

Paul Neetzow

The economics of power system transitions

Modeling pathways and policies for
storage, grids and renewables

THE ECONOMICS OF POWER SYSTEM TRANSITIONS
Modeling pathways and policies for storage, grids and renewables

DISSERTATION

eingereicht an der Lebenswissenschaftlichen Fakultät der
Humboldt-Universität zu Berlin

von

Paul Neetzow, M.A.

Präsidentin der Humboldt-Universität zu Berlin:
Prof. Dr.-Ing. Dr. Sabine Kunst

Dekan der Lebenswissenschaftlichen Fakultät:
Prof. Dr. Bernhard Grimm

Gutachter:

1. Prof. Dr. Klaus Eisenack, Ressourcenökonomik, HU Berlin
2. Prof. Dr. Carsten Helm, Finanzwissenschaft, Universität Oldenburg
3. Prof. Dr. Lion Hirth, Governance of Digitalisation and Energy Policy,
Hertie School of Governance

Einreichung: 27. September 2019
Mündliche Prüfung: 21. November 2019

Schriftenreihe der Reiner Lemoine-Stiftung

Paul Neetzow

The economics of power system transitions

Modeling pathways and policies for storage,
grids and renewables

Shaker Verlag
Düren 2019

Bibliographic information published by the Deutsche Nationalbibliothek

The Deutsche Nationalbibliothek lists this publication in the Deutsche Nationalbibliografie; detailed bibliographic data are available in the Internet at <http://dnb.d-nb.de>.

Zugl.: Berlin, Humboldt-Univ., Diss., 2019

Copyright Shaker Verlag 2019

All rights reserved. No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system, or transmitted, in any form or by any means, electronic, mechanical, photocopying, recording or otherwise, without the prior permission of the publishers.

Printed in Germany.

ISBN 978-3-8440-7114-6

ISSN 2193-7575

Shaker Verlag GmbH • Am Langen Graben 15a • 52353 Düren

Phone: 0049/2421/99011-0 • Telefax: 0049/2421/99011-9

Internet: www.shaker.de • e-mail: info@shaker.de

SUMMARY

OPPOSING THE APPROACHING CLIMATE CATASTROPHE necessitates a rapid transition of power systems: Fossil fuel-based electricity generation needs to be replaced by low- or no-carbon-emitting renewable energy (RE). This implies huge disruptions concerning the infrastructure of power systems and their institutional design. This thesis addresses several of the challenges associated with the transition to RE: It studies the provision of power system flexibility by conventional generators, storage and grid. Furthermore, it analyzes the implications of instrument choice and policy design for an efficient RE support and the system integration of RE. The thesis is partitioned in four self-contained articles (Chapters 2 – 5), which are framed by a general introduction and conclusions.

Methodologically, the thesis is based on theoretical and numerical partial equilibrium optimization models that minimize the cost for electricity provision or maximize net benefits of RE deployment. Inherent to all models is the use of a two-level hierarchy. It allows to depict different time-horizons for decisions (short vs. long-term) or to implement strategic interactions of different players. The arising constrained and nested problems are solved with the Karush-Kuhn-Tucker optimization technique by use of backward induction. Furthermore, second-best solutions are acknowledged, which are caused for instance by capacity rigidity or game-theoretic coordination problems. I test the derived hypotheses and ease intuition by calibrating the models with German or Italian power system data.

Despite these common characteristics, the models are uniquely tailored to address specific research questions. The first article analyzes optimal deployment paths to RE when conventional capacities are rigid and limited in their generation flexibility. In addition to a RE technology with variable generation, it incorporates different conventional technologies that may or may not react to changes in

the availability of RE. I obtain the optimal levels of RE deployment for exogenous RE capacity costs and conventional capacity levels. The second article evaluates the interdependence between storage and transmission. To this end, I develop a two-region model with transmission and the option to deploy storage. By employing a comparative statics approach, I analyze how storage deployment may affect the optimal choice of transmission capacity. The model is applied to Italian data.

