

## Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze

Meta-Studie  
über Annahmen, Erkenntnisse und Narrative

Berlin, 11.03.2018

für die  
Renewables Grid Initiative (RGI)

Dr. Felix Chr. Matthes  
Franziska Flachsbarth  
Moritz Vogel  
Vanessa Cook (Übersetzung)

**Geschäftsstelle Freiburg**  
Postfach 17 71  
79017 Freiburg  
**Hausadresse**  
Merzhauser Straße 173  
79100 Freiburg  
Telefon +49 761 45295-0

**Büro Berlin**  
Schicklerstraße 5-7  
10179 Berlin  
Telefon +49 30 405085-0

**Büro Darmstadt**  
Rheinstraße 95  
64295 Darmstadt  
Telefon +49 6151 8191-0

[info@oeko.de](mailto:info@oeko.de)  
[www.oeko.de](http://www.oeko.de)



## Zusammenfassung

Im Diskurs um einen robusten und akzeptanzseitig abgesicherten Infrastrukturausbau bildet das Verhältnis zwischen Dezentralität und dem zukünftigen Bedarf an Stromnetzinfrastrukturen einen kritischen Bereich. Dies betrifft sowohl die ganze Bandbreite der relevanten Zusammenhänge als auch die vielfältigen Spannungsfelder und Abwägungsfragen von Zentralität, Dezentralisierung und zellularen Ansätzen. Das oft sehr vage und (zu) oft auf der Ebene von eher groben Narrativen bleibende Thema Dezentralität bedarf einer Abschichtung.

Auf der ersten, qualitativen Untersuchungsebene der hier vorgelegten Studie werden die verschiedenen Dimensionen und Bewertungsaspekte von Dezentralität auf der Basis von Literaturauswertungen betrachtet. Dabei ergibt sich zunächst, dass mit Blick auf den Zusammenhang zwischen Dezentralität und Netzausbau die rein technische Sicht (Klein- vs. Großanlagen, angeschlossene Spannungsebene) keine tragfähige Perspektive bildet.

Einen entscheidenden Faktor hinsichtlich des Netzausbaus bildet erstens die Verbrauchsnähe der Erzeugungsanlagen. Ein großer Anteil von verbrauchsnahen Anlagen könnte den Netzbedarf naturgemäß verringern. Zweitens ist aber auch Verbrauchsnähe der Flexibilitätsoptionen (z.B. Nachfrageflexibilität, Speicher, Backup-Kapazitäten) von erheblicher Bedeutung, da diese Flexibilitätsoptionen in einem regenerativ geprägten Stromsystem eine elementare Rolle spielen werden. Hier können jegliche Kombinationen zwischen verbrauchsnaher und verbrauchsferner Erzeugung einerseits sowie verbrauchsnahen und verbrauchsfernen Flexibilitätsoptionen andererseits auftreten und sind mit Blick auf die große Bandbreite der Flexibilitätsprofile auch sinnvoll. Damit kann sich durch verbrauchsnahen Erzeugungsoptionen nur dann ein geringerer Netzausbaubedarf ergeben, wenn auch Flexibilitätsoptionen verbrauchsnah verfügbar sind.

Entscheidend ist aber letztlich der dritte Aspekt, das Steuerungs- bzw. Koordinations- und ggf. das Marktmodell, das Nachfrage sowie Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen zusammen bringt. In einem Arrangement liberalisierter Märkte, also mit freien Entscheidungen über Produktion und Lieferantenwahl werden sich großräumig angelegte (zentrale) Märkte bzw. Steuerungssignale (Preise) herausbilden, die über den Einsatz der Flexibilitätsoptionen entscheiden werden. Jenseits des Spezialfalls der Eigenverbrauchsoptimierung könnte dies nur vermieden oder eingegrenzt werden, wenn eine sehr weitgehende Abschottung regionaler Märkte, z.B. über Gebietsmonopole oder sehr restriktive Infrastrukturbepreisungen, möglich wäre. Ein geringerer Stromnetzbedarf kann im Ergebnis richtungssicher nur angenommen werden, wenn verbrauchsnahen Erzeugungs- und verbrauchsnahen Flexibilitätsoptionen in Eigenverbrauchslösungen zusammengefasst werden oder (klein-) räumlich zugeschnittene zellulare Steuerungsansätze zum Tragen kommen.

