei bei Unterschreiten eines bestimmten Mindeststrompreises eine Wärmeerzeugung über die Kessel rentabler ist. Abbildung 5-9 zeigt diese Situation anhand von Beispielfahrplänen vom September 2004 für das System Landwasser, in dem allerdings auf Grund der 5 Motoren sowie des Deponiegasanfalls die Optimierung komplexer ist als für andere Systeme. Insbesondere ist zu sehen, dass der thermische Speicher in der Optimierung ausgiebiger genutzt wurde, um attraktive Produktionszeiten auszunutzen.

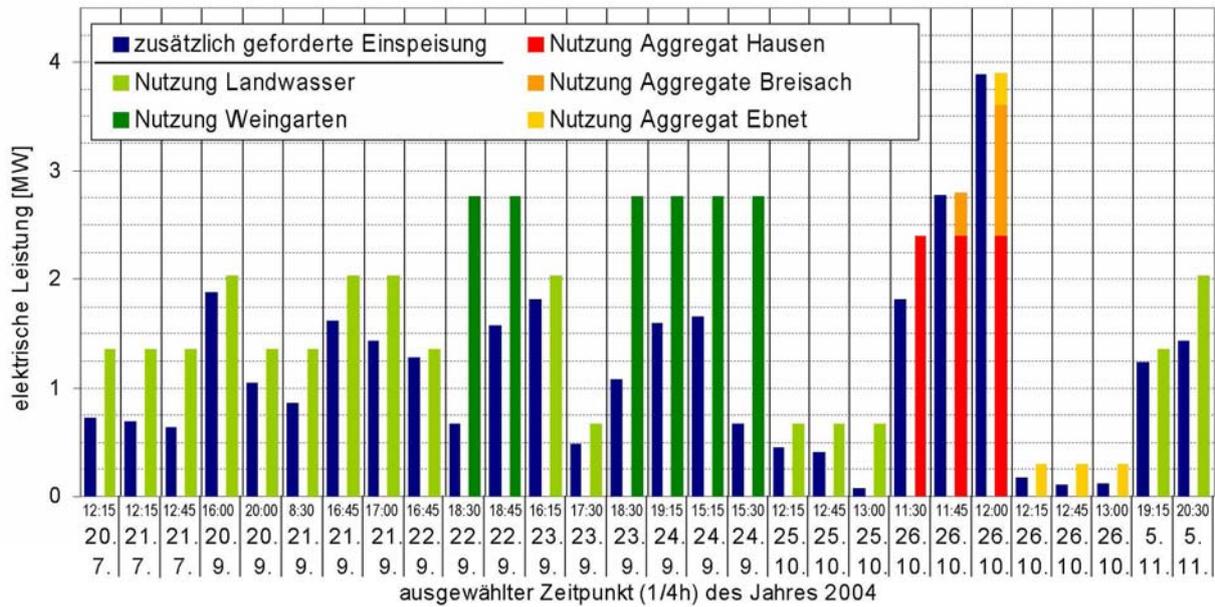


Abbildung 5-10: Eingriffe zur Bezugsspitzenreduzierung, notwendige Höhe der Einspeisung und Anforderung zusätzlichen Betriebs aufgeteilt nach einzelnen Kraftwerken zu den nötigen Eingriffszeitpunkten nach Tagen, für das Jahr 2004

Wie bereits in Kapitel 3.5 begründet wurde, ergeben die lokale Optimierung der BHKW Einheiten sowie die übergeordnete Reduktion von Bezugsspitzen zu vielen Zeitpunkten analoge Einsatzentscheidungen. Die verbliebenen nötigen Eingriffe zur Bezugsspitzenoptimierung treten vergleichsweise selten auf. In der Simulation für das Jahr 2004 wurde ermittelt, dass nach Integration der lokalen optimierten Einsatzpläne nur noch 16 Eingriffe zu 28 Zeitschritten notwendig waren, um die Überschreitung der definierten maximalen Netzbezugslast zu verhindern. Abbildung 5-10 stellt diese Eingriffe sowie ihre Umsetzung in Betriebsführungsvorgaben für die zur Verfügung stehenden Erzeuger graphisch dar.

6 Umsetzung für die Betriebsführung bei badenova

Für die Umsetzung des RVK badenova wurde ein Betriebsführungsassistent erstellt, der die jeweils in der Optimierungsrechnung ermittelten optimalen Fahrpläne dem Betreiber des Regionalen Virtuellen Kraftwerke – also in diesem Fall der Leitwarte der badenova - übergibt. Dieser hat zunächst die Option, bei seinen Betriebsentscheidungen über seine manuelle Steuerung die übermittelten Fahrpläne umzusetzen. Diese Realisierung kann nach einem längeren Testbetrieb bei Erfolg in eine direkte Ansteuerung der dezentralen Systeme umgewandelt werden. Zur Entwicklung dieser direkten Steuerung wurden im Rahmen des VIRTPLANT Projektes auch zwei BHKW-Motoren des Fraunhofer ISE in die Optimierung integriert. Abbildung 6-1 zeigt die realisierte Online-Anbindung aller für den RVK- Betrieb relevanten dezentralen Anlagen und die Vernetzung mit am Fraunhofer ISE installierten Optimierungs-Server und der Leitwarte.

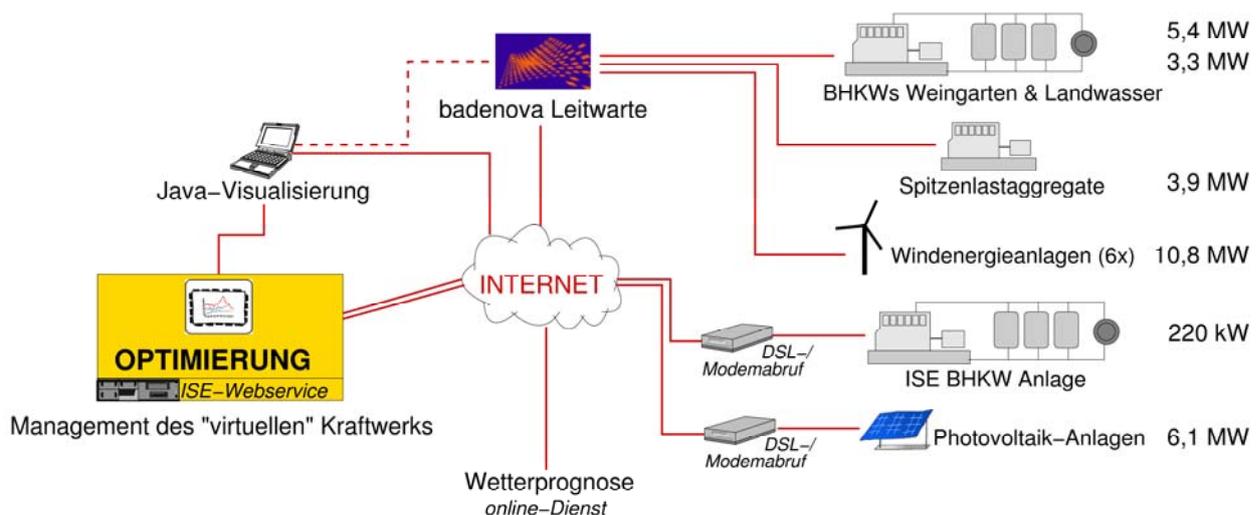


Abbildung 6-1: Visualisierung der Verknüpfung aller Komponenten im Regionalen Virtuellen Kraftwerk der badenova

6.1 Kommunikationsanbindung

Eine Anbindung an die Leitwarte der badenova zum Datenabruf war als erster Schritt für die reale Umsetzung des Virtuellen Kraftwerks unerlässlich. Die Kommunikationsanbindung wird nur zum Abruf von Daten aus der badenova-Leitwarte benutzt, theoretisch wäre es jedoch auch möglich, direkt zu steuern und so in den Betrieb der Leitwarte einzugreifen. Hergestellt wurde der Datenabruf von den Kommunikations- und Informatikexperten innerhalb des Projekt-Teams VIRTPLANT, die ihn auch weiter pflegen und aktualisieren. Zum Abruf der Daten wurde in der Leitwarte der badenova ein Embedded Linux Rechner installiert. Dieser stellt über das Protokoll IEC 60870-5-101, einem offiziellen Standard für Daten- und Kommunikationsanbindungen, eine Verbindung zum Betriebsführungssystem der Leitwarte her.

