

Demand response methods for ancillary services and renewable energy integration in electric power systems

Doctoral Thesis

Author(s):

Koch, Stephan

Publication date:

2012

Permanent link:

<https://doi.org/10.3929/ethz-a-009756530>

Rights / license:

[In Copyright - Non-Commercial Use Permitted](#)

Diss. ETH No. 20470

Demand Response Methods for Ancillary Services and Renewable Energy Integration in Electric Power Systems

A dissertation submitted to
ETH ZURICH

for the degree of
Doctor of Sciences

presented by
STEPHAN KOCH
Dipl.-Ing., University of Stuttgart
born December 30, 1980
citizen of Germany

accepted on the recommendation of
Prof. Dr. Göran Andersson, examiner
Prof. Dr. Ian A. Hiskens, co-examiner

2012

Abstract

This Ph.D. thesis deals with the utilization of flexible demand-side resources in the electric power system for the provision of ancillary services, emergency control functionalities, and the operational flexibility that is crucial for the transition to a power system based on Renewable Energy Sources (RES).

A major part of the work is focused on modeling and control of large populations of Thermostatically Controlled Loads (TCLs) for heating and cooling applications. The principal objective of this research effort is to achieve a reliable setpoint tracking of the TCLs' aggregate power consumption without compromising the users' comfort. Tracking is achieved by using coordination algorithms on the device level which send switching signals to selected TCLs, or broadcast information that causes autonomous switching reactions by TCLs. The coordination algorithms used are 1) rule-based and 2) based on Model Predictive Control (MPC). The aggregate State of Charge (SOC) of the TCL population can be defined as a measure of internal TCL temperatures with respect to upper and lower temperature limits, indicating how much flexibility the TCLs exhibit without becoming too hot or too cold. This enables the integration of the aggregate SOC in dispatch algorithms.

The TCL populations coordinated by setpoint tracking algorithms are integrated into a supervisory dispatch framework which combines controllable loads, storage devices, and generation units in so-called Virtual Power Plants (VPPs). These flexible portfolios of physically diverse units are mathematically represented by a novel modeling approach called Power Nodes Modeling Framework (PNMF). Various control services for power systems, e.g., least-cost dispatch, ramping reduction, and frequency control, are formulated and simulated using the PNMf. We use MPC for dispatching the portfolio using predictions of load and intermittent renewable energy as an input.

Based on the [PNMF](#), we furthermore investigate economic aspects of using controllable loads and storage units for ancillary service provision in power systems. A primary concern is the revenue that a flexible portfolio of coordinated units can achieve in control reserves markets at certain price levels. To approach this question, we conduct parameter variations over a set of time simulations of two benchmark portfolios. This yields a simulation-based estimation of the control potential of a certain portfolio composition. Together with assumptions based on the analysis of historical price data, an assessment of the economic potential of control reserve provision by [VPPs](#) is enabled. Furthermore, we use the modeling methodology *e³value* to propose a profit sharing between the market actors participating in the reserve provision scheme.

Finally, this work also elaborates on the issue of Under-Frequency Load Shedding ([UFLS](#)) in large-scale disturbance situations. Nowadays, under-frequency relays are present in the distribution substations of most interconnected grids. These relays trigger the disconnection of distribution feeders in the case of a decaying system frequency. We investigate in this thesis by means of transient system simulations how this mechanism could be replaced by a completely decentralized Customer-Level Under-Frequency Load Shedding ([CL-UFLS](#)) system which would leave the distribution feeders connected and shed low-priority load preferably. We propose a system design and a methodology for assigning frequency thresholds to the individual appliance classes in close coordination with the co-existing Conventional Under-Frequency Load Shedding ([C-UFLS](#)) system. We conduct time simulations to show the effectiveness of [CL-UFLS](#) and also study the effects of Distributed Generation ([DG](#)) on the frequency dynamics during load shedding events.

Kurzfassung

Diese Doktorarbeit beschäftigt sich mit der Nutzung von flexiblen Verbrauchern im elektrischen Energiesystem für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, Notfall-Regelungsfunktionen und betrieblicher Flexibilität für die Systemtransformation zu einem auf erneuerbaren Energien basierendem Stromnetz.