Auch wenn die konkrete Umsetzung zellulärer (Markt-) Systeme oder anders angelegter Regionalmärkte bisher an keiner Stelle hinreichend spezifiziert worden sind, lässt sich auf der qualitativen Ebene eine Reihe richtungssicherer Aussagen zu den Implikationen solcher Modelle treffen. Kleinstäumige Steuerungsansätze mit hohen Anteilen verbrauchsnaher Erzeugung und Flexibilitätsoptionen führen im Gesamtsystem zu tendenziell höheren Kosten für Stromerzeugung und Flexibilitätsoptionen, wenn bei beiden die Effekte aus

großräumigen Durchmischungen sehr unterschiedlicher Nachfrage- und Erzeugungsprofile (Portfolioeffekte) entfallen.

Als Konsequenz würde zunächst eine höhere Stromerzeugung (durch die Energieverluste der Flexibilitätsoptionen, Abregelungen etc.) notwendig, weil z.B. übergeordnete Emissionsminderungsziele eingehalten werden sollen. Eine der Kostenfrage ähnliche Situation ergibt sich, mit Ausnahme von Aufdach-PV-Anlagen, auch und besonders für den Flächenbedarf der Gesamtheit aller Erzeugungsoptionen im System.

Zunehmen würden aber auch der Aufwand und die Implikationen mit Blick auf die Flexibilitätsoptionen. Die zusätzlichen Kosten hier ließen sich begrenzen, wenn konventionelle Technologien auf Basis fossiler Brennstoffe (z.B. dezentrale Gaskraftwerke) zum Tragen kommen, die aber dann zu höheren Emissionsniveaus im Gesamtsystems führen, das gleichzeitig schnellstmöglich dekarbonisiert werden soll. Wenn höhere Emissionen vermieden werden sollen, steigen die Kosten der (verbrauchsnahe) Flexibilitätsoptionen jenseits der (im beschränkten Rahmen verfügbaren) besonders preiswerten Optionen stark an (wenn z.B. noch nicht ausgereiften Optionen, wie strombasierte Brennstoffe, in größerem Umfang zum Tragen kommen müssten).

Aus der ökonomischen Perspektive wären den Kosten der Flexibilitätsoptionen stets die korrespondierenden Infrastrukturkosten gegenüberzustellen. Diese Abwägungsfrage ist auf einer rein qualitativen Ebene nicht richtungssicher zu beantworten. Aus der ökologischen Perspektive gleicht der Wegfall signifikanter Stromnetzkapazitäten den beschriebenen Mehrverbrauch an Flächen und Ressourcen sowie die ggf. anfallenden höheren Emissionen richtungssicher nicht aus.

Von erheblicher Bedeutung sind neben den ökonomischen und ökologischen Kriterien auch Aspekte wie Innovationskraft und Akzeptanzfragen. Dezentrale Technologien und dezentrale Koordinationsansätze haben diesbezüglich durch ihre Nähe zu vielen relevanten Akteuren wohl unbestreitbare Vorteile. Es stellt sich aber auch die Frage, ob und in welchem Maße hierfür verbrauchsnahe Konzepte für Erzeugungs- und ggf. auch für Flexibilitätsoptionen sowie letztendlich auch kleinräumige Steuerungsmodelle im großen Umfang zwingend erforderlich sind. Hier könnten auch andere, selektiv angelegte Formen zur Verbesserung von Partizipation und Innovationskraft in Frage kommen.

Aus den rein qualitativ ausgerichteten Analysen der ersten Untersuchungsebene stellt sich schließlich auch die Frage, ob und wann sehr breit wirksame dezentrale Steuerungsmodelle mit dem existierenden regulativen Rahmen für die europäischen Energiemärkte in Übereinstimmung zu bringen wären.