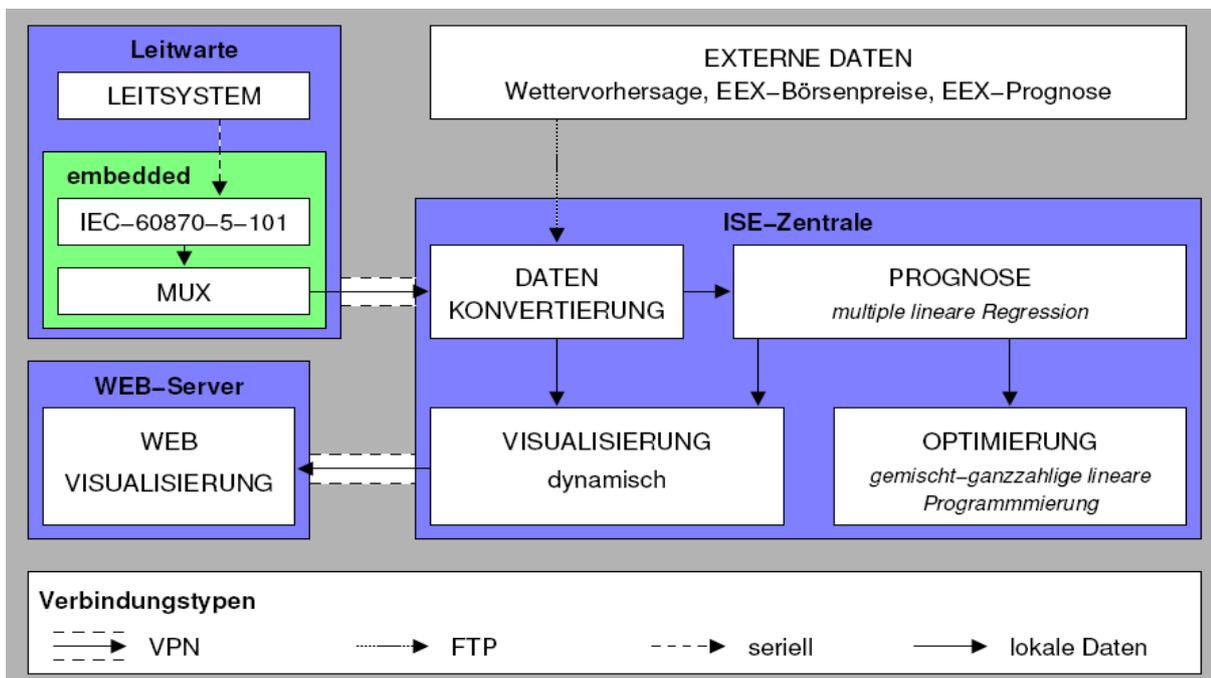


Abbildung 6-2: Kommunikationsstruktur zur Realisierung des Betriebsführungsassistenten

Abgerufen werden rund 100 verschiedene Mess- und Zählwerte, aus ihnen werden die realen Werte „extrahiert“ und zusätzlich weitere Werte aus deren Kombination erzeugt (z.B. thermische Gesamtlast aus thermischen Einzellasten). Die Werte beziehen sich auf die elektrische Erzeugung der verschiedenen steuerbaren und nicht steuerbaren Anlagen, soweit vorhanden auch auf deren thermische Erzeugung, auf die Wärmeabnahme der verschiedenen Nah- und Fernwärmenetze und auf den Bezug des Netzes über Transformatoren.

6.2 Der Betriebsführungsassistent

Ziel des gesamten Datenabrufs, der darauf folgenden Prognosen und Fahrplanoptimierungen ist die Erstellung eines Hilfsmittels zur Betriebsführung für das Personal der Leitwarte (Betriebsführungsassistent). Diesem sollen Vorschläge zum Einsatz der steuerbaren dezentralen Erzeuger des Regionalen Virtuellen Kraftwerks gemacht werden, um so das jeweilige Optimierungskriterium des Virtuellen Kraftwerks zu erreichen. Im bisherigen Betrieb der Leitwarte werden zwar Optimierungsziele vorgegeben, jedoch kein Fahrplan erstellt. So gibt es einen Grenzwert für die Bezugsleistung aus dem vorgelagerten Netz, der mit Hilfe der dezentralen Erzeuger eingehalten werden soll. Die Mitarbeiter der Leitwarte können auf die Entwicklungen im Netz aber nur reagieren: Droht der Grenzwert überschritten zu werden, werden die dezentralen Anlagen eingesetzt. So hängt die Wirksamkeit dieser Methode sehr von Einsatz, Aufmerksamkeit und Erfahrung des einzelnen Mitarbeiters ab. Außerdem ist es besonders der Einsatz der BHKW schwierig, da auch die Wärmeseite des Systems beachtet werden muss.

Die Plattform für den Betriebsführungsassistent ist eine projektinterne Internetseite. Auf dieser Seite werden die archivierten täglichen Datenreihen ebenso wie Prognosen und vorgeschlagene Fahrpläne visualisiert (Zeithorizont für die Prognosen: 3 Tage). Durch die gemeinsame Darstellung von Soll- und Ist-Werten (Prognose-, Real- bzw. Fahrplandaten) können per optischer Auswertung Fehler aufgedeckt, Prognosen evaluiert und Fahrplanunterschiede analysiert werden. Zum Plotten der Werte über der Zeit wird die Open-Source-Software Gnuplot verwendet.

Diese Plots werden sowohl für den aktuellen Tag als auch für die Vergangenheit auf der Betriebsführungshomepage bereitgestellt. Der Betriebsführungsassistent für das Verteilnetz der badenova wurde vor allem für den Einsatz in der Verbundleitwarte der badenova konzipiert. Er soll drei Hauptaufgaben erfüllen: Die Darstellung aktueller Werte von Netz und Anlagen zur Betriebsüberwachung, den Vorschlag eines Fahrplans für die steuerbaren Erzeuger des Regionalen Virtuellen Kraftwerks und schließlich einen ersten Ansatz für die Auswertung des Betriebs.

Im Folgenden sollen einzelne Funktionalitäten des Betriebsführungsassistenten näher erläutert werden, eine Gesamtübersicht der Funktionen ist in [Wille-Hausmann 2008] dokumentiert.