The third article studies public goods provision and policy instruments for RE support in two-level governance systems. The model is based on a Nash game between one federal and multiple state governments that decide simultaneously on RE support in their jurisdictions. Consequently, state-specific suppliers deploy RE capacities on the basis of the combined support they receive. I analyze how the incentives for state governments to support RE align with the federal instrument choices. Fundamental insights are applied to a recent RE policy shift in Germany. The fourth article is based on a multi-objective load-flow model that incorporates two grid levels: transmission and distribution. It focuses on *prosumage* households who produce, consume and store electricity and who are connected to the power system via a distinct distribution link. Various policy scenarios are evaluated for their potential to reduce the necessary link capacity by incentivizing a system-beneficial prosumage operation and compared to the first-best. To this end, a two-level Stackelberg game is implemented in which the policy and capacity decisions precede the dispatch decisions. The model is calibrated and solved numerically using German data.

The results obtained in this thesis can contribute to the efficient transition of power systems. In the first article, I find that early deployment of RE is hampered by the existence of inflexible conventional generation capacity. However, as soon as RE begins to substitute inflexible capacities, RE deployment accelerates, and the utilization of flexible generators likely increases. Only after inflexible generators cease to be used, deployment slows down again. In article two, I show that the two flexibility options storage and transmission can either be substitutes or complements. The effective relation depends on the location-choice for storage, the characteristics of transmission congestion and the alignment of marginal generation costs between the connected regions. Derived theoretical conditions for both relations are proven to exist in different Italian regions.

Article three shifts the focus to policies for RE support and integration. Here, I find that the incentives for state governments to support RE depend directly

on the federal instrument choice. If the federal government supports RE via a price instrument, states that bear a greater burden in financing the federal policy under-subsidize RE to reduce nationwide deployment and thus their costs. Under a quantity instrument, states with a high burden increase their RE subsidies to drive down the nationwide quota price. For Germany, this indicates that the states' incentives to support RE have reversed after a recent federal policy shift from price to quantity instruments.

Focusing on the impacts of prosumage in the fourth article, I show that regulatory interventions are necessary if household storage shall be used to mitigate distribution grid requirements; otherwise, system costs could rise despite increasing flexibility. Numerical model results, derived with a calibration to German power system data, indicate that even simple feed-in policies can be effective. A uniform limit on maximum grid feed-in can leave distribution system operators better off, even if they fully compensate prosumage households for lost revenue. Policies imposing more differentiated limits at the regional level only result in small efficiency improvements.

The necessary power system transitions bring about many challenges. The insights of this thesis may provide guidance for planners and operators of power system infrastructures as well as for policymakers. I hope that the thesis contributes to the urgent and inevitable process of decarbonizing electricity generation and thereby to preserve the chance of preventing a catastrophic climate change.

ZUSAMMENFASSUNG

EIN SCHNELLER UND UMFASSENDER WANDEL DER STROMSYSTEME ist notwendig, um die drohende Klimakatastrophe noch abzuwenden. Fossile Brennstoffe müssen im großen Stil durch CO₂-arme oder CO₂-neutrale erneuerbare Energien (EE) ersetzt werden. Die damit einhergehende *Systemwende* erfordert tiefgreifende Änderungen in der technischen, ökonomischen und institutionellen Organisation von Stromsystemen. Diese Arbeit befasst sich mit verschiedenen Herausforderungen, die im Zusammenhang mit dieser Systemwende stehen. Ich untersuche darin die Bereitstellung von Flexibilität durch konventionelle Kraftwerke, Speicher und Netze, die eine wichtige Rolle bei der EE-Integration spielt. Außerdem analysiere ich das Zusammenwirken verschiedener Politikinstrumente zur EE-Förderung sowie die Koordination von EE, Speichern und Netzen durch regulatorische Anreize. Die Arbeit ist in vier eigenständige wissenschaftliche Artikel unterteilt (Kapitel 2 – 5), die von einer allgemeinen Einleitung und Schlussfolgerungen gerahmt werden.