Auf einer zweiten Untersuchungsebene wurden ergänzende Datenanalysen zu den räumlich hoch aufgelösten Grenzen der Potenziale für die absolute Solar- und Windstromerzeugung sowie zu den entsprechenden räumlichen Nachfragestrukturen (jeweils auf Ebene der Landkreise) durchgeführt. Diese Analysen blenden zunächst Kosten- oder Verfügbarkeitsfragen der Flexibilitätsoptionen vollständig aus und umfassen allein räumlich hoch aufgelöste Mengenbilanzen. Sie zeigen, dass erstens eine erhebliche Konzentration der Nachfrage in den Industrieregionen im Westen und Süden Deutschlands sowie in den Metropolregionen vorliegt. Zweitens kann die ertragsstarke Solarstromerzeugung vor allem in Süddeutschland und mit Blick auf die Dachpotenziale in den Metropolregionen zum Tragen kommen. Drittens ist die ertragsstarke Windstromerzeugung vor allem im Norden und Nordosten sowie im Offshore-Bereich verfügbar. Schließlich werden viertens die Herausforderungen in Bezug auf die öffentliche Akzeptanz von Onshore-Windkraftanlagen vor

allem in den bevölkerungsstarken und durch starke Stromnachfrage geprägten Regionen restriktiv auf die umsetzbaren Potenziale wirken.

Diese Restriktionen nehmen auf der (exemplarisch gewählten) Ebene von Bundesländern ab, bleiben aber noch klar erkennbar. Auch auf der nächsten Aggregationsebene von insgesamt sechs Zonen bleibt eine wichtige Rolle des Stromaustauschs klar erkennbar, selbst wenn Kriterien wie Kosten, Landinanspruchnahme, Emissionen etc. weiterhin ausgeblendet bleiben.

Konsequent kleinräumig angelegte (zellulare) Konzepte wurden exemplarisch auf der Ebene von Landkreisen analysiert. Sie ließen sich ohne deutlich stärkere Inanspruchnahme von Netzinfrastrukturen nur mit sehr breiter Nutzung von Flexibilitätsoptionen umsetzen, die die o.g. Implikationen (Kosten, Emissionen etc.) mit sich bringen würden. Die quantitative Analyse zeigt auch, dass die Portfolioeffekte umso stärker wirksam werden, je größer die Zellen definiert werden, d.h. bei größeren Zellen sinken der Bedarf an Flexibilitätsoptionen und die damit einhergehenden negativen Effekte. Dabei ergibt sich, dass selbst bei eher großen Zuschnitten zellulärer Ansätze davon ausgegangen werden muss, dass, ungeachtet der technologischen Voraussetzungen und der anfallenden Kosten, ein überregionaler Austausch in signifikantem Ausmaß anfallen würde. In jedem Fall bleibt darauf hinzuweisen, dass jenseits der optimierten Eigenstromerzeugung für durchgängig eingeführte kleinräumige Markt-Konzepte bisher noch keinerlei praktikable Vorschläge vorliegen.

Auf einer dritten Untersuchungsebene wurde eine große Bandbreite von verschiedenen ausgerichteten und methodisch sehr unterschiedlich angelegten Modellierungen des deutschen Stromsystems einer vergleichenden Analyse unterzogen. Szenarien, die einen um 20 bis 50% geringeren Netzausbaubedarf errechnen, sind durch die folgenden Punkte charakterisiert.

- Sie unterstellen oder ermitteln einen starken Ausbau der Onshore-Windenergie in der Zone Süd. Die Größenordnungen dieses Mehrausbaus für den Zeithorizont 2030 und 2035 liegen beim Drei- bis Vierfachen, im Extremfall beim Sechsfachen der in den Netzentwicklungsplänen angenommenen Werte.
- Ganz überwiegend wird ein ebenfalls überproportionaler Ausbau der Onshore-Windenergie in der Zone West unterstellt oder errechnet. Hier liegt der Mehrausbau um den Faktor 2 bis 3, in zwei Extremfällen um den Faktor 7 über den Annahmen der Netzentwicklungspläne.
- Überwiegend, wenn auch nicht durchgängig, liegt ein sehr starker Ausbau der solaren Stromerzeugung in der Zone Süd zu Grunde. Das Kapazitätsniveau der PV-Anlagen in der Zone Süd übertrifft das der Netzentwicklungspläne für den Zeithorizont 2030 und 2035 um den Faktor 2 bis 3.
- Für den Zeithorizont 2030 hängen die Zusammenhänge zwischen dem Umfang der verbliebenen Kohlekraftwerkskapazitäten und dem notwendigen Netzausbaumaß maßgeblich davon ab, nach welchem Muster die (zusätzliche) erneuerbare Stromerzeugung regionalisiert wird. Für den Zeithorizont 2035 hat der Umfang der Kohleverstromung keinen Erklärungswert für die Dimensionierung des Netzausbaus mehr.