6.2.1 Gesamtübersicht

6.2.1.1 Messwerte Verteilnetz

Beim Aufruf des Betriebsführungsassistenten erscheint als Startseite eine Gesamtübersicht der relevanten Komponenten und Schnittstellen aus dem Verteilnetz der badenova (Abbildung 6-3). Neben den aktuellen Messwerten sind die Vorgaben aus der Betriebsoptimierung dargestellt. Die Abbildung des Punktnetzes visualisiert die aktuellen Bezugsleistung vom vorgelagerten Netz und die aktuellen Einspeisungen der dezentralen Kraftwerke. Für die summarische Einspeisung aus den Photovoltaikanlagen im Netzgebiet ist der für den Zeitschritt prognostizierte Wert angegeben. Aus dem Bezug und der dezentralen Erzeugung ergibt sich der bilanzielle Verbrauch. Diese ist eine wichtige Eingangsgröße für die Bezugsspitzenoptimierung.

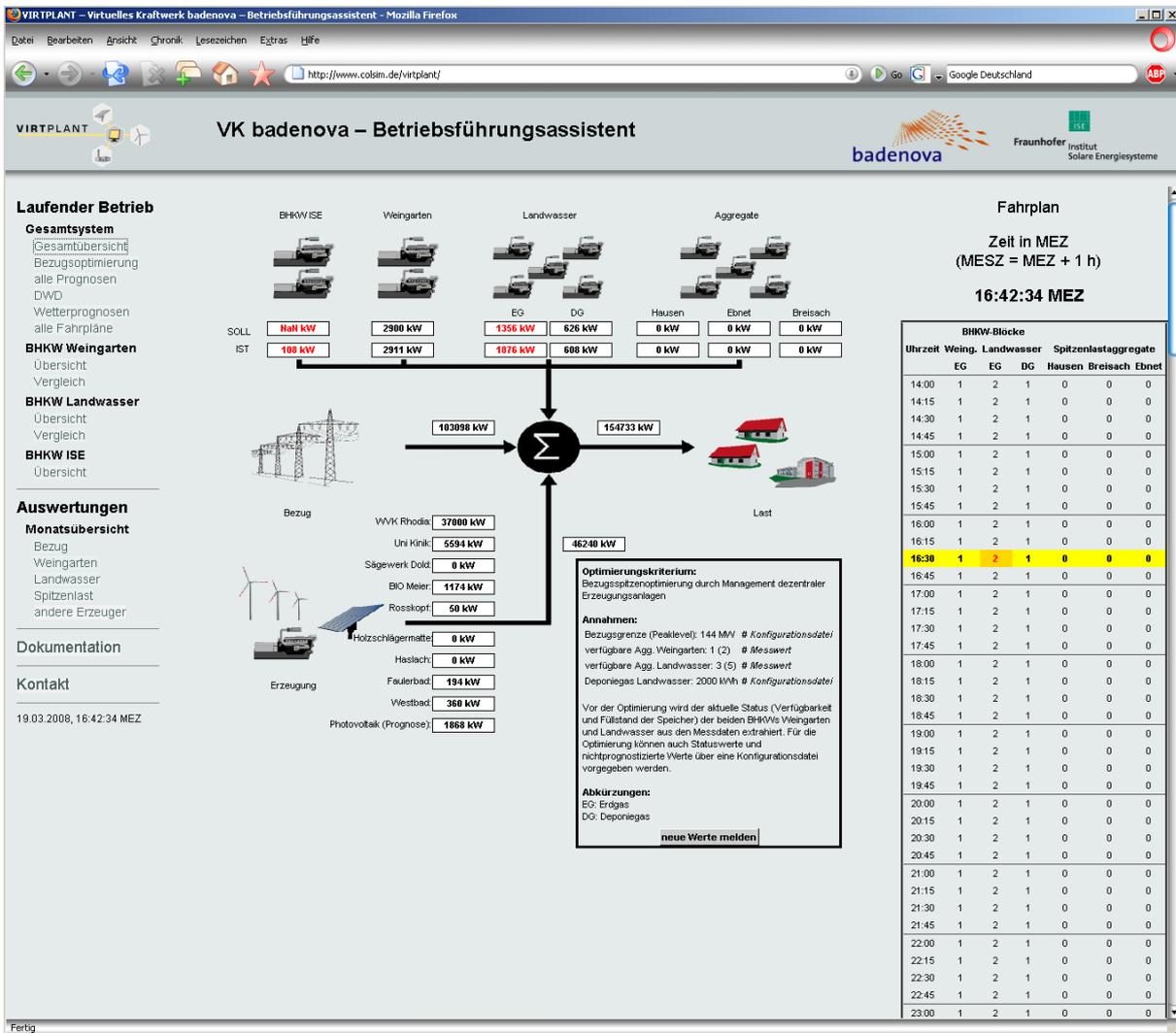


Abbildung 6-3: Gesamtübersicht des Betriebsführungsassistenten.

6.2.1.2 Darstellung Fahrplanempfehlungen

Für die im Projekt VIRTPLANT als steuerbar definierten Erzeugungsanlagen

- BHKW Weingarten (Buggingerstraße)
- BHKW Landwasser (Wirthstraße)
- Spitzenlastaggregate WW Hausen, WW Ebnet und Breisach

ist die aktuelle Fahrplanempfehlung in der Netzübersicht als Sollwert und tabellarisch nach Anlagen aufgelöst dargestellt. In der tabellarischen Fahrplandarstellung ist der aktuelle Zeitschritt gelb hervorgehoben. Tritt zwischen Soll- und Istwert eine Abweichung auf, blinken diese zur Veranschaulichung rot.

6.2.2 Bezugsoptimierung

Hauptziel der im Projekt VIRTPLANT entwickelten Optimierung ist das Reduzieren von Bezugsspitzen vom vorgelagerten Netz. Zu diesem Zweck wurde ein zweistufiges Optimierungsverfahren, das in Kapitel 1 näher beschrieben wird, entwickelt. Hierzu werden Prognosen für die Netzlast und die Erzeugung der nichtsteuerbaren Erzeuger erstellt. Die Optimierung versucht durch geeignete Betriebsführung der BHKW, den nach Abzug der nichtsteuerbaren Erzeugung verbleibenden Bezug unter dem definierten Peaklevel zu halten. Dies ist unter „**Bezugsspitzenoptimierung**“ (Abbildung 6-4) dargestellt.

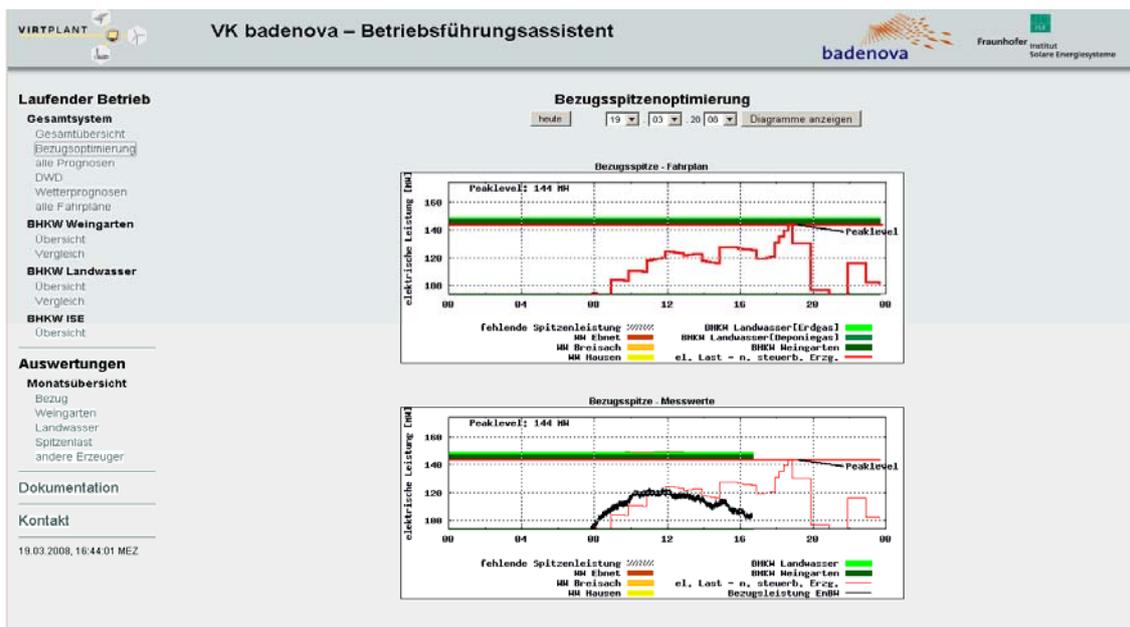


Abbildung 6-4: Einsatz der dezentralen Erzeugung zur Bezugsspitzenreduktion.

