

Analyse und Modellierung des Elektrizitätssystems in Großbritannien und Irland

Masterarbeit



Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
TU Graz

Autor:
Dipl.-Ing. Stephan Österbauer

Betreuer:
Dipl.-Ing. Gernot Nischler

Begutachter:
Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachiesl

A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18
Telefon: (+43 316) 873 - 7900
Telefax: (+43 316) 873 - 7910
<http://www.IEE.TUGraz.at>
<http://www.tugraz.at>

Graz / März - 2012



„panta rhei (Alles fließt)“

Heraklit von Ephesos

(ca. 550 v. Chr. - ca. 480 v. Chr., griech. Philosoph)

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich oder inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, 16.03.2012

Stephan Österbauer

STATUTORY DECLARATION

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources / resources and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

Graz, 16.03.2012

Stephan Österbauer

Danksagung

Ich möchte mich bei Herrn Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Mag.rer.soc.oec. Dr.techn. Heinrich Stigler dafür bedanken, dass ich am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz meine Masterarbeit schreiben konnte.

Besonders bedanken möchte ich mich für die hervorragende Betreuung durch Dipl.-Ing. Gernot Nischler. Aufgrund seiner Bemühungen und Sachkenntnis war es erst möglich meine Arbeit auf diesem Niveau abzuschließen. Auch gilt mein Dank allen Mitarbeitern des Instituts, die mir immer mit Rat und Tat zur Seite standen.

Vor allem richtet sich meine Danksagung an meine Familie und meine Freunde für ihre Unterstützung und ihr Verständnis während meines Studiums.

Kurzfassung

Titel:

Analyse und Modellierung des Elektrizitätssystems in Großbritannien und Irland

Schlüsselwörter:

Windkraft, Übertragungsnetz, Netzengpässe, Großbritannien, Irland

Im Zuge dieser Arbeit wurde eine Analyse des Elektrizitätssystems von Großbritannien und Irland durchgeführt. Damit sollte ein umfassendes Verständnis für die Elektrizitätssysteme der beiden Länder erlangt werden. Auch stellt sich die Frage der möglichen zukünftigen Umgestaltung der Elektrizitätssysteme unter den gegebenen Rahmenbedingungen. Der Schwerpunkt wurde dabei auf die Entwicklung des Übertragungsnetzes (DC-Lastfluss) im Zusammenhang mit dem massiven Ausbau der Windkraftanlagen in Großbritannien gelegt. Bei der Analyse wurde für das Höchstlastmonat Dezember eine stundengenaue Kraftwerkseinsatzoptimierung mit Berücksichtigung des Übertragungsnetzes des Jahres 2010 durchgeführt. In weiterer Folge wurde ein mögliches zukünftiges Szenario für das Jahr 2020 ausgewählt. Dadurch konnten kritische Netzsituationen erkannt und diese mit bestehenden Netzausbauplänen verglichen werden. Aufgrund der Ergebnisse der Analyse des Basisszenarios 2010 konnte die Plausibilität der Netzkonfiguration und der Modellierung bestätigt werden. Unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen, wurde eine gute Übereinstimmung der ermittelten Engpässe mit den geplanten Netzausbauprojekten festgestellt.

Abstract

Titel:

Analysis and modeling of the electricity system in Great Britain and Ireland

Keywords:

Wind power, transmission network, network bottlenecks, Great Britain,
Ireland

The intent of the following thesis, is an analysis of the electricity system of Great Britain and Ireland, leading to a comprehensive understanding of the electricity systems of the two countries. Additionally the question of a possible restructuring of the electricity system in the future, considering the given conditions is raised. The main focus was set on the development of the transmission network in connection with the intensive commissioning of wind turbines planned for the Future in the UK. For these examination the month December, which is showing a peak load characteristics, was analysed with an hourly power station utilisation optimization in consideration to the transmission network (DC-Loadflow) in 2010. Subsequently, a possible future scenario for the year 2020 was selected. This critical grid situations were identified and these are compared with existing network expansion plans. Based on the results of the analysis of the baseline scenario of 2010, the plausibility of the network configuration and modeling can be confirmed. Considering the assumptions made, the results from the analysis of the bottleneck matched the planned network expansion project very well.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	10
1.1	Zielsetzung der Arbeit	11
1.2	Aufbau der Arbeit	11
2	Das Elektrizitätssystem in Großbritannien	12
2.1	Allgemeine Rahmenbedingungen des britischen Elektrizitätssystems . . .	12
2.1.1	Topographie und Klima in Großbritannien	14
2.1.2	Energierohstoffe in Großbritannien	20
2.2	Erzeugung elektrischer Energie in Großbritannien	24
2.2.1	Kernkraftwerke in Großbritannien	29
2.2.2	Kohlekraftwerke in Großbritannien	30
2.2.3	Gaskraftwerke in Großbritannien	34
2.2.4	Ölkraftwerke in Großbritannien	36
2.2.5	Wasserkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke in Großbritannien	38
2.2.6	Onshore-Windkraftanlagen in Großbritannien	38
2.2.7	Offshore-Windkraftanlagen in Großbritannien	40
2.2.8	Sonstige erneuerbare Energieträger in Großbritannien	44
2.2.9	Kraftwerksverteilung in Großbritannien	49
2.3	Das Elektrizitätsnetz in Großbritannien	51
2.3.1	Übertagungsnetz in Großbritannien	52
2.3.2	Verteilernetz in Großbritannien	55
2.4	Bedarf an elektrischer Energie Großbritannien	57
2.4.1	Netzentnahmepunkte von Großbritannien	57
2.4.2	Bevölkerung von Großbritannien	58
2.4.3	Das Bedarfsverhalten in Großbritannien	63
2.5	Der Elektrizitätsmarkt in Großbritannien	66
2.5.1	Der Marktprozess in Großbritannien	67
2.5.2	Marktstruktur in Großbritannien	69
2.5.3	Marktpreise und Investitionen in Großbritannien	72
3	Das Elektrizitätssystem in Irland	76
3.1	Allgemeine Rahmenbedingungen des irischen Elektrizitätssystems	76
3.1.1	Topografie und Klima in Irland	77
3.1.2	Energierohstoffe in Irland	79

3.2	Erzeugung elektrischer Energie in der Republik Irland	83
3.2.1	Thermische Kraftwerke in der Republik Irland	87
3.2.2	Wasserkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke in der Republik Irland	90
3.2.3	On- und Offshore Windkraftanlagen in Irland	90
3.2.4	Sonstige Erneuerbare Energieträger in Irland	93
3.3	Das Elektrizitätsnetz der Insel Irland	96
3.3.1	Übertragungsnetz der Insel Irland	96
3.3.2	Verteilernetz der Insel Irland	98
3.4	Bedarf an elektrischer Energie in der Republik Irland	99
3.4.1	Netzentnahmepunkte in der Republik Irland	99
3.4.2	Bevölkerung der Republik Irland	99
3.4.3	Das Bedarfsverhalten in der Republik Irland	104
3.5	Der Elektrizitätsmarkt in Irland	106
3.5.1	Marktstruktur in Irland	107
3.5.2	Marktpreise in Irland	108
4	Entwicklung des Übertragungsnetzes in Großbritannien	110
4.1	Beschreibung der methodischen Vorgangsweise	110
4.2	Annahmen für die Analyse	116
4.3	Beschreibung des Szenario 2010	118
4.4	Beschreibung des Szenarios <i>Gone Green</i> für 2020	124
4.4.1	Rahmenbedingungen in den Sektoren Wirtschaft, Wärme und Trans- port	126
4.4.2	Interconnectoren im Szenario <i>Gone Green</i>	130
4.4.3	Verbrauch elektrischer Energie im Szenario <i>Gone Green</i>	131
4.4.4	Erzeugung von elektrischer Energie im Szenario <i>Gone Green</i>	132
4.5	Auswertung der Ergebnisse der Systemanalyse 2010 u. 2020	137
4.5.1	Darstellung der Ergebnisse für die Analyse 2010	138
4.5.2	Darstellung der Ergebnisse für die Analyse 2020	149
4.6	Schlussfolgerung und Zusammenfassung der Entwicklungsanalyse des bri- tischen Übertragungsnetzes	158
5	Zusammenfassung	160