Methodisch basiert die Arbeit auf partiellen Gleichgewichtsbetrachtungen des Stromsektors. Es werden theoretische und numerische Optimierungsmodelle genutzt, um die Kosten für die Stromversorgung zu minimieren oder den NettNutzen des EE-Ausbaus zu maximieren. Alle entwickelten Modelle sind zweistufig aufgebaut. Dies ermöglicht die Berücksichtigung unterschiedlicher Entscheidungshorizonte (kurz- und langfristig) oder die Implementierung strategischer Interaktionen zwischen verschiedenen Akteuren. Die daraus resultierenden geschachtelten Optimierungsprobleme unter Nebenbedingungen werden mit der Karush-Kuhn-Tucker-Methode sowie unter Verwendung der Rückwärtsinduktion gelöst. Dabei werden Lösungen abseits der optimalen Gleichgewichte (second-best) berücksichtigt. Die Abweichungen vom Optimum werden beispielsweise durch rigide

Kapazitäten oder spieltheoretische Koordinationsprobleme verursacht. Ich veranschauliche und überprüfe die empirische Relevanz der theoretischen Ergebnisse durch Modellkalibrierungen mit deutschen oder italienischen Daten.

Trotz ihrer genannten Gemeinsamkeiten sind die Modelle individuell auf spezifische Forschungsfragen zugeschnitten. Der erste Artikel analysiert, wie die optimalen Ausbaupfade für EE von der Flexibilität der bestehenden Kraftwerke abhängen. Dafür werden neben einer EE-Technologie mit stochastisch fluktuierender Erzeugung verschiedene konventionelle Erzeugungstechnologien berücksichtigt. Diese unterscheiden sich in ihrer Fähigkeit, auf die schwankende Verfügbarkeit der EE-Erzeugung zu reagieren. Für einen gegebenen konventionellen Kraftwerkspark sowie exogene Kapazitätskosten werden die kostenminimierenden EE-Kapazitäten ermittelt. Der zweite Artikel untersucht die Interdependenz zwischen den Flexibilitätsoptionen Stromspeicherung und -übertragung. Hierfür wird ein Modell mit zwei miteinander vernetzten Regionen implementiert. Mittels komparativer Statistik wird analysiert, wie sich der Ausbau von Speicherkapazitäten auf die optimale Größe der Übertragungskapazität auswirkt.

Der dritte Artikel beschäftigt sich mit der Förderung öffentlicher Güter in zweistufigen Governance-Systemen am Beispiel des Ausbaus von EE. Er liefert Erkenntnisse darüber, wie die Anreize von Landesregierungen EE zu fördern, mit der Instrumentenwahl auf Bundesebene zusammenhängen. Das dafür entwickelte Modell basiert auf einem Nash-Spiel zwischen einer Bundes- und mehreren Landesregierungen, die gleichzeitig über die Förderung von EE in ihren Zuständigkeitsbereichen entscheiden. In Abhängigkeit von der kombinierten Förderung werden dann landesweise EE-Kapazitäten errichtet. Im vierten Artikel wird ein mehrkriterielles, numerisches Lastflussmodell entwickelt, das zwei Netzebenen beinhaltet: Übertragung und Verteilung. Im Mittelpunkt stehen *Prosumage*-Haushalte, die Strom produzieren, verbrauchen und speichern und über eine Verteilnetzverbindung mit dem Stromversorgungssystem verbunden sind. Ich vergleiche verschiedene Politiken hinsichtlich ihres Potenzials, die notwendige Verbindungskapazität durch ein systemdienliches Prosumageverhalten zu reduzieren. Dafür wird ein zweistufiges Stackelberg-Spiel implementiert, bei dem die Politik- und Kapazitätsentscheidungen den Dispatch-Entscheidungen vorausgehen.