Das obere Diagramm in Abbildung 6-4 zeigt das Ergebnis der Gesamtoptimierung in Zusammenhang mit der elektrischen Last. Im unteren Diagramm ist zum Vergleich der reale Betrieb dargestellt. In beiden Diagrammen ist das gewählte Peaklevel durch eine rote, waagrechte Linie gekennzeichnet. Die variierende rote Kurve zeigt die Prognose der Differenz „elektrische Netzlast – nichtsteuerbare dezentrale Erzeuger“. Stünde keine weitere Erzeugung zur Verfügung, würde diese Kurve den Bezug vom vorgelagerten Netz darstellen. Die Optimierung versucht nun durch gezielten Einsatz der steuerbaren Erzeuger, den Bezug unter dem Peaklevel zu halten. Außerdem ist das Ergebnis der Gesamtoptimierung visualisiert. Durch die farbigen Blöcke ist die bereitzustellende Leistung durch die steuerbare Erzeugung dargestellt. Die schwarze Linie im unteren Diagramm zeigt den realen Bezug vom vorgelagerten Netz. Bleibt diese Kurve unterhalb des Peaklevels, ist das Optimierungsziel erfüllt.

6.2.3 Lastprognosen

Die Basis für die Betriebsoptimierung bilden die Last- Erzeugungsprognosen. Der Link „**alle Prognosen**“ (Abbildung 6-5) zeigt einen Vergleich zwischen Prognose und Messwert. Durch Klicken auf das jeweilige Diagramm öffnet sich eine vergrößerte Darstellung. Durch die Auswahlleiste unter der Überschrift kann ein bestimmter Tag ausgewählt werden.

Aus den Einzelprognosen leitet sich für die Bezugsspitzenoptimierung die noch durch steuerbare dezentrale Erzeugung zu deckende Last (Netzlast – nicht steuerbare Erzeugung) ab.

Die Prognosen haben einen zeitlichen Horizont von 72 Stunden. Für den aktuellen Tag wird das Diagramm alle 10 Minuten aktualisiert. Für vergangene Tage wird das Diagramm in der Nacht um 4.30 Uhr erzeugt.

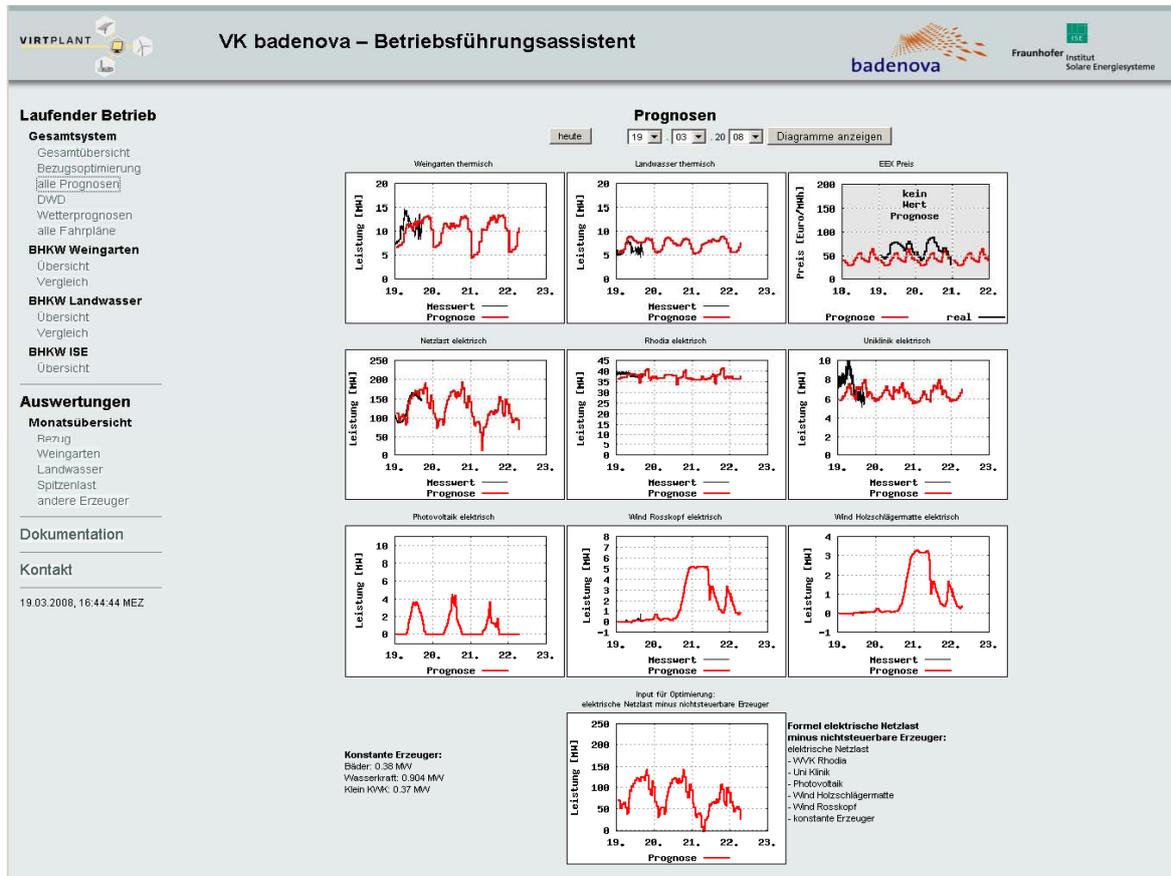


Abbildung 6-5: Vergleich der erforderlichen Prognosen für die Gesamtoptimierung mit Messdaten.

6.2.4 DWD–Wetterprognosen

Für die Kurzfristprognose der nächsten Tage sind hauptsächlich die Wettervorhersagen ausschlaggebend. Aus diesem Grund zeigt der Link „**DWD-Wetterprognosen**“ (Abbildung 6-6) einen Vergleich zwischen den Wetterprognosen des deutschen Wetterdienstes für Freiburg und den real gemessenen Werten für verschiedene Standorte.