6 Verzeichnisse	162
Abkürzungsverzeichnis	162
Abbildungsverzeichnis	164
Tabellenverzeichnis	168
Literatur	169

1 Einleitung

Die Erreichung der Klima- und Energieziele 20-20-20 der Europäischen Union ist eine der zentralen Fragestellungen in der europäischen Elektrizitätswirtschaft. Um diese Zielvorgaben bewältigen zu können, muss es unter anderem zu einer erfolgreichen Integration der Windkraft in das europäische Elektrizitätssystem kommen. Zunehmend spielt dabei die Energieerzeugung aus Offshore-Windkraftanlagen in der Nord- und Ostsee eine bedeutende Rolle. Das Elektrizitätssystem des Vereinigten Königreichs und damit auch das Elektrizitätssystem der Republik Irland sind derzeit mit Interconnectoren mit dem synchronen Netzbereich der ENTSO-E CE-Region (Kontinentaleuropa) verbunden. Die Analyse und Modellierung dieses Systems in realwirtschaftlicher Dimension (Erzeugung, Übertragung und Verbrauch) ist daher insbesondere in der Erwartung der zukünftigen Entwicklungen hinsichtlich eines Offshore-Grid in der Nordsee von besonderer Aktualität.

Im Climate Change Act 2008 verpflichtet sich das Vereinigte Königreich zur Reduktion der Treibhausgas-Emissionen um mindestens 34 % bis 2020 und 80 % bis 2050. Als Vergleichsjahr dient das Jahr 1990. Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009 (2009/28/EG) der EU erfordert, dass der Anteil der erneuerbaren Energien eine Höhe von 15 % bis zum Jahr 2020 erreicht. Diese ambitionierten Ziele bedeuten für den Elektrizitätssektor einen Anteil von 30 % der erneuerbaren Energien am gesamten Strombedarf bis 2020. Dies führt im Elektrizitätssystem des Vereinigten Königreichs zu mehreren tiefgreifenden Veränderungen. [[Para](#)]

- Die Stilllegung bestehender Kraftwerke von 20 GW bis 2020
- Ein signifikanter Anstieg der erneuerbaren Energien (insbesondere Windkraft)
- Ein massiver Anstieg des Strombedarfs bis 2050 (Transport, Wärme)

Die Irische Republik hat sich zum Ziel gesetzt, dass die erneuerbaren Energien einen Anteil am Gesamtverbrauch von 16 % bis zum Jahr 2020 erreichen. Dieses Ziel hat unterschiedlichen Auswirkungen auf die Sektoren Elektrizität, Transport und Wärme. Für den Sektor Elektrizität bedeutet dies einen Anteil von 40 % der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020. Der Sektor Transport soll einen Anteil von 10 % und der Sektor Wärme soll einen Anteil von 12 % an erneuerbaren Energien bis 2020 erreichen. [[Susc](#)]

1.1 Zielsetzung der Arbeit

Das Ziel dieser Arbeit ist es, ein umfassendes Verständnis für das Elektrizitätssystem in Großbritannien und Irland zu gewinnen. Im Kontext zu den bereits beschriebenen gesamteuropäischen Rahmenbedingungen und der sich in einem starken Wandel befindlichen Elektrizitätssysteme der britischen Inseln ist auch die zukünftige Entwicklung und deren Auswirkungen insbesondere auf das Übertragungsnetz von Interesse.

Zu diesem Zweck soll eine Analyse des bestehenden Elektrizitätssystem in Großbritannien und Irland durchgeführt werden. Die Modellierung möglicher zukünftiger Szenarien wird auf das Elektrizitätssystem von Großbritannien beschränkt. Als Basis für das Modell soll eine umfangreiche Datenbank für die bestehenden Kraftwerke und für die zukünftigen Kraftwerksprojekte erstellt werden. Ebenfalls soll das bestehende Übertragungsnetz der britischen Inseln und die bis dato bekannten Netzausbauprojekte recherchiert werden. Die wirtschaftliche Entwicklung der wichtigsten Erzeugungsunternehmen in Großbritannien und Irland ist ebenso von Interesse.

Die realwirtschaftlichen Komponenten der Elektrizitätssysteme in beiden Ländern werden in weiterer Folge in das Simulationsmodell ATLANTIS eingebunden. Dieses Modell wurde am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der Technischen Universität Graz entwickelt und dient dazu die europäische Elektrizitätswirtschaft realwirtschaftlich und nominalwirtschaftlich darzustellen. [Guta]

1.2 Aufbau der Arbeit

Der erste Teil der Arbeit befasst sich mit dem Elektrizitätssystem in Großbritannien. Um das bestehende Elektrizitätssystem zu verstehen, werden alle für die Elektrizitätswirtschaft relevanten Bereiche untersucht und die Eckpunkte zusammengefasst. Hierbei wird sowohl versucht auf die historische als auch auf die zukünftige Entwicklung einzugehen. Im zweiten Teil der Arbeit wird dieselbe Herangehensweise auf das irische Elektrizitätssystem angewendet. Den dritten Teil der Arbeit umfasst die Fragestellung der möglichen Entwicklung des Übertragungsnetzes in Großbritannien. Wobei hier eine tiefgehende Analyse der zu erwartenden zukünftigen Netzengpässe durchgeführt wird.

2 Das Elektrizitätssystem in Großbritannien

Die Insel Großbritannien ist die flächenmäßig größte Insel der Britischen Inseln. Dieser Archipel liegt im Nordwesten von Kontinentaleuropa. Zu dieser Inselgruppe werden außerdem noch die nächstgrößere Insel Irland, die Gruppe der Hebriden und Orkney Inseln, die Shetlandinseln, die Insel Wight, die Insel Anglesey, die Scilly-Inseln, die Insel Man und die Kanalinseln gezählt.

Politisch umfasst das Vereinigte Königreich von Großbritannien und Nordirland alle Inseln außer dem südlichen Teil der Insel Irland. Das Vereinigte Königreich von Großbritannien und Nordirland wird auch kurz Vereinigtes Königreich oder im englischen United Kingdom genannt. Wobei zu erwähnen ist, dass die Insel Man und die Kanalinseln nicht dem souveränen Staat des Vereinigten Königreichs angehören und somit einen politischen Sonderstatus erhalten auf dem in dieser Arbeit nicht näher eingegangen wird. Das Vereinigte Königreich wird politisch in vier *Constituent Countries* unterteilt. Diese vier Countries sind England, Wales, Schottland und Nordirland. Die oben angeführten Information wurden aus [\[Off\]](#) entnommen.

Für die Analyse des Elektrizitätssystems der Britischen Inseln wurde die Arbeit in die zwei große Teilbereiche Großbritannien und Irland eingeteilt. In diesem Abschnitt soll das Elektrizitätssystem von Großbritannien näher betrachtet werden. Dies umfasst daher vor allem die Hauptinsel Großbritannien und alle anderen Inseln die zum Vereinigten Königreich gehören. Die Insel Irland mit dem zum Vereinigten Königreich gehörenden Nordirland werden im Kapitel 3 behandelt.