Im Vergleich zu unterschiedlichen Potenzialannahmen erweist sich, dass die Annahmen zum Ausbau der Onshore-Windkrafterzeugung und teilweise auch für die PV-Stromerzeugung für den Zeithorizont 2030/2035 in den Zonen Süd und West in Bereichen liegen, in denen Potenzialgrenzen relevant werden können bzw. wird mit Ausbauannahmen für die regenerative Stromerzeugung modelliert, die zumindest für den relevanten Zeitraum als eher fragwürdig erscheinen.

Eine Auswertung von Szenarien mit ambitionierteren Ausbaupfaden für den Stromerzeugungsanteil erneuerbarer Energien zeigt weiterhin, dass der ggf. verminderte Netzausbau vor allem temporärer Natur ist bzw. der Netzausbau längerfristig in jedem Fall notwendig würde.

Mit Blick auf die Beiträge dezentraler Steuerungsmodelle zu einem ggf. verringerten Netzausbaubedarf zeigen die diesbezüglich aussagekräftigen Modellsimulationen, dass die regionale Verteilung der regenerativen Stromerzeugung das insgesamt entscheidende Erklärungsmerkmal für die unterschiedlichen Netzausbaubedarfe bleibt. Der Einfluss der Regionalisierung ist vor allem für die Windkraftkapazitäten an Land klar dominierend.

Hinsichtlich der Gesamtkosteneffekte unterschiedlicher Regionalisierungs- oder Steuerungsansätze lassen sich aus den vorliegenden Studien keine belastbaren quantitativen Schlussfolgerungen ziehen, da die analysierten Studien diese Aspekte nicht im notwendigen Umfang bzw. mit vergleichbaren Abgrenzungsansätzen untersuchen. Gleiches gilt für ökologische Faktoren wie Flächenverbrauch oder den Einfluss auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen.

In der Zusammenschau der drei Untersuchungsebenen lässt sich neben den genannten Erkenntnissen eine Reihe von Handlungsbedarfen und Handlungsempfehlungen ableiten. Diese betreffen erstens einen strukturierten Diskurs zur Klärung der Frage, ob und in welchem Modell bzw. mit welchen Zeithorizonten dezentrale (zellulare) Steuerungsansätze jenseits der Eigenverbrauchsoptimierung eingeführt bzw. als Variante für die Netzausbauplanung berücksichtigt werden könnten. Zweitens bedürfen die Annahmen zu Ausbau- und Offshore-Windkraftkapazitäten wie auch die PV-Stromerzeugung in hoher räumlicher Auflösung, zumindest aber auf Ebene der verschiedenen Zonen und insbesondere mit Blick auf die Zonen Süd und West. Die reale Flächenerschließbarkeit und Akzeptanz sollten hier in besonderem Maße Berücksichtigung finden. Drittens sollten dringend einheitliche Bewertungsraster für die Bilanzierung aller Kosten und Flächenbedarfe (jeweils für Erzeugungsanlagen, Flexibilitätsoptionen und Infrastrukturen) entwickelt werden, um für zukünftige Analysen auch hier Vergleichbarkeiten zu ermöglichen. Viertens wäre für bessere Vergleichbarkeit zukünftiger Analysen die Entwicklung einer pragmatischen Metrik hilfreich, mit der unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Modellierungsansätze der Umfang des Netzausbaubedarfs in vergleichbarer Weise beschrieben werden kann.

Die hier vorgelegte Metastudie bildet einen ersten umfassenden Versuch, die komplexe, an vielen Stellen von Narrativen geprägte sowie konzeptionell und datenseitig anspruchsvolle Materie im Spannungsfeld von Dezentralität und Netzausbau aufzuarbeiten. Eine Weiterführung dieses Analysestrangs erscheint dringend geboten.