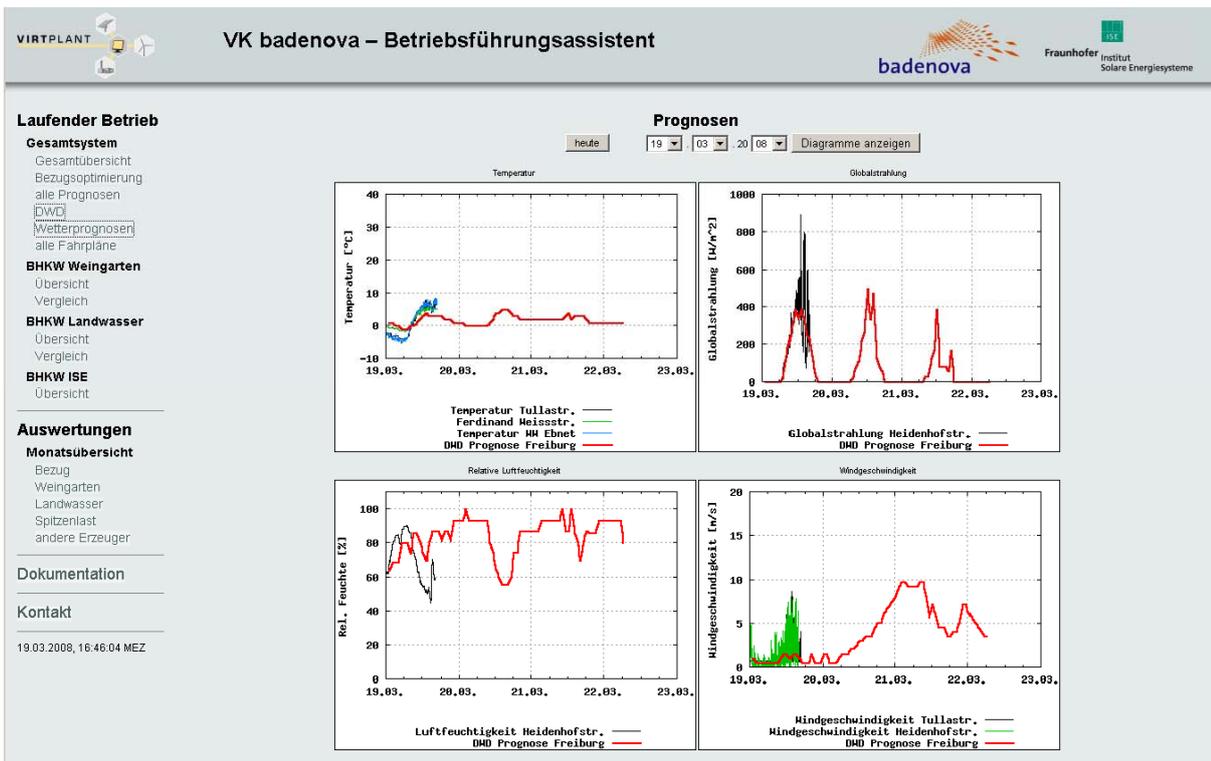


Abbildung 6-6: Vergleich der Wetterprognosen mit Messdaten.

6.2.5 Fahrpläne

Neben dem Gesamtoptimierungsergebnis (vgl. Link „**Bezugsoptimierung**“) werden die Fahrplanempfehlungen für die beiden Heizkraftwerke Weingarten und Landwasser unter „**alle Fahrpläne**“ (Abbildung 6-7) visualisiert. Für jedes Kraftwerk ist je die elektrische und thermische Bilanz dargestellt. Bei der thermischen Bilanz beispielsweise wird die thermische Last (schwarze Kurve) durch die BHKWs (grüne Fläche) und den Heizkessel (rote Fläche) gedeckt.

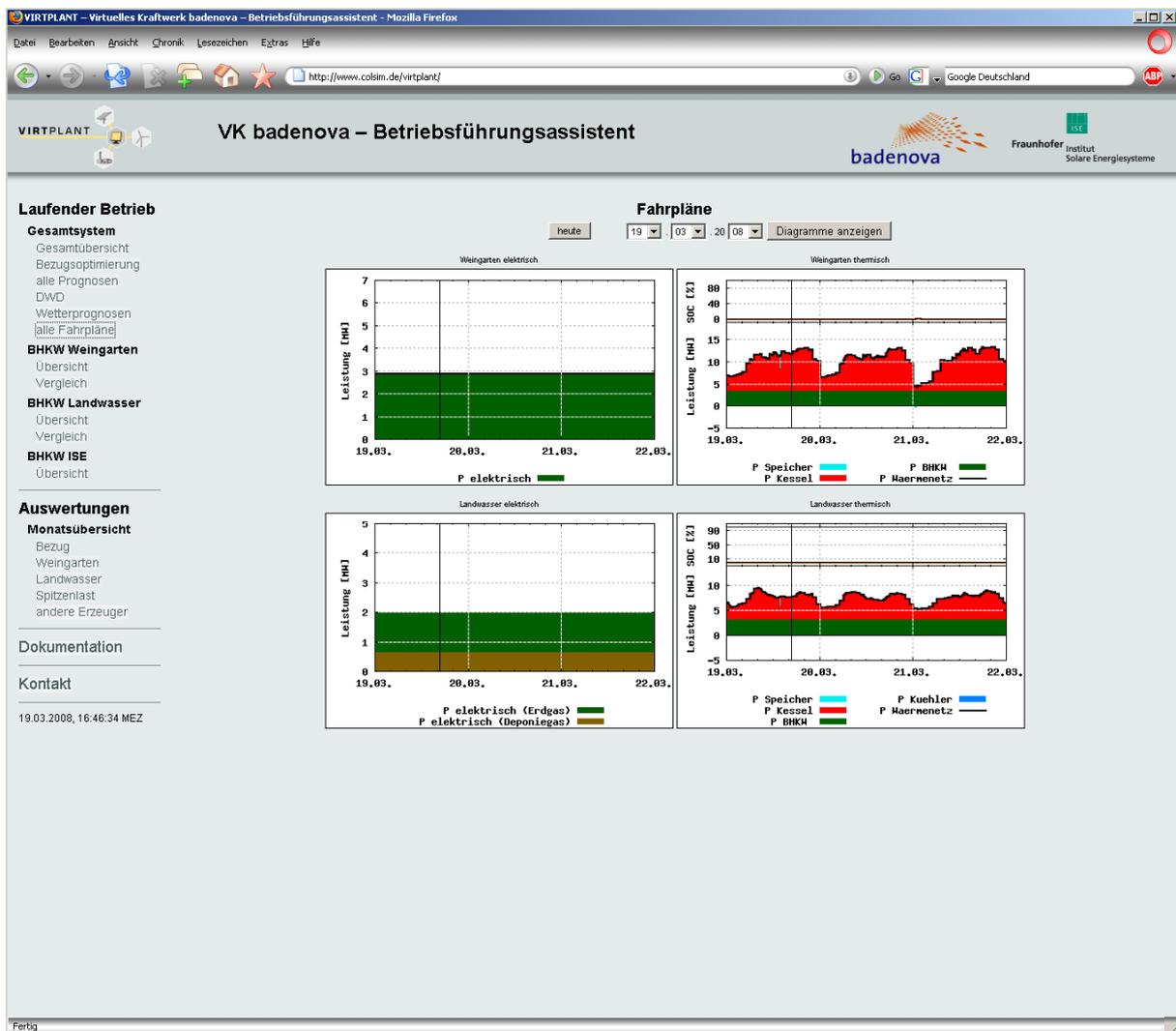


Abbildung 6-7: Elektrische und thermische Bilanz für Weingarten und Landwasser.

6.2.6 Monatsübersicht

Um den Betrieb und den Erfolg der Optimierung beurteilen zu können, wurden verschiedene automatische Auswertungen implementiert.

Um Betriebsmuster in den Tagesgängen zu erkennen, eignen sich so genannte „carpet plots“. Bei dieser Darstellung ist auf der x-Achse der Tag aufgetragen. Die Werte der jeweiligen Uhrzeiten für jeden Tag sind in y-Richtung durch eine farbliche Kodierung aufgetragen. So erkennt man sehr gut regelmäßig wiederkehrende Ereignisse (z.B. Wochenende, Niedertarifzeiten). Durch Klicken auf das jeweilige Diagramm öffnet sich eine vergrößerte Darstellung.