Die Übertragungsnetzbetreiber der Netzgebiete von Großbritannien und Irland sind Mitglieder des Verbandes der *European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)*. Die Netzgebiete sind nur mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen (HGÜ) miteinander verbunden und stellen daher kein synchrones Verbundnetz dar. [\[Eura\]](#)

2.1 Allgemeine Rahmenbedingungen des britischen Elektrizitätssystems

Um eine eingehende Analyse eines Elektrizitätssystems eines Landes durchführen zu können, muss man sich zuerst einen Überblick über alle relevanten Rahmenbedingungen verschaffen. Dadurch werden die Ursachen gewisser nationaler und lokaler Besonderheiten besser erklärbar und man erhält ein umfassenderes Verständnis für das System.

Auf die Elektrizitätswirtschaft hat eine große Anzahl von Faktoren eine Bedeutung.

Davon haben die Punkte Topographie, Klima und Energierohstoffe den größten Einfluss. Die Topographie und das Klima sind zwei der Rahmenbedingungen in einem Elektrizitätssystem. Sie geben die möglichen Potentiale und Standorte für die Umwandlung der zur Verfügung stehenden Primärenergie in Endenergie und schlussendlich in Nutzenergie vor. Dies gilt insbesondere für die Nutzung von Wasserkraft, Windkraft und Solarenergie zur Erzeugung elektrischer Energie. Durch die Topographie und das Klima werden nicht nur die Art und Verteilung der Erzeugungseinheiten direkt beeinflusst, sondern auch indirekt die Bevölkerungsverteilung und damit auch maßgeblich die Verbrauchsaufteilung. Ebenfalls ist das in der betrachteten Region vorhandene Rohstoffvorkommen ein entscheidender Faktor für die Entwicklung bestimmter Elektrizitätswirtschaftlicher Charakteristika. Wobei unter dem Begriff der Rohstoffe nicht nur die klassischen Arten wie zum Beispiel Erdöl, Erdgas und Kohle zu verstehen sind. In diesem Zusammenhang muss man sich natürlich auch die Potentiale für die Nutzung von Windkraft und Photovoltaik vor Augen führen. Diese hängen natürlich maßgeblich von den vorzufindenden topographischen Gegebenheiten ab. Daraus wird ersichtlich, dass die meisten Faktoren die ein Elektrizitätssystem beeinflussen nicht getrennt betrachtet werden können, da sie gegenseitig in Wechselwirkung miteinander stehen.

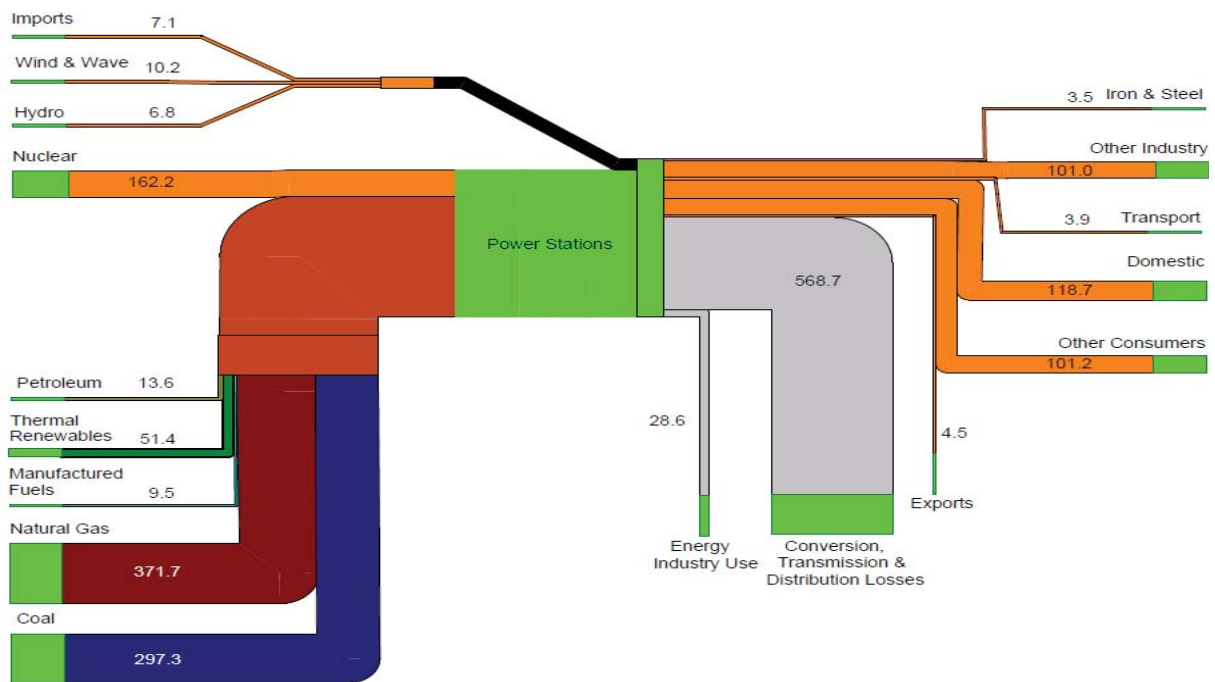


Abbildung 1: Energieflussbild des Elektrizitätssystems in Großbritannien 2010 (TWh) Quelle: [Depec] S. 118

Man erhält ebenfalls einen umfassenden Überblick über das Elektrizitätssystem eines Landes, wenn man das Flussbild der elektrischen Energie genauer betrachtet. Das Flussbild des Vereinigten Königreichs aus dem Jahr 2010 ist in der Abbildung 1 dargestellt.

Es werden rund 80 % der benötigten elektrischen Energie aus fossilen Energieträgern produziert. Aus den sogenannten Primärquellen stammen die restlichen 20 %. Unter dem Begriff Primärquellen fallen die nukleare Erzeugung und die Produktion aus Wasserkraftwerken und Windkraftanlagen.

Betrachtet man die Importe und Exporte in der Abbildung 1 im Vergleich zum Vorjahr, so stiegen die Importe um 8,1 % und die Exporte um 20 %. Bildet man die Differenz aus Export und Import so erhält man den Nettoimport bzw. den Nettoexport. Im Jahr 2010 wurde ein Nettoimport in der Höhe von 2,6 TWh verzeichnet. Dies entspricht einem Rückgang bezogen auf 2009 um 6,9 %. Wobei 98 % dieser Importe aus dem kontinentalen Europa stammen. Diese kontinentalen Importe sind im Vergleich zum Vorjahr um 10 % gefallen. Die Exporte nach Irland gehen im selben Zeitraum um 37 % zurück.