## Summary

In the discourse about infrastructure expansion that is robust and for which public acceptance is assured, the relationship between decentralization and the future demands on power grid infrastructures is a critical issue. It includes the whole spectrum of applicable interrelationships, the myriad areas of tension and complexities of centrality, decentralization and so-called “cellular” approaches. The issue of decentralization – which is often handled very vaguely and (too) often features rather crude narratives – requires a nuanced, differentiated analysis.

In a first step the present study reviews and analyzes the different dimensions and aspects of decentralization of electricity generation based on literature reviews. This finds, first of all, that a purely technical approach to the relationship between decentralization and grid expansion (small vs. large installations, connected voltage level) is not a viable approach.

A crucial factor in the context of grid expansion is, firstly, the proximity of power generation plants to electricity customers. If a large share of the power generation is decentralized, the pressures on the electricity grid can naturally be reduced. Secondly, the proximity of the flexibility options (e.g. demand flexibility, storage, back-up capacities) to the electricity customers is of major importance, since such flexibility options will play a fundamental role in an electricity system based on renewable energies. All kinds of combinations of decentralized and centralized power generation options on the one hand and decentralized and centralized flexibility options on the other hand can arise and are useful with a view to the large range of flexibility profiles. Decentralized power generation options can only result in a lower need for grid expansion if decentralized flexibility options are also available.

The third aspect, however, is ultimately crucial: the control, coordination and market model, which combines consideration of generation and flexibility options and electricity demand. Within the framework of liberalized markets, i.e. with free decisions about production and supplier choice, large-scale (centralized) markets and prices will emerge and determine the use of flexibility options. Beyond optimization of self-consumption it is only possible to avoid or limit this if very extensive isolation of regional markets, e.g. regional monopolies or very restrictive pricing of infrastructure, is possible. As a result, lower power grid needs can only be reliably assumed if self-consumption concepts combine decentralized power generation and flexibility options or if small-scale “cellular” approaches (whereby electricity is produced and directly consumed without being fed into the grid) are used.

Even if the concrete implementation of “cellular” (market) systems or regional markets designed in other ways has not yet been specified in sufficient detail, a number of reliable statements can be made on a qualitative level about the implications of such models. Small-scale control approaches with high shares of decentralized power generation and flexibility options tend to lead to higher costs for power generation and flexibility options in the overall electricity system if the effects of the large-scale interplay of very different electricity demand and generation profiles (portfolio effects) do not arise.

As a consequence, higher power generation (due to energy losses of the flexibility options, curtailments, etc.) would initially be necessary since (for example) overarching emission reduction targets need to be met. A situation similar to the cost issue also arises with regard to the land requirements for all generation options in the electricity system with the exception of rooftop PV systems.



However, the effort and the implications with regard to the flexibility options would also increase. The additional costs involved could be limited if conventional fossil-fuel technologies (e.g. decentralized gas-fired power plants) are used, which would then lead to higher emission levels in the overall system that should, at the same time, be decarbonized as quickly as possible. If higher emissions are to be avoided, the costs of (decentralized) flexibility options will increase far above the particularly cheap options (which have a limited availability) (if, for instance, not yet matured options like electricity-based fuels would have to be used on a large scale).

From an economic perspective, the costs of the flexibility options should always be compared with the corresponding infrastructure costs. This issue cannot be robustly answered on a purely qualitative level. From an environmental perspective, the significant decrease in power grid capacities does not balance the additional land use and resource consumption described or the higher emission levels that may result.

In addition to the economic and environmental criteria, aspects such as innovation capabilities and acceptance issues are also substantially important. Decentralized technologies and decentralized coordination concepts have indisputable advantages due to their proximity to many relevant actors. However, the question must be raised of whether and to what extent decentralized concepts for power generation and, where applicable, for flexibility options and small-scale control models are needed to a large extent with respect to participation and innovation. Other, selectively designed ways of improving participation and innovation could also be considered.

Lastly, the purely qualitative analysis carried out in the first step also raises the question of whether and when decentralized control models with wide scopes need to be harmonized with the existing regulatory framework for European energy markets.