Gezeigt sind exemplarisch die Monatsübersicht für den Bezug aus dem übergeordneten Netz (Abbildung 6-8) sowie die Monatsübersicht für das System Weingarten (Abbildung 6-9).

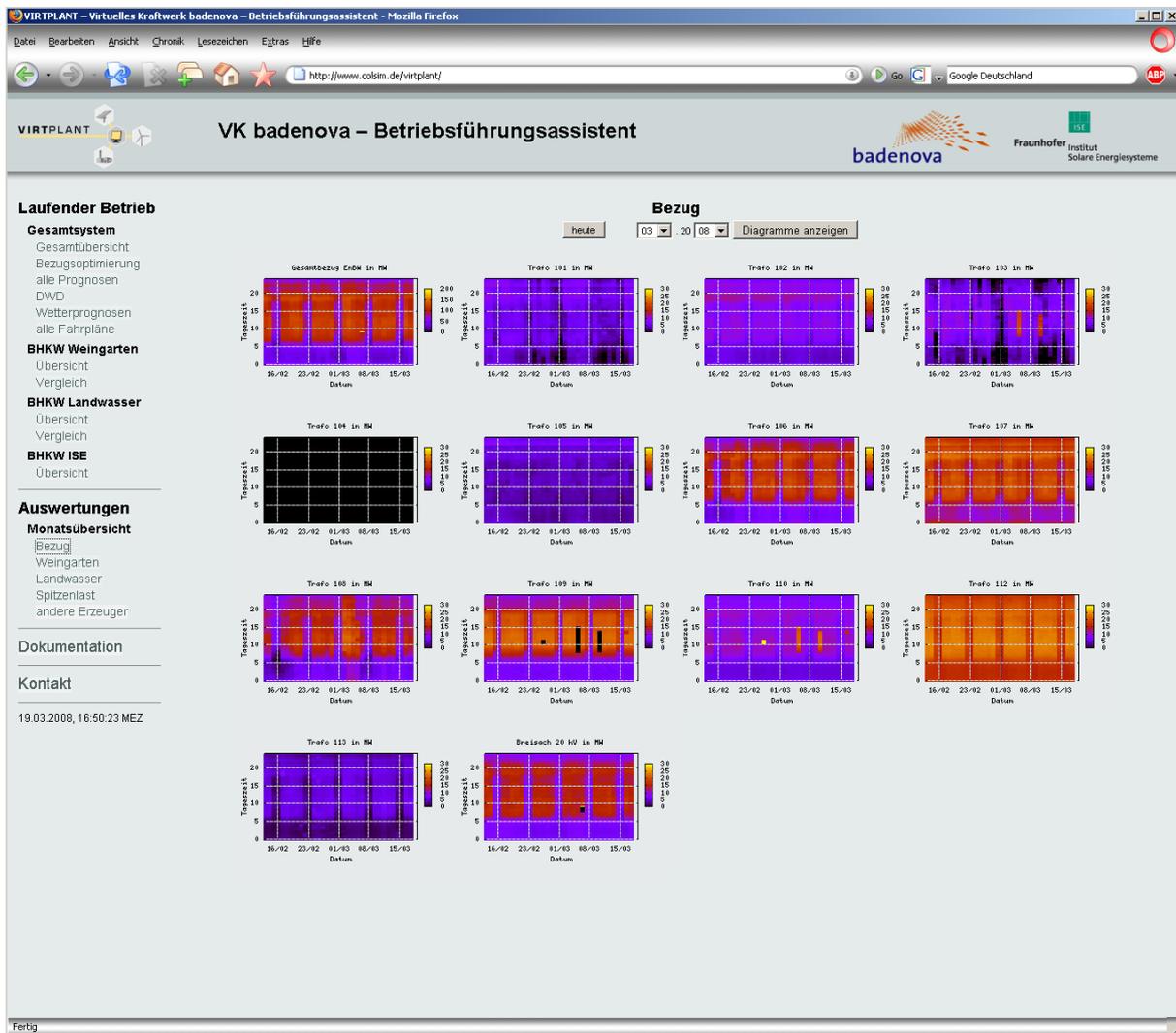


Abbildung 6-8: Monatsübersicht – Bezug aus dem übergeordneten Netz.

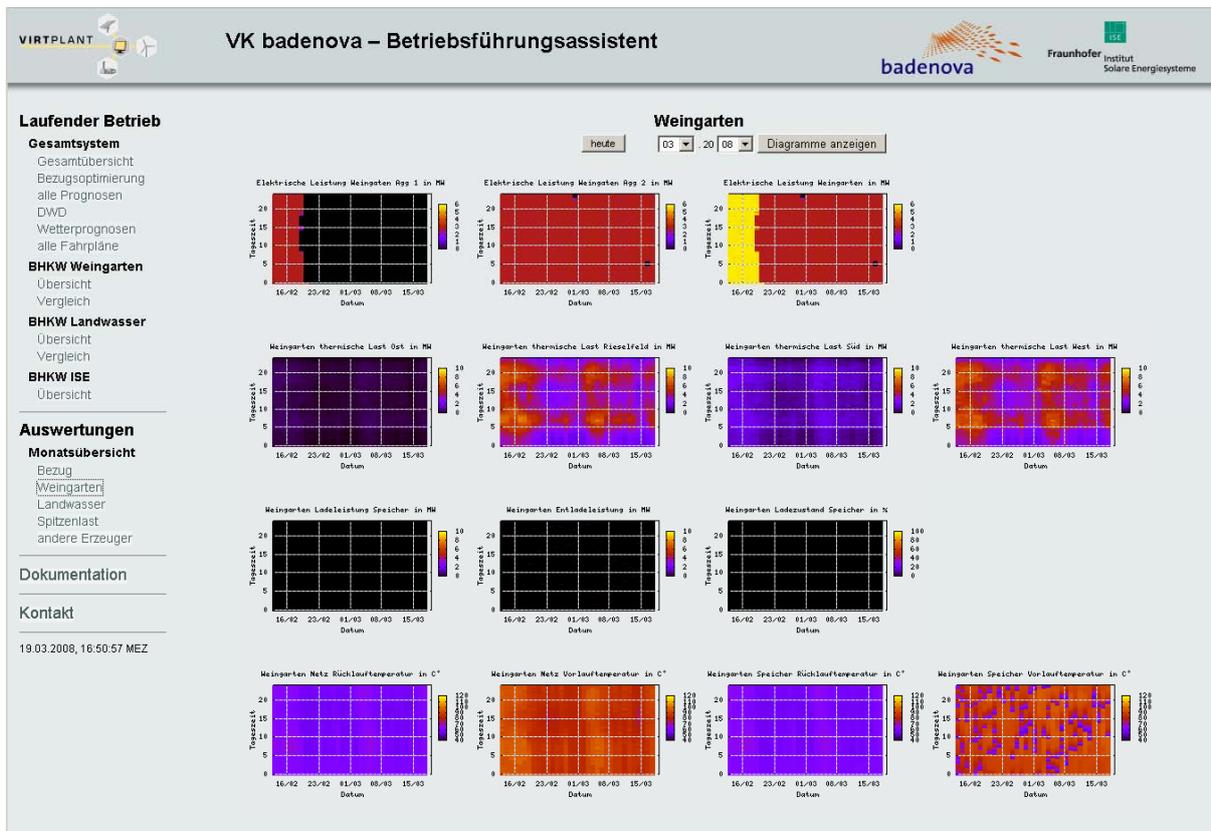


Abbildung 6-9: Monatsübersicht für das System Weingarten.