Nach einer Phase der Rezession in Großbritannien steigt der Verbrauch im Jahr 2010 wieder an. Fasst man alle Verbrauchssektoren zusammen wird eine Steigerung von 1 % auf 384 TWh gegenüber dem Jahr 2009 erreicht. Der Sektor Inlandsverbrauch verzeichnet hierbei ein leichtes Wachstum um 0,1 %. Wobei dieses Wachstum vor allem durch ein sehr kaltes Quartal am Jahresende beeinflusst wird. Zusätzlich wird der Inlandsverbrauch durch einen sich erholenden Dienstleistungs- und Landwirtschaftssektor angekurbelt. Eine Steigerungsrate von 3,6 % auf 104 TWh wird im Sektor Industrie verzeichnet. Wobei sich dieser Sektor noch immer auf einem tiefen Niveau im Vergleich zu den Jahren vor der Rezession befindet. Besonders stark macht sich die Rezession in der Eisen- und Stahlindustrie bemerkbar. Nachdem bereits im Jahr 2009 ein Rückgang des Elektrizitätskonsums um 23 % verzeichnet wird, kommt es im Jahr 2010 zu einem weiteren Abnahme der Nachfrage um 4,3 % oder 3,5 TWh. [Depec] S. 119

2.1.1 Topographie und Klima in Großbritannien

Großbritannien kann grob in zwei unterschiedliche Landschaftsformen unterteilt werden. Als Grenze wird dabei die Tees-Exe Linie definiert. Dabei handelt es sich um eine gedachte Linie zwischen den Mündungen der Flüsse Tees in Yorkshire und Exe in Devon. Die Landschaftsform nördlich dieser Grenze wird als Hochland und der südliche Teil als Tiefland bezeichnet. Im Hochland herrschen schroffe Hügel und niedrige Berge vor. Im Vergleich dazu sind die Erhebungen im Tiefland flache Hügel. Die topographische Karte der Abbildung 2 zeigt die Beschaffenheit des Terrains im Detail. [Cenb]

Die Fläche des Vereinigten Königreiches beträgt 243.610 km². Die Küstenlänge besitzt eine Länge von 12.429 km. Die höchste Erhebung der gesamten britischen Inseln ist der Berg *Ben Nevis* in Schottland mit 1.343 m. Der Großteil der Landesfläche wird für landwirtschaftliche Zwecke verwendet. Der Anteil an der Gesamtfläche beträgt 19 % Ackerland und 51 % Gras- und Weideland. Nur 11 % des Landes sind von Wald bedeckt. Für Städte und Siedlungen werden 16 % der Fläche verbraucht. Der längste Fluss in Großbritannien ist der *Severn* mit 354 km und das größte Gewässer ist das *Loch Lomond* mit 71 km². [[Cenb](#)] [[Offf](#)]

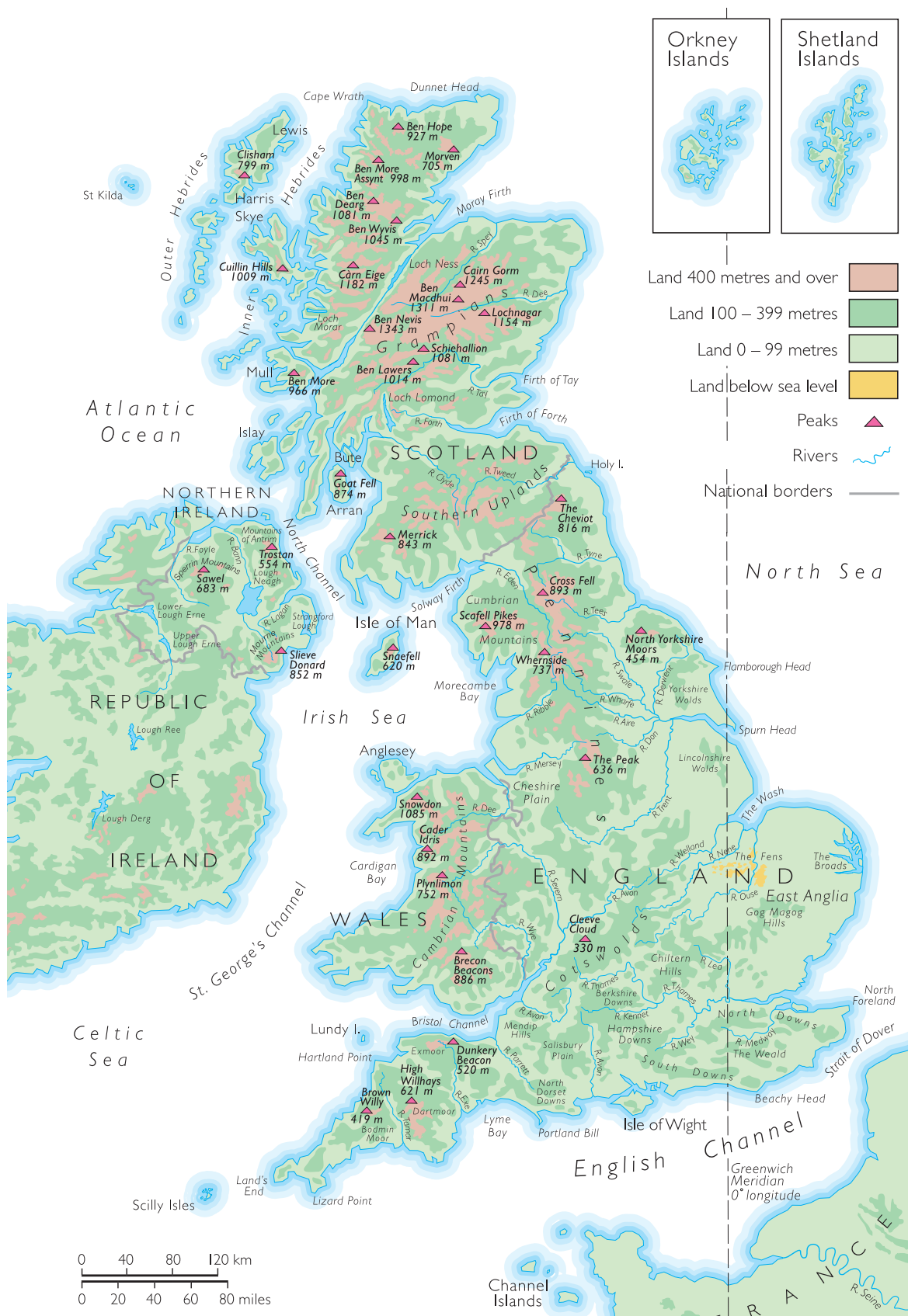


Abbildung 2: Topographische Landkarte Vereinigtes Königreich Quelle: [Offi]

Die Hauptinsel der Britischen Inseln liegt zwischen dem 50. und 60. nördlichen Breitengrad. Im selben geographischen Abschnitt liegen die Städte Moskau, Stockholm und Montreal. Aufgrund des angrenzenden Nordatlantiks und des Golfstroms liegt Großbritannien in einer Linie mit vorwiegend westlichen Winden. Diese Winde transportieren Tiefdruckgebiete und die damit verbundenen Schlechtwetterfronten über die Britischen Inseln in Richtung Osten. Dies erklärt die sich sehr schnell ändernden Wetterbedingungen und die hohen Niederschlagswerte. Beide Merkmale sind relevante meteorologische Ereignisse für die Elektrizitätswirtschaft.

Die Luftströme nach Großbritannien stammen aus sehr kalten oder sehr heißen Klimazonen. Wenn diese Luftströme an die britische Küste gelangen, werden aber nur mehr sehr gemäßigte Temperaturen erreicht. Für diesen Effekt ist wieder der umgebende Ozean verantwortlich. Die Konsequenz daraus ist, dass die Sommer in Großbritannien kühler und die Winter milder sind als im kontinentalen Europa. Der 30 Jahre Temperaturdurchschnitt erreicht im Januar einen Tiefpunkt von -5 °C und im Juli einen Höchstwert von 19 °C .