In a second step, data analyses (with a high spatial resolution) were conducted on the limits of potentials for absolute solar and wind power generation and on the corresponding demand structures (in both cases on a district level). These analyses initially completely exclude the cost or availability issues of flexibility options and contain only quantity balances with a high spatial resolution. They show that, firstly, there is a substantial concentration of demand in the industrial regions in the west and south and in the metropolitan regions of Germany. Secondly, very profitable solar power generation can come about particularly in southern Germany and with the roof potentials in metropolitan regions. Thirdly, very profitable wind power generation is available in north and northeast Germany and offshore. Fourthly and finally, challenges concerning the public acceptance of onshore wind power plants will have a restrictive effect on actionable potentials, especially in regions that are densely populated and have a high electricity demand.

On the level of federal states (*Länder*) these restrictions decrease but remain clearly evident. Even at the next aggregation level – a total of six regional areas (zones) – the role of electricity imports and exports remains important even if criteria such as costs, land use, emissions, etc., are excluded from the analysis.

Consistently small-scale (“cellular”) concepts were analysed on a district level. These could only be implemented without substantially increasing use of grid infrastructure when flexibility options are applied very widely, which would entail the above-mentioned implications (costs, emissions, etc.). The quantitative analysis also shows that the portfolio effects become stronger, the larger the cells are defined, i.e. larger cells decrease the need for flexibility options and the associated negative effects. It follows that even with cellular ap-



proaches applied to larger areas it must be assumed that, regardless of the technological requirements and the costs involved, transregional electricity imports and exports would arise to a significant extent. In any case it should be noted that aside from optimization of self-consumption, no practicable proposals have been made yet for consistently implemented small-scale market concepts.

In a third step, a comparative analysis is conducted for a wide range of models of the German electricity system that have different designs and use very different methodologies. Scenarios that calculate a 20% to 50% lower need for grid expansion have the following characteristics:

- The scenarios assume or determine a strong expansion of onshore wind energy in the “South” zone. The scope of the additional grid expansion resulting for 2030 and 2035 is three to four times, and in extreme cases six times, higher than the values assumed in the network development plans.
- A disproportionate expansion of onshore wind energy in the “West” zone is predominantly assumed or calculated. The additional grid expansion amounts to a factor of 2 to 3, and in two extreme cases to a factor of 7, higher than that assumed in the network development plans.
- Largely, albeit not consistently, a very strong expansion of solar power generation is assumed in the “South” zone. The capacities of PV systems in the “South” zone exceed that of the network development plans for 2030 and 2035 by a factor of 2 to 3.
- For 2030 the relationships between the remaining coal-fired power plant capacities and the necessary grid expansion depend to a great extent on how (additional) renewable power generation is regionalized. For 2035 the amount of coal-fired power generation no longer shapes the dimensions of electricity grid expansion.

The different assumptions of the potentials in the relevant literature were compared, with the result that assumptions for the expansion of onshore wind power generation and partly also for PV power generation for 2030/2035 in the “South” and “West” the zones may bring into question the limits of the potentials or that the modelling is conducted using questionable assumptions for the expansion of renewable power generation, at least for the period under discussion.

A review of scenarios with more ambitious expansion paths for power generation based on renewable energies in Germany shows that the decreased need for grid expansion is temporary and that grid expansion would nevertheless be necessary in the long term.

With a view to the contributions that decentralized control models make to decreases in grid expansion needs, the model simulations show that regional distribution of renewable power generation remains paramount for the differences in grid expansion needs. Regionalization is clearly the most influential parameter, especially with a view to onshore wind power capacities.

With regard to the overall cost effects of different regionalization or control approaches, no reliable quantitative conclusions can be drawn from the available literature since the studies analyzed do not examine these aspects to the extent necessary and do not use comparable approaches. The same applies to environmental factors such as land use or the impact on CO<sub>2</sub> emissions.

Viewing the three steps of the analysis overall, a number of recommendations for action can be derived in addition to the above-mentioned conclusions. Firstly, a structured discourse is needed to clarify whether and in which model or at what times decentralized (“cellular”) control approaches – aside from optimization of self-consumption – could be implemented or considered as a variant for grid expansion planning. Secondly, the assumptions for expansion limits of renewable power generation need to be validated. This is the case for onshore and offshore wind power capacities as well as PV power generation in high spatial resolution, at least for the zones and particularly the “South” and “West” zones in Germany. The real land potentiality and acceptance should receive special attention. Thirdly, there is an urgent need to develop a uniform assessment criteria for calculating all the costs and land requirements (for electricity generation plants, flexibility options and infrastructures) in order to enable comparability in future analyses. Fourthly, to improve the comparability of future studies, it would be helpful to develop a pragmatic metric that can be used to compare the grid expansion needs and take into account the different modeling approaches.