Die Ergebnisse dieser Arbeit können zu einer effektiveren Systemwende beitragen. Der erste Artikel zeigt, dass der frühe Ausbau von EE durch die Existenz unflexibler konventioneller Erzeugungskapazitäten gehemmt wird. Sobald EE je-

doch unflexible Erzeugung verdrängen, beschleunigt sich ihr Ausbau. Gleichzeitig ist wahrscheinlich eine erhöhte Auslastung flexibler Kraftwerke zu beobachten. Erst wenn sämtliche unflexible Erzeugung zum Erliegen kommt, verlangsamt sich der EE-Ausbau wieder. Im zweiten Artikel zeige ich, dass die beiden Flexibilitätsoptionen Speicher und Netz sowohl ein substitutives als auch ein komplementäres Verhältnis haben können. Ihre tatsächliche Interdependenz hängt von der Standortwahl des Speichers, der Netzbelastung sowie der Korrelation der Grenzerzeugungskosten zwischen den verbundenen Regionen ab. Die Relevanz der theoretischen Ergebnisse, weise ich anhand verschiedener italienischer Regionen nach.

Das Kernergebnis des dritten Artikels ist, dass die Anreize für Landesregierungen EE zu unterstützen, direkt von der Instrumentenwahl zur EE-Förderung auf Bundesebene abhängen. Unterstützt der Bund EE mit einem Preisinstrument, so entscheiden sich Länder, die bei der Finanzierung der föderalen Politik eine größere Last tragen, für eine zu geringe Förderung. Damit verringern sie den gesamt-nationalen EE-Ausbau und damit ihre eigenen Kosten. Im Rahmen eines Mengeninstruments erhöhen Länder mit hoher Finanzierungslast ihre EE-Förderung, um den bundesweiten Quotenpreis zu senken. Für Deutschland bedeutet dies, dass sich die Anreize der Länder EE zu fördern, nach der Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetz von 2017 umgekehrt haben.

Mit Blick auf Prosumage-Haushalte in Artikel vier zeige ich anhand einer Kalibrierung für Deutschland, dass der Verteilnetzbedarf durch regulatorische Anreize verringert werden kann. Dabei können schon einfache Regulierungen wie eine einheitliche Begrenzung der maximalen Netzeinspeisung wirksam sein. Von dieser profitieren Verteilnetzbetreiber selbst dann, wenn sie Prosumage-Haushalte für entgangene Einnahmen vollständig entschädigen. Politiken, die regional-differenziertere Einspeise-Grenzwerte vorschreiben, führen hingegen nur zu geringen Effizienzsteigerungen. Wird keine Regulierung implementiert, können die Systemkosten bei zunehmenden Speicherkapazitäten durch den erhöhten Netzbedarf steigen.

Die notwendige Energiesystemwende bringt viele Herausforderungen mit sich. Die Erkenntnisse aus dieser Arbeit können für Planerinnen und Betreiberinnen von Stromversorgungsinfrastrukturen sowie für politische Entscheidungsträgerinnen als Orientierungshilfe dienen. Ich hoffe, mit den gewonnenen Einsichten die drängende Systemwende unterstützen zu können und somit dazu beizutragen, einen katastrophalen Klimawandel zu verhindern.

Contents

1	INTRODUCTION	1
2	HOW TO GO GREEN? THE EFFECTS OF POWER SYSTEM FLEXIBILITY ON THE EFFICIENT TRANSITION TO RENEWABLE GENERATION	9
2.1	Introduction	11
2.2	Related literature	12
2.3	Model overview	15
2.4	Efficient generation with limited flexibility	17
2.4.1	Dispatch problem formulation	17
2.4.2	Efficient generation of VRE, gas and backup plants	18
2.4.3	Efficient generation of coal plants	19
2.4.4	Expected generation of VRE, gas and backup	22
2.5	Efficient transition to renewable generation	25
2.5.1	Deployment of VRE capacities	26
2.5.2	The use of gas as a transition technology	30
2.6	Conclusion	33
	APPENDICES	37
2.A	Nomenclature	38
2.B	Proof of Lemma 1	38
2.C	Proof of Lemma 2	40
3	ELECTRICITY STORAGE AND TRANSMISSION: COMPLEMENTS OR SUBSTITUTES?	43
3.1	Introduction	45
3.2	Modelling approach	47
3.3	Optimal dispatch and capacities	49