Durch die geographische Lage der Inseln und der daraus resultierenden relativen Schrägstellung zur Sonne, kommt es zu einer hohen Anzahl an Sonnenstunden im Sommer und einer niedrigen Anzahl Sonnenstunden in den Wintermonaten. Man spricht auch von einer ausgeprägten saisonalen Schwankung. Im Norden von Schottland kommt es daher im Hochsommer zu einem 18 stündigen Tag und einer nur halbdunklen Nacht. Generell herrschen in den gebirgigen Regionen in Schottland und Wales niedrigere Temperaturen, höherer Niederschlag und weniger Sonnenstunden. Je weiter man sich im Norden befindet, umso ausgeprägter werden diese Unterschiede. Der Grund ist die gehäufte Bildung von Wolken und Nebel in den Gebirgsregionen. Die Schwankungsbreite der durchschnittlichen Sonnenstunden eines Jahres in den einzelnen Regionen von Großbritannien bewegt sich zwischen 700 h und 1900 h. [Natg]

In Deutschland beträgt die Anzahl der Sonnenstunden im langjährigen Mittel zwischen 1.300 h und 2.000 h. Die Daten für das langjährige Mittel der jährlichen Sonnenstunden der Messstation am Gibraltar in Spanien (Britisches Überseegebiet) erreichen eine Höhe von 2.665 h. [Deu]

Die meisten Niederschläge werden in den westlichen Regionen beobachtet. Da die meisten Gewitter aus westlicher Richtung heranziehen, regnen sich diese auch an den westlichen Gebirgsflanken ab. Daher liegt der Osten des Landes in dem sogenannten Regenschatten. Die jährlichen Niederschlagswerte liegen zwischen 5.000 mm in den westlichen Highlands von Schottland und 500 mm in East Anglia.

Die stärksten Winde treten immer in Verbindung mit durchziehenden Tiefdruckgebieten auf. Da die meisten Tiefdruckgebiete in den Wintermonaten vorkommen, sind die stärksten Winde auch in dieser Zeit zu beobachten. Es kommt auch zu einer Häufung der Stürme an den Küsten. Hierbei spricht man ab einer Windgeschwindigkeit von 17,5 m/s von einem Sturm. Der 30 jährige Jahresdurchschnitt der mittleren Windgeschwindigkeit bewegt sich zwischen 3 und 13 m/s. [Natg]

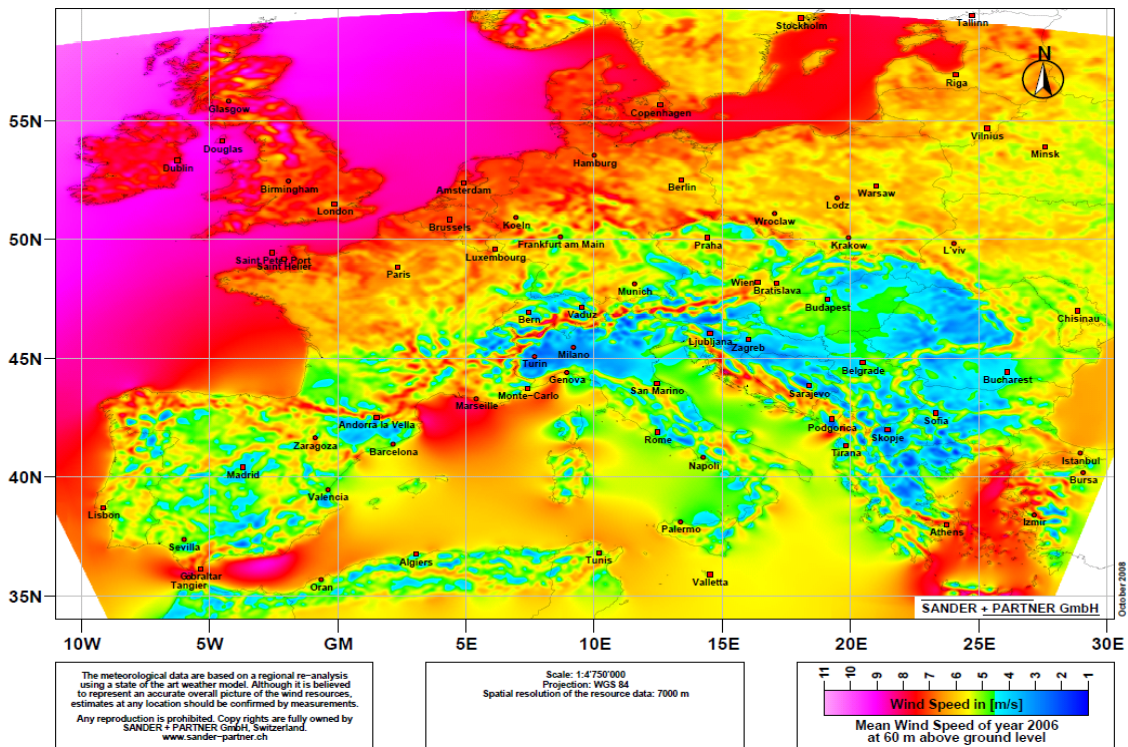


Abbildung 3: Mittlere Windgeschwindigkeit über Europa Quelle: [Wol] S. 4

In der Abbildung 3 ist die mittlere Windgeschwindigkeit in 60 Metern Höhe für ganz Europa angegeben. Aus dieser Darstellung ist ersichtlich, dass die britischen Inseln gegenüber den meisten anderen Standorten in Europa eine höhere mittlere Windgeschwindigkeit aufweisen.

Um das Klima von Großbritannien besser zu veranschaulichen werden in den Abbildungen 4 bis 6 ausgewählte Messstationen gegenübergestellt. Die Klimadiagramme zeigen die Temperaturen in °C, die Sonnenstunden pro Tag und die Regentage je Monat. Die Klimadiagramme sind von Norden nach Süden geordnet. Man erkennt, dass die Sonnenstunden je Tag von der Messstation im Norden (Kinloss) bis zur Messstation im Süden (Plymouth) zunehmen. Auffällig ist auch die erhöhte Anzahl an Regentagen je Monat in Liverpool im Vergleich zu den beiden anderen Messstationen. Der Grund dafür ist, dass die Stadt Liverpool an der Westküste von Großbritannien liegt und daher auch vor

der Wetterscheide. Die beiden anderen Messstationen liegen im Regenschatten.

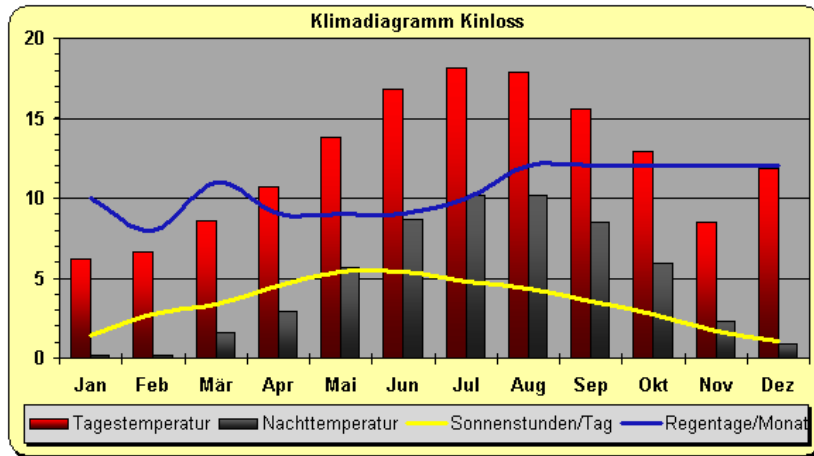


Abbildung 4: Klimadiagramm Kinloss im Norden von Großbritannien Quelle: [Ite]