The present metastudy is the first comprehensive attempt to analyze the complex fields of tension between decentralization and grid expansion, which have been shaped by different narratives and present many conceptual and data challenges. Further research needs to be conducted on these aspects.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1.</b>	<b>Einführung und Hintergrund</b>	<b>13</b>
<b>2.</b>	<b>Spezifikation und konzeptionelle Einordnung von Zentralität, Dezentralisierung und zellularen Ansätzen</b>	<b>15</b>
<b>3.</b>	<b>Potenzialgrenzen</b>	<b>22</b>
3.1.	Vorbemerkungen	22
3.2.	Vergleichsbasis	22
3.3.	Zellulare Potenzialgrenzen	23
3.4.	Ausblick: Einbeziehung von Akzeptanzüberlegungen in die Wind-onshore-Ausbauplanung	29
3.5.	Zwischenfazit	31
<b>4.</b>	<b>Analyse vorliegender quantitativer Untersuchungen</b>	<b>34</b>
4.1.	Überblick	34
4.2.	Unterschiedliche Modellierungsansätze	35
4.3.	Unterschiedliche Regionalisierungsansätze	36
4.4.	Kurzbeschreibungen der Studien und Szenarien	37
4.5.	Regionalisierungsansätze im Vergleich	64
<b>5.</b>	<b>Synthese und Schlussfolgerungen</b>	<b>78</b>
<b>6.</b>	<b>Referenzen</b>	<b>85</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Dezentral, zentral, zellular: Die unterschiedlichen Dimensionen und Bewertungsaspekte	17
Abbildung 3-1:	Aggregationsebene des quantitativen Vergleiches der einzelnen Studien	23
Abbildung 3-2:	Jahresstromnachfrage auf Landkreisebene für das Szenariojahr 2030 (links) und 2050 (rechts)	24
Abbildung 3-3:	Jahresstromerzeugung PV (links) und Wind onshore (rechts) als maximales Potenzial auf Landkreisebene	25
Abbildung 3-4:	Theoretische Stromnachfragedeckung aus erneuerbaren Energien auf Landkreis- (links) und Flächenbundesland- (Mitte) und Zonen-Ebene (rechts), 2030	28
Abbildung 3-5:	Windstromerzeugung im Szenario NEP B 2030 (links) und ihre Veränderung in den Szenarien „dezentral“ (Mitte) und „gleichverteilt“ (rechts)	30
Abbildung 4-1:	Regionalisierungsansätze On- und Offshore-Wind, 2030	66
Abbildung 4-2:	Regionalisierungsansätze On- und Offshore-Wind, 2035	68
Abbildung 4-3:	Regionalisierungsansätze Wind, Ausblick	69
Abbildung 4-4:	Regionalisierungsansätze Fotovoltaik, 2030	70
Abbildung 4-5:	Regionalisierungsansätze Fotovoltaik, 2035	72
Abbildung 4-6:	Regionalisierungsansätze Fotovoltaik, Ausblick	72
Abbildung 4-7:	Regionalisierungsansätze Kohle, 2030	74
Abbildung 4-8:	Regionalisierungsansätze Kohle, 2035	74
Abbildung 4-9:	Regionalisierungsansätze Sonstige, 2030	75
Abbildung 4-10:	Regionalisierungsansätze Sonstige, 2035	76

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Zonen-Aggregation für den quantitativen Vergleich der einzelnen Studien	22
Tabelle 3-2:	Stromerzeugungspotenzial aus Windenergie (onshore) nach Bundesländern	27
Tabelle 3-3:	„Realistische“ Stromnachfragedeckung aus erneuerbaren Energien auf Landkreis- (links) und Flächenbundesland- (Mitte) und Zonen-Ebene (rechts), 2030	28
Tabelle 3-4:	Erzeugungspotenzial für Onshore-Windkraft in den Szenarien NEP B 2030, „gleichverteilt“ und „dezentral“	31
Tabelle 4-1:	Übersicht zu den Kurztiteln der Studien und Szenarien	65