3.4	General complementarity and substitutability of storage and transmission	52
3.5	Complementarity and substitutability with model specifications	55
3.5.1	Linear marginal generation cost	55
3.5.2	Two periods	55
3.6	Model applicability and empirical evidence	59
3.6.1	General	59
3.6.2	Evidence from Italian price data	59
3.7	Conclusion and outlook	62
APPENDICES		65
3.A	Nomenclature	66
3.B	Proof of Proposition 3.1	66
3.C	Proof of Proposition 3.2	67
3.D	Proof of Proposition 3.3	67
3.E	Proof of Proposition 3.4	69
3.F	Descriptive statistics for Italian regional prices	70
4	RENEWABLE ENERGY POLICIES IN FEDERAL GOVERNMENT SYSTEMS	71
4.1	Introduction	73
4.2	Model	77
4.3	Results	80
4.3.1	Unilateral support from federal or state governments	80
4.3.2	State subsidies and federal FIT	81
4.3.3	State subsidies and federal quota	85
4.3.4	Comparing state subsidies under FIT and auction	88
4.4	Empirical application	90
4.5	Discussion	92
4.6	Conclusion	95
APPENDICES		97
4.A	Nomenclature	98
4.B	Proof of Lemma 4.1	98
4.C	Proof of Proposition 4.1	100
4.D	Proof of Proposition 4.2	103
4.E	Proof of Proposition 4.3	105

4.F	Proof of Proposition 4.4	108
4.G	Proof of Proposition 4.5	109
5	MODELING COORDINATION BETWEEN RENEWABLES AND GRID: POLI- CIES TO MITIGATE DISTRIBUTION GRID CONSTRAINTS USING RESIDEN- TIAL PV-BATTERY SYSTEMS	111
5.1	Introduction	113
5.2	Background and related literature	115
5.2.1	Options for mitigating distribution grid expansion	115
5.2.2	Flexibility provision from coupled PV and battery systems	116
5.2.3	Policy design for distribution grids	117
5.2.4	Modeling approach	118
5.3	Model description	119
5.3.1	Sets, parameters, variables	120
5.3.2	The prosumage household's problem	121
5.3.3	The generator's problem	122
5.3.4	The DSO's problem	122
5.3.5	Balancing by the TSO	123
5.3.6	Model structure	123
5.4	Scenarios	124
5.5	Model calibration	127
5.6	Solution strategy	128
5.7	Results and discussion	129
5.7.1	Policy mechanisms at the individual DSO level	129
5.7.2	Comparing results for different DSO networks	132
5.7.3	Aggregate results on DSO capacities	133
5.7.4	System costs and distributional effects	135
5.7.5	Limitations	139
5.8	Conclusions and policy implications	140
	APPENDICES	143
5.A	Nomenclature	144
5.B	Players' constraints	146
5.B.1	Prosumage	146
5.B.2	Generator	146
5.B.3	DSO	146

5.B.4	TSO	146
5.C	Data	147
5.D	Sensitivity results	148
5.D.1	Daily necessary DSO capacity	148
5.D.2	Change in system cost	150
5.E	Solution strategy for multi-level scenarios	151
5.E.1	Derive separated MPECs from EPEC	151
5.E.2	Setting up and solving the MPEC as mixed-integer linear problem (MILP)	153
6	CONCLUSION	157
	BIBLIOGRAPHY	162