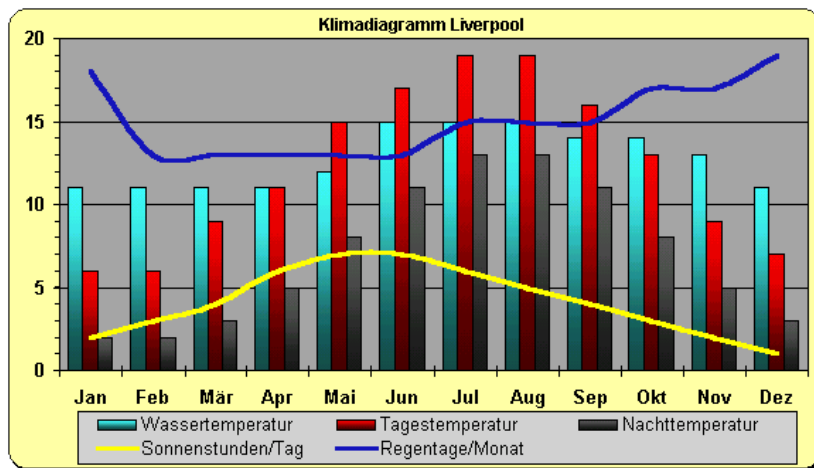


Abbildung 5: Klimadiagramm Liverpool in der Mitte von Großbritannien Quelle: [Ite]

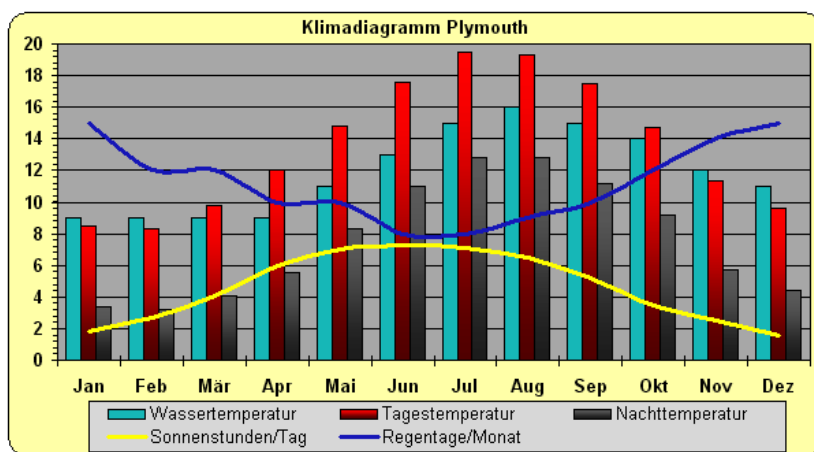


Abbildung 6: Klimadiagramm Plymouth im Süden von Großbritannien Quelle: [Ite]

2.1.2 Energierohstoffe in Großbritannien

Der Begriff Rohstoffe soll sich in diesem Kapitel vor allem auf die für den Elektrizitätssektor relevanten Ressourcen beschränken. Das sind in erster Linie Kohle, Öl und Erdgas. In einer weiteren Auslegung dieses Begriffes geht es auch um die möglichen Potentiale für Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik und sonstigen erneuerbaren Energieträgern. Das Vereinigte Königreich und insbesondere Großbritannien sind reich an natürlichen Ressourcen. Im Jahr 2009 besitzt das Vereinigte Königreich, laut [Eurf] mit 26,6 %, die viert niedrigste Energieabhängigkeit in der EU. Die Abbildung 7 zeigt den historischen Verlauf der Energieabhängigkeit seit dem Jahr 1970.

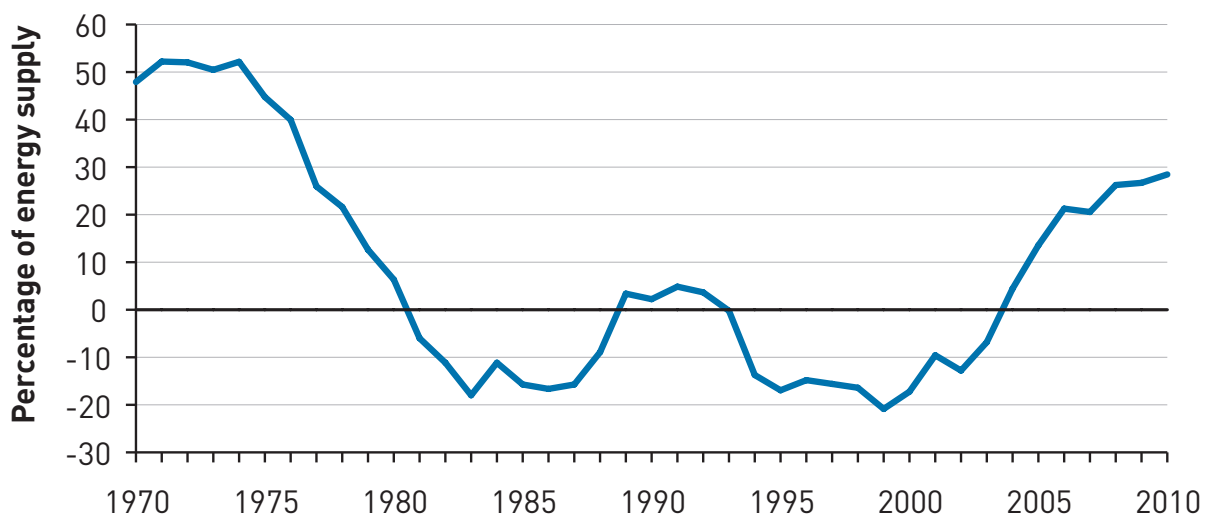


Abbildung 7: Die Energieimportabhängigkeit des Vereinigten Königreiches von 1970 bis 2010 Quelle: [Depi] S. 11

Die Energieabhängigkeit des Vereinigten Königreiches wird durch eine längere Periode des Exportes im Zeitraum von 1981 bis 2004 gekennzeichnet. Unterbrochen wird diese Exportphase durch das schwere Unglück auf der Bohrinsel *Piper Alpha* in den späten 1980ern. Diese Bohrinsel förderte zum damaligen Zeitpunkt etwa 10 % der gesamten Erdöl- und Erdgasproduktion der Nordsee zutage. Die Grafik zeigt eine starke Abhängigkeit zu den im *United Kingdom Continental Shelf* geförderten Erdgas- und Rohölmengen. Wie in der Abbildung 8 zu erkennen ist wurde die Spitze der Produktion im Jahr 1999 erreicht. Seit diesem Zeitpunkt sind die produzierten Mengen rückläufig. Dadurch wurde das Vereinigte Königreich ab dem Jahr 2004 wieder zu einem Nettoimporteur von Primärenergie. Im Jahr 2010 wird bereits 28 % der benötigten Energie im Vereinigten Königreich durch Importe abgedeckt. [Depi] S. 11