7 Fazit und Ausblick

Allgemeine Hauptanliegen im Projekt VIRTPLANT waren einerseits Maßnahmen zur besseren Integration dezentraler und vor allem Erneuerbarer fluktuierender Erzeuger in die Stromnetze sowie den Netzbetrieb, andererseits standen die neuen und innovativen Konzepte zum Betrieb „Virtueller Kraftwerke“ im Vordergrund. Ausgangspunkt war dabei die Annahme, dass sich die Stromversorgung in Deutschland in zunehmendem Maße als Mix zwischen dezentraler und zentraler Erzeugung darstellen wird und der Anteil der Erneuerbaren Energien in den nächsten Jahren stark steigen wird. Dieses ist für badenova bereits ein Stück weit Realität geworden – Windenergie, Wasserkraft, Photovoltaik sowie BHKW mit konventionellen und Biokraftstoffen decken bereits heute einen erheblichen Teil des regionalen Energiebedarfes.

Ein Highlight des Projektes ist die praktische Demonstration der Funktionalität „Virtuelles Kraftwerk“ in diesem Umfeld heterogen zusammengesetzter verteilter Erzeugung, wobei hierbei im Unterschied zu den sonst üblichen Beschreibungen Virtueller Kraftwerke der regionale Aspekt mit im Vordergrund stand und ein neues Modell – das „Regionale Virtuelle Kraftwerk“ definiert wurde. Aktuell gibt es sehr wenige tatsächliche Feldversuche, in denen Funktionalitäten „virtueller Kraftwerke“ nachgebildet werden. Dabei ist ein großer Teil dieser Feldversuche entweder überregional orientiert (zum Beispiel im Vermarktungskonzept der Evonik Industries AG) oder räumlich stark konzentriert (wie im Energiepark KonWerl). Für Informationen zu diesen und anderen Feldversuchen siehe zum Beispiel [Arndt 2006].

Der Feldtest der Badenova ist eines der wenigen Beispiele, wo die Funktionalität eines Virtuellen Kraftwerkes mit dem Betrieb eines kompletten weiträumigeren Verteilnetzes verknüpft ist und wo trotz des Unbundling im Energieversorgungsbereich sowohl der Stromhandel als auch gleichzeitig Netzaspekte berücksichtigt werden. Die zentrale Rolle der Leitwarte der Badenova in der Projektstruktur ist dabei ein wichtiger Aspekt. Wir erwarten ganz allgemein, dass die derzeitige Politik der Trennung des Stromhandels (der in Form der Bilanzkreise von einer „Kupferplatte“ als Netzstruktur ausgeht) von den physikalisch-technischen Ansprüchen des Netzbetriebes mittelfristig zu technischen Problemen führt und gerade auch aus Sicht der Netzbetreiber der Aspekt einer intelligenten Betriebsführung verteilter Ressourcen mit der Perspektive einer sinnvollen Netznutzung zunehmend an Bedeutung gewinnen wird.

In diesem Sinne sehen wir auch die besondere Relevanz für den im Rahmen von VIRTPLANT entwickelten Ansatz des „Regionalen Virtuellen Kraftwerkes“, bei dem die Funktionalität des „Virtuellen Kraftwerkes“ mit einer regionalen Komponente verknüpft wird. Dieses Konzept zielt einerseits auf eine Deckung der regionalen Bedarfsprofile an Strom (und auch Wärme) ab, gleichzeitig wird die regionale Infrastruktur – insbesondere das Stromnetz – berücksichtigt. Bei einem solchen übergreifenden Ansatz wird auch die Integration eines höheren Anteils an verteilten fluktuierenden Erzeugern (insbesondere Erneuerbaren Energien) erleichtert, da (innerhalb gewisser Grenzen) durch vorausschauendes Erzeugungs- und Lastmanagement die Aufnahmekapazität im Netz dem erwarteten Energieangebot angepasst werden kann.

Unter „Virtuellen Kraftwerken“ wird üblicherweise der Zusammenschluss zwischen unterschiedlichen und räumlich verteilten Erzeugern, Speichern und (steuerbaren) Lasten verstanden, bei dem eine übergeordnete Betriebsführung kombiniert mit einem Monitoring der Einzeleinheiten für einen optimierten Betrieb des Gesamtsystems zuständig ist. Die Ziele der Betriebsführung können dabei flexibel festgelegt werden – zum Beispiel die Generierung von Strommarktprodukten, die Reduktion von Betriebskosten oder eine Verbesserung der Ökobilanz.

Auch wenn in VIRTPLANT nur vergleichsweise wenige steuerbare Aggregate einbezogen sind, wird im Projekt schon die Grundstruktur eines virtuellen Kraftwerkes abgebildet:

- Verschiedene Erzeuger und Lasten: Wind, Photovoltaik, (eigene) BHKW, Industriekunden mit eigener Erzeugung
- Kommunikative Verknüpfung (teilweise nur Messung, teilweise Option zur direkten Steuerung gegeben)
- Prognosealgorithmen für Erzeuger und Lasten
- Optimierung
- Umsetzung in konkrete Betriebsführungsstrategien und Fahrplanvorgaben

Die für das Projekt entwickelte Softwarelösung erlaubt die Realisierung aller Grundfunktionen einer übergeordneten Betriebsoptimierung bei Beachtung der lokalen Betriebsführungsrahmenbedingungen. Dabei stellt der realisierte Betriebsführungsassistent für die Leitwarte nur eine Möglichkeit dar, grundsätzlich wäre auch eine Ankopplung bis hin zu den lokalen Betriebsführungseinheiten der Einzelaggregate (zum Beispiel SPSS) möglich.

Eine Besonderheit im Projekt ist die Einbeziehung fluktuierender Erzeuger (Wind, Photovoltaik) in die Prognose der Erzeugungen und Energieflüsse im Badenova-Netz. Auch wenn gerade im Bereich der regionalen Windprognose noch Optimierungsbedarf besteht, wird durch die wissenschaftlichen Prognosealgorithmen eine relativ verlässliche Vorhersage über die verschiedenen summarischen Erzeugungs- und Lastprofile möglich.

Eine Besonderheit im Feldtest der Badenova ist die kombiniert elektrisch-thermische Betriebsführung der dezentralen BHKW Einheiten, bei der die Ansprüche an eine stabile Wärmeversorgung mit der geplanten Bereitstellung elektrischer Energie kombiniert wird. Auch wenn dieser Aspekt in VIRTPLANT eher am Rande behandelt wurde, bietet perspektivisch die gezielte Nutzung thermischer Speicherkapazitäten und Optionen zum dezentralen thermischen Lastmanagement erhebliche Potentiale, um Wärme- und Stromerzeugung von BHKW Einheiten ein Stück weit zu entkoppeln und bei Bedarf einen zeitweisen stromgeführten Betrieb der BHKW zu ermöglichen.

Obwohl für die praktische Testphase nicht als Optimierungsziel definiert, wurde doch bereits eine Betriebsoptimierung nach prognostiziertem Strompreisniveau an der Strombörse EEX in die Funktionalität des Optimierers implementiert. Diese Funktion wird zukünftig größere Relevanz erlangen, da die Vergütungen nach EEG und KWKG einer Degression unterworfen sind bzw. eine Direktvermarktung der erzeugten Strommengen zunehmend lukrativer wird. Gerade im Bereich der KWK-Anlagen lässt sich bereits heute nachweisen, dass eine nach EEX-Preis optimierte Betriebsweise gekoppelt mit Direktvermarktung betriebswirtschaftlich tragbare Lösungen ermöglicht, sofern die Dimensionierung der BHKW ausreichend Freiraum für die Anpassung der Betriebszeiten ermöglicht. Hier eröffnen sich völlig neue Vermarktungskonzepte, für die die in VIRTPLANT entwickelten technischen Optimierungskonzepte eine Grundlage sein können.