Ein Schwerpunkt der Arbeit liegt auf der Modellierung und Regelung grosser Gruppen thermostat geregelter Lasten, Thermostatically Controlled Loads (TCLs), die für Heiz- und Kühlanwendungen eingesetzt werden. Das übergeordnete Ziel dieser Forschungsarbeit ist die Erzielung einer zuverlässigen Sollwertfolge durch die aggregierte Leistungsaufnahme der Gerätegruppe, ohne den Benutzerkomfort zu beeinträchtigen. Die Sollwertfolge wird durch Koordinationsalgorithmen auf der Geräteebene realisiert, die Schaltsignale an ausgewählte Geräte senden, oder per „Broadcast“ Informationen an alle Geräte verteilen, auf welche die Geräte mit autonomen Schaltaktionen reagieren. Die verwendeten Koordinationsalgorithmen sind 1) regelbasiert und 2) basierend auf Model Predictive Control (MPC). Der aggregierte Ladezustand oder State of Charge (SOC) der Gerätegruppe kann als Mass für die internen TCL-Temperaturen bezogen auf ihre oberen und unteren Grenzen definiert werden. Dies gibt Aufschluss über die Flexibilität, die die TCLs unter Beachtung ihrer Temperaturschranken aufweisen und ermöglicht die Integration des aggregierten SOC in Dispatch-Algorithmen.

Die von Sollwertfolge-Algorithmen koordinierten Gerätepopulationen werden in ein übergeordnetes System zur Einsatzplanung (Dispatch) eingebunden, das steuerbare Lasten, Energiespeicher und Erzeugungseinheiten in sogenannten „Virtuellen Kraftwerken“, Virtual Power Plants (VPPs), zusammenfasst. Diese flexiblen Portfolios aus physikalisch unterschiedlichen Einheiten werden mathematisch durch ein neuartiges Modellierungskonzept, genannt „Power Nodes Modeling Framework (PNMF)“, repräsentiert. Verschiedene Regeldienstleistungen für

elektrische Netze, z.B. kostenoptimaler Einsatz, Rampenreduktion und Frequenzregelung, werden mit dem **PNMF** formuliert und simuliert. Für den Dispatch des Portfolios unter Einsatz von Prädiktionen für Last und fluktuierende erneuerbare Energien wird ein **MPC**-Regler verwendet.

Weiterhin werden basierend auf dem **PNMF** ökonomische Aspekte der Nutzung steuerbarer Lasten und Energiespeicher in elektrischen Energiesystemen untersucht. Eine primäre Fragestellung ist der Deckungsbeitrag, den ein flexibles Portfolio von koordinierten Einheiten in Regelleistungsmärkten bei bestimmten Preisniveaus erzielen kann. Um eine Aussage darüber treffen zu können, werden Parametervariationen über einer Anzahl von Zeitsimulation mit zwei Benchmark-Portfolios durchgeführt. Dies liefert eine simulationsbasierte Abschätzung des Regelungspotentials einer bestimmten Portfoliozusammensetzung. Zusammen mit Annahmen, die auf einer Analyse historischer Preisdaten basieren, wird so eine Bewertung des wirtschaftlichen Potentials von Regeldienstleistungen durch virtuelle Kraftwerke ermöglicht. Weiterhin wird die Modellierungsmethodik *e³value* genutzt, um eine Aufteilung des Profits zwischen den verschiedenen Marktakteuren vorzuschlagen, die an der Regelleistung-Bereitstellung beteiligt sind.

Schliesslich beschäftigt sich die Arbeit mit der Problematik des Unterfrequenz-Lastabwurfs in grossräumigen Störungssituationen. Heute werden Unterfrequenz-Relais in den Verteilnetz-Unterstationen der meisten Verbundnetze eingesetzt. Diese Relais führen bei einem Abfall der Netzfrequenz die Trennung von Verteilnetz-Strängen herbei. In dieser Arbeit wird mit Hilfe von transienten Netzsimulationen untersucht, wie ein solcher Mechanismus durch einen vollständig dezentralen Lastabwurf auf Kundenebene ersetzt werden könnte, der die Trennung der Verteilnetzstränge verhindern und niedrig priorisierte Lasten bevorzugt abwerfen kann. Es wird ein konkretes Systemdesign vorgeschlagen, ebenso wie eine Methodik zur Zuweisung von Frequenz-Schwellwerten an die einzelnen Geräteklassen, die in enger Koordination mit dem koexistierenden konventionellen Lastabwurfssystem geschieht. Durch Zeitsimulationen wird die Effektivität des Lastabwurfs auf Kundenebene demonstriert, und der Effekt verteilter Erzeugung auf die Frequenzdynamik bei Lastabwürfen wird untersucht.