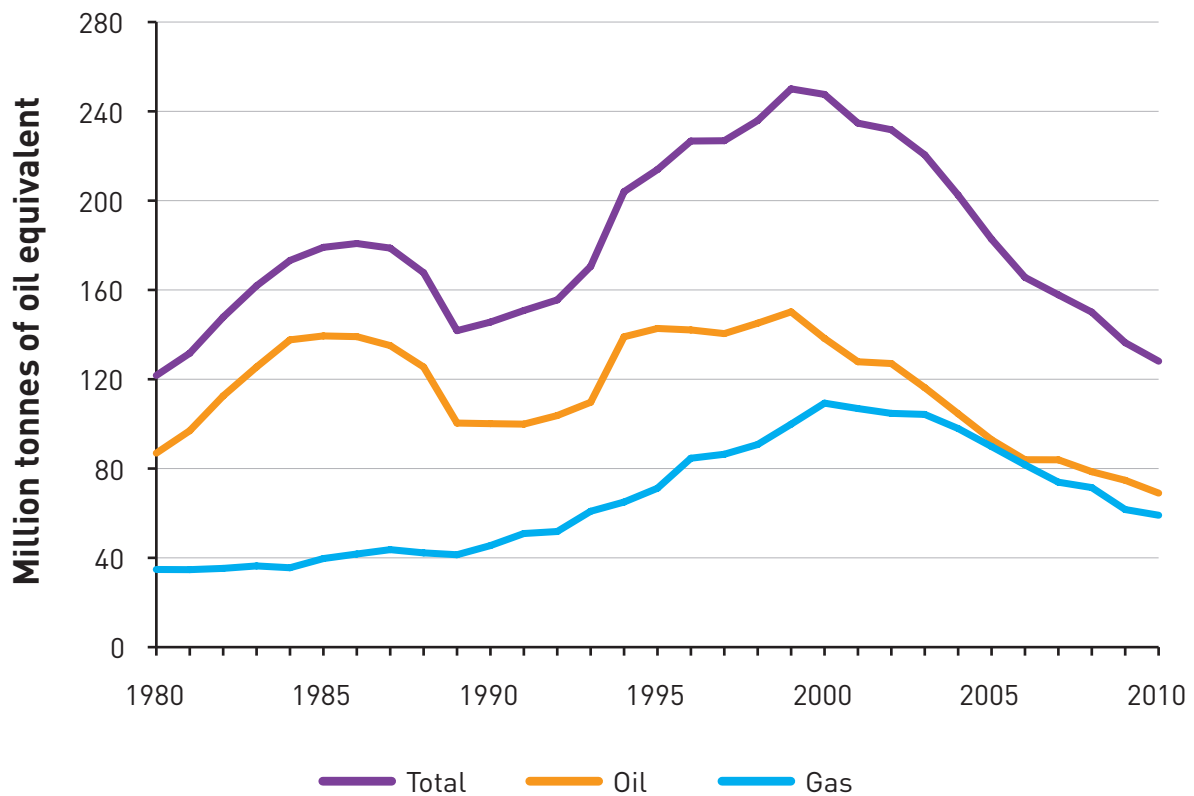


Abbildung 8: *United Kingdom Continental Shelf* Erdöl- und Erdgas Produktion von 1980 bis 2010
 Quelle: [Depi] S. 25

Die Gesamtproduktion des *United Kingdom Continental Shelf* ist ab dem Jahr 2000 rückläufig. Seit diesem Zeitpunkt schrumpft die Ölproduktion um 7 % und die Gasproduktion um 6 % pro Jahr. [Depi] S. 25

Aufgrund der Bedeutung der Erdgas- und Rohölproduktion für die Elektrizitätswirtschaft, ist das gesamte System von der Rohstoffverteilung über die Produktion bis zum Transport in der Abbildung 10 dargestellt. Aufgrund der sich verringernden Produktionsmengen wird bereits über eine neue Verwendungsmöglichkeit der ausgebeuteten Gasfelder nachgedacht. Zur Diskussion stehen die Möglichkeiten der Erdgasspeicherung und der CO₂-Speicherung.

Wie aus der Abbildung 9 zu erkennen ist, sind nicht nur die Produktionsmengen von Erdöl und Erdgas von einem starken Rückgang betroffen sondern auch die von Kohle. Die Erzeugungsmengen der Primärelektrizität sind hingegen nahezu gleichbleibend. Unter dem dem Begriff Primärelektrizität versteht man die Produktion elektrischer Energie aus Atomkraft, Laufkraftwerken und Windkraftanlagen.

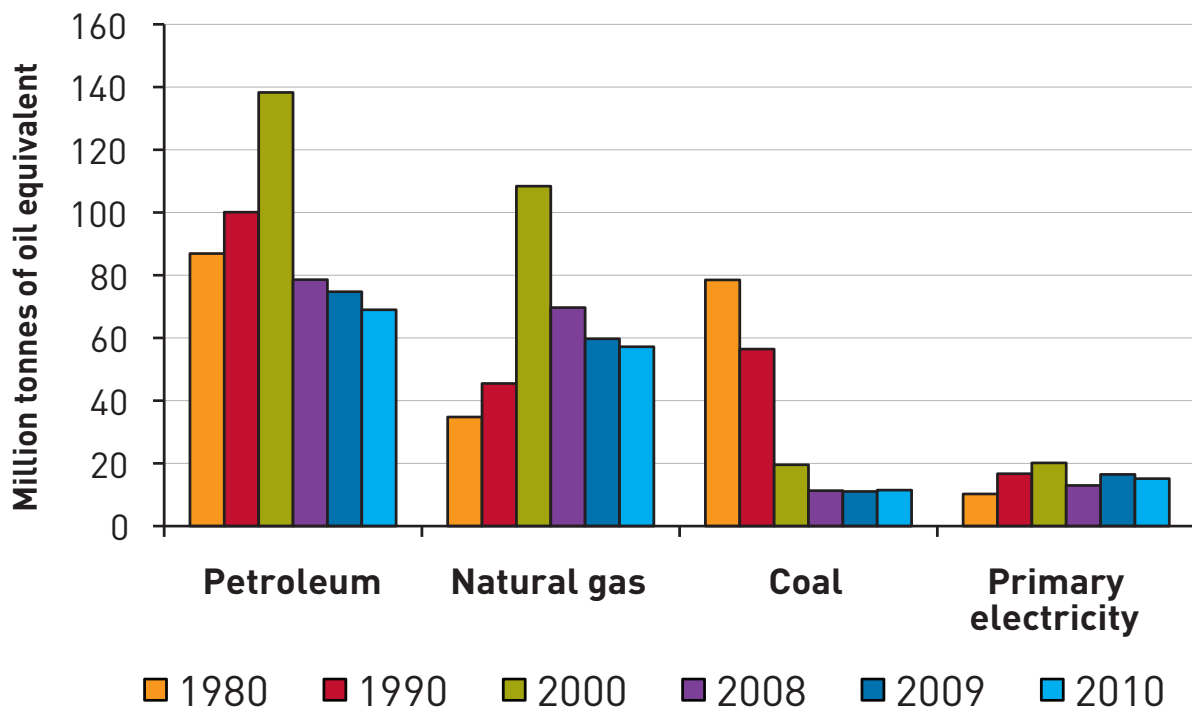


Abbildung 9: Produktion von Primärenergie im Vereinigten Königreich von 1980 bis 2010 Quelle: [Depi] S. 8

Die Produktion von Primärenergie aus sonstigen erneuerbaren Quellen beträgt im Jahr 2010 5,3 Millionen Tonnen Öl-Äquivalent (Mtoe) und ist in der Abbildung 9 nicht angeführt. Die Summe der Produktionen der Primärenergieträger aller in Abbildung 9 angeführten Arten und der erneuerbaren Energien erreichte im Jahr 2000 seinen historischen Höchststand von 288,7 Mtoe und fiel seitdem um 45 %. [Depi] S. 8

Zum Thema Kohle wird sehr detailliert im Kapitel 2.2.2 Kohlekraftwerke eingegangen. In der Abbildung 14 ist die Verteilung der britischen Kohlekraftwerke- und Häfen ersichtlich. In weiterer Folge wird auf das sogenannte *UK Energie Gap* näher eingegangen. Dabei geht es um die Abschaltungen eines sehr großen Teils der britischen Kohlekraftwerke aufgrund der EU-Richtlinie zur Begrenzung von Schadstoffemissionen von Großfeuerungsanlagen. [Eure]

Ebenfalls werden in den folgenden Kapiteln zum Thema Erzeugung die möglichen Potentiale zu den erneuerbaren Energien behandelt.

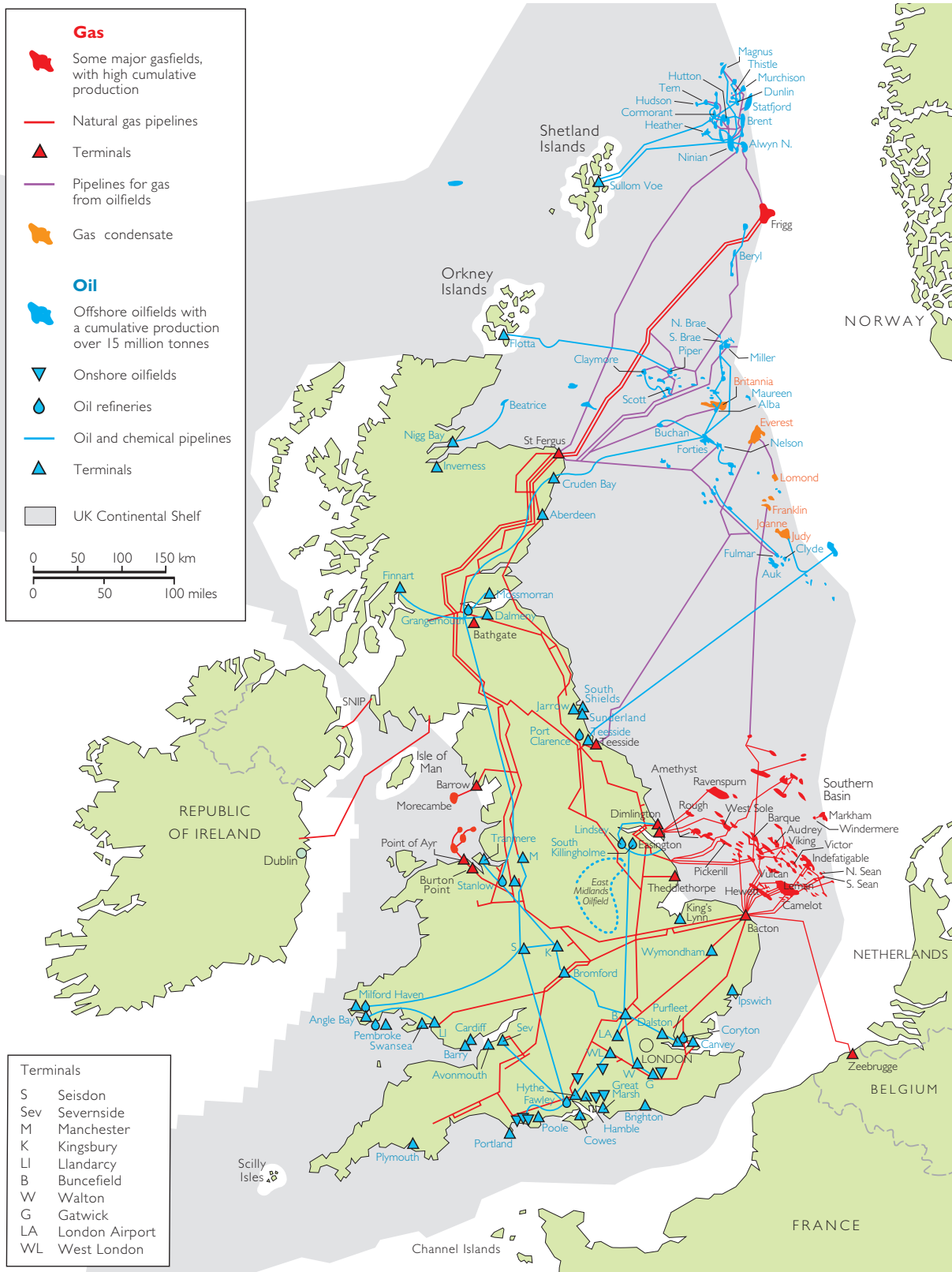


Abbildung 10: Gas- und Ölproduktion im Vereinigten Königreich Quelle: [Offe]

2.2 Erzeugung elektrischer Energie in Großbritannien

Die installierten Kraftwerkskapazitäten in Großbritannien belaufen sich im Jahr 2010 auf rund 90 GW. Dies ist ein Zuwachs gegenüber dem Vorjahr um 6 Prozent. Der Grund dafür liegt in der Fertigstellung mehrerer Gas- und Dampfkraftwerke (*GuD*) in der Größenordnung von 4,9 GW. Die Produktion elektrischer Energie beläuft sich inklusive der Produktion aus Pumpspeicherkraftwerken auf 381 TWh. Damit wird ein Anstieg von 1,2 % im Vergleich zu 2009 erreicht. Wie aus der Abbildung 11 leicht zu erkennen ist wird der britische Kraftwerkspark von thermischen Kraftwerken dominiert. Dies hängt in erster Linie mit der Topographie des Landes und der damit geringen Nutzungsmöglichkeit der Wasserkraft zusammen. Ein zweiter entscheidender Faktor ist das hohe Vorkommen von den Primärenergieträgern Kohle und Erdgas im eigenen Land. [Depc] S. 117

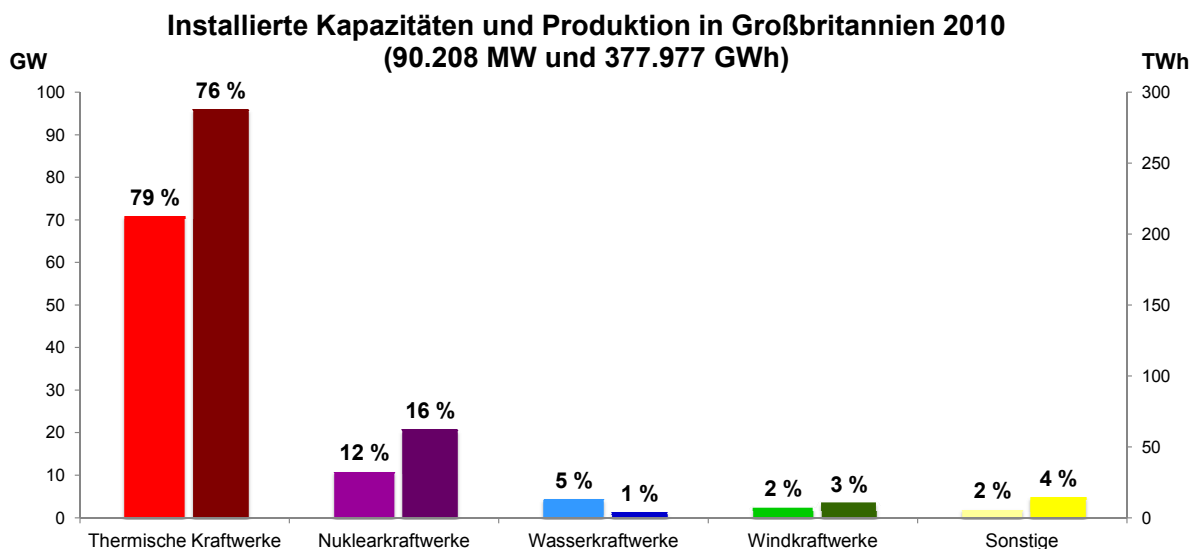


Abbildung 11: Installierte Kapazität und Produktion in Großbritannien 2010 Quelle: eigene Darstellung, Daten entnommen aus [Depd] und [Depg]

Betrachtet man die Produktion elektrischer Energie nach dem verwendeten