Ebenfalls innovativ ist das entwickelte Kommunikationskonzept im VIRTPLANT – Projekt, bei dem durch eine relativ einfache, aber sichere und standardisierte Anbindung des Optimierungsalgorithmus und der Fahrplanerstellung an den Datenpool der Leitwarte eine schlanke und flexible IT-Lösung geschaffen wurde.

Eine Weiterentwicklung und ein Weiterbetrieb des VIRTPLANT – Demonstrators sind geplant. Schwerpunkte dabei können sein:

- Langzeittest von Optimierung und Betriebsführung zur Bewertung von Wirksamkeit und Stabilität der Softwarelösungen
- Variation der Optimierungsziele und veränderte Zielvorgaben für die Betriebsführung der dezentralen Aggregate.
- Direkte Steuerung dezentraler Aggregate (untergeordnet unter die Rahmenbedingen der lokalen Betriebsführung)
- Einbeziehung weiterer steuerbarer oder beeinflussbarer Erzeuger oder Lasten
- Kombination mit anderen innovativen Projekten der Badenova – zum Beispiel des geplanten Smart Metering Test im Privatkundenbereich
- Nutzung der geschaffenen Infrastruktur zur Direktvermarktung von Strom aus den dezentralen Aggregaten an der Strombörse (z.B. Day-Ahead-Handel) oder anderen innovativen Stromprodukten.

Auf diesem Weg kann die VIRTPLANT – Struktur als Plattform dienen, um verschiedene aktuelle Fragestellungen zu bearbeiten, die für die zukünftige Entwicklung der Energieversorgung in Europe von ausschlaggebender Bedeutung sein werden:

- Wie können Virtuelle Kraftwerke in das System der Energieversorgung so integriert werden, dass alle Marktbeteiligten (Stromhändler, Netzbetreiber, Erzeuger, Kunden) davon profitieren oder zumindest keine Nachteile erleiden? Wie können trotz der betriebswirtschaftlichen Einzelinteressen der einzelnen Marktparteien volkswirtschaftlich sinnvolle Lösungen geschaffen werden?
- Wie können auf Basis der Funktionalität virtueller Kraftwerk neue Geschäftsmodelle bzw. Marktprodukte für die einzelnen Marktteilnehmer im Umfeld der liberalisierten Energiemärkte geschaffen werden?
- Welche spezifischen Vorteile kann ein „Regionales Virtuelles Kraftwerk“ gegenüber den konventionellen „Virtuellen Kraftwerke“ bieten? Welche ökonomischen, ökologischen und lokal-strukturellen Chancen ergeben sich durch ein solches Herangehen?
- Welche verallgemeinerungsfähigen Erkenntnisse aus dem „Regionalen Virtuellen Kraftwerk“ im VIRTPLANT-Projekt lassen sich gewinnen, wie können diese Erkenntnisse auf die Situation anderer Versorger in Deutschland und Europa verallgemeinert werden?

- Welche Chancen ergeben sich für eine Erweiterung des VIRTPLANT – Konzeptes ausgehend von der durch die Bundesregierung beschlossenen Einführung von Smart Metering Systemen im Endkundenbereich?
- Welche anderen langfristigen technologischen Entwicklungen können von der VIRTPLANT – Technologie profitieren (zum Beispiel die Verbreitung von Plug-In-Cars)?

Für das Versorgungsgebiet der badenova in Südbaden eröffnet sich mit VIRTPLANT die Möglichkeit, Erneuerbare und umweltfreundliche Energieerzeuger besser in den Netzbetrieb zu integrieren und neue Geschäftsmodelle für eine langfristig umweltfreundliche, stabile und bedarfsgerechte Stromversorgung zu entwickeln.

Die Erkenntnisse aus dem Projekt VIRTPLANT und Folgeaktivitäten werden auch im Rahmen internationaler Forschungsprojekte aufgegriffen und dienen als Referenzen für erfolgreiche Lösungsansätze. Als Beispiel sei hier das Projekt „Market Access for Smaller Size Intelligent Electricity Generation – MASSIG“ genannt, in dem ein Team von 7 Partnern (u.a. badenova und Fraunhofer ISE) aus 6 Europäischen Ländern Vermarktungsoptionen für Strom aus umweltfreundlicher dezentraler Energieerzeugung untersucht (für weitere Informationen: www.iee-massig.eu).

8 Literaturverzeichnis

Arndt, Ulli; von Roon, Serafin; Wagner, Ulrich. (2006). *Virtuelle Kraftwerke: Theorie oder Realität?* BWK Bd. 58 (2006) Nr. 6, S. 52 - 57

badenova, Badenova AG & Co. KG. (2006). Online-Ressource: www.badenova.de -> Geschäftskunden -> NETZ, Zugriff: 21.6.06.

BMWi und BMU, Bundesministerien für Wirtschaft und Technologie und für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. (2006). *Energieversorgung für Deutschland - Statusbericht für den Energiegipfel am 3. April 2006*. März 2006. BMWi und BMU, Berlin.

BNetzA, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2006). *Berichts der Bundesnetzagentur nach §112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach §21a EnWG*. 30. Juni 2006. Bundesnetzagentur, Bonn.

DISPOWER, Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources. (2006). *Final Public Report*. Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. ISET Kassel.

EDISON, *Intelligente Energieverteilungsnetze durch Anwendung innovativer Erzeuger-, Speicher-, Informations- und Kommunikationssysteme*. Leitprojekt des BMWA. Abschlussbericht: Lewald, N., Brendel, M. 2005. Stadtwerke Karlsruhe.

EEG, Erneuerbare-Energien-Gesetz. (2004). *Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich*. 21. Juli 2004. Deutscher Bundestag. Berlin.

EG, Europäische Gemeinschaft. (1996). *Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt*. 19. Dezember 1996. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften Nummer L 27, S. 20-29. EG, Brüssel, Belgien.

Kitzing, Lena. (2006). *Virtuelle Kraftwerke zur optimierten Betriebsführung von Verteilnetzen*. Diplomarbeit, Juli 2006. Universität Flensburg.

KWKG, Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (2002). *Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung*. 19. März 2002. Deutscher Bundestag. Berlin.

StromNEV, Stromnetzentgeltverordnung. (2005). *Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen*. 25. Juli 2005. Deutsche Bundesregierung, Berlin.

Thoma, Malte. (2006). *Optimierte Steuerung von Niederspannungsnetzen mit einem hohen Anteil an dezentraler Erzeugung*. Dissertation, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, Schweiz.

VDEW, Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. (2000). *DistributionCode 2000 - Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen*. Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V., Berlin.

Weißensteiner, Lukas und Heher, Anton. (2006). *Virtuelle Kraftwerke als zukunftsweisende Vermarktungsform für Ökostrom? - Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt „Faire Wettbewerbsbedingungen für Virtuelle Kraftwerke“ der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“*. 25. April 2006. Energiegespräche: „Effiziente Marktintegration von Ökostrom“, Wien, Österreich.

Wille-Hausmann, Bernhard und Erge, Thomas. (2008). *Betriebsführungsassistent Virtuelles Kraftwerk badenova*. Benutzerhandbuch für die badenova. 11. April 2008, Fraunhofer ISE, Freiburg