List of Figures

2.1	Feasible dispatch state configurations for different efficient choices for coal generation.	20
2.2	Relation of phases, VRE capacity and efficient (expected) generation.	25
2.3	Optimally deployed VRE capacity for given unit capacity costs.	29
3.1	Optimal transmission flow and storage operation.	51
3.2	Day-ahead electricity price relation between adjacent Italian price zones.	60
4.1	Equilibrium allocation of RE capacities and policies exemplified for two states.	104
5.1	A: Detailed representation of one DSO region. B: Illustrative transmission network topology.	120
5.2	Possible prosumage feed-in after introduction of the policy.	125
5.3	Price curves, prosumage PV generation, storage net discharge, and flow on the DSO link.	131
5.4	State-wise DSO capacity as share of PV peak generation and compensation payment.	133
5.5	Daily necessary DSO capacity.	134
5.6	Daily share of feed-in-constrained DSO capacity sorted by size.	134
5.7	Change in prosumage-induced DSO capacity costs as well as operational costs.	136
5.8	Distributional effects of different scenarios.	138
5.9	Overview on data by state.	147
5.10	Daily necessary DSO capacity with half storage power capacity.	149
5.11	Daily necessary DSO capacity with double storage power capacity.	149

5.12 Sensitivity results on the effect of altering storage power capacities.	150
5.13 Sensitivity results on the effect of altering DSO capacity costs. . .	150

List of Tables

1.1	Overview on addressed challenges and methodological features for main chapters of the thesis.	5
2.1	Mapping of $\underline{\tau}, \bar{\tau}$ for different configurations of states. States excluded by assumptions in parenthesis.	19
3.1	Feasible dispatch cases and their characteristics for two periods and two regions.	57
3.2	Solution of Eq. (3.29) for the dispatch cases.	58
3.3	Summary of properties and model predictions for the empirical analysis.	61
3.4	Mean day-ahead prices and standard deviations for Italian regions.	70
4.1	Results summary on efficiency of RE support schemes.	89
4.2	Incentives for state subsidies compared to the efficient amount under nationwide auctions in Germany.	91
5.1	Overview of scenarios.	124
5.2	Sets and parameters used in the model.	144
5.3	Primal variables (<i>var</i>) and dual variables (<i>du</i>) of the model.	145
5.4	Generation cost parameters as well as conventional and prosumage capacities by state.	148

List of Acronyms and Abbreviations

DC	Direct current
DSO	Distribution system operator
EE	Erneuerbare Energien
FIT	Feed-in tariff
GAMS	General Algebraic Modeling System
GHG	Greenhouse gases
KKT	Karush-Kuhn-Tucker
EPEC	Equilibrium program under equilibrium constraints
MGC	Marginal generation costs
MILP	Mixed-integer linear problem
MPEC	Mathematical program under equilibrium constraints
NLP	Nonlinear problem
PV	Photovoltaic
TSO	Transmission system operator
RE	Renewable energy
RES	Renewable energy sources
VRE	Variable renewable energies

TO FRIDAYS FOR FUTURE.

I HOPE THIS WORK WILL SERVE YOUR CASE.

Acknowledgments

This thesis would not have been possible without the great support of many people. Klaus, you led me towards the topic of power system transitions. I am very grateful for the opportunity to work on one of the most important and pressing issues of today. At the same time, you have given me the necessary freedom to develop my research and myself. Carsten and Lion, I thank you for your efforts in reviewing this work. The generous financial support from the Reiner Lemoine-Stiftung enabled me to complete this thesis.

Anna and Roman, thank you for helping me through all the difficulties of becoming a researcher. Without the support and guidance of you two, this thesis would be far from being finished today. Sauleh, thank you for a very pleasant and instructive time at Johns Hopkins University and for your continued support.

Furthermore, I very much appreciate the constructive discussion with and support from the additional members of the Resource Economics Group and the de.zentral project team: Thank you Anastasia, Angelika, Christina, Dimitrios, Eva, Kate, Linda, Leo, Matteo, Renate, Rumei and Ulan. Catharina, Ines and Sigrid, a special thanks goes out to you for doing a great job in helping me with institutional and organizational matters. Chris and Matze, thank you for the very helpful comments on my work.

Achim and Jasper, we shared apartments, offices, ideas, worries, laughter and desserts. Many thanks for all the great conversations, the scientific and emotional support and the good times.

My dear parents, you have my back for thirty years and give me all the support I could ever wish for. My great friends, whether you are in Gneven, Bremen, Oldenburg, Berlin or elsewhere, thanks for the awesome time we had together and for the times to come. Annelie, thank you for being with me and by my side.

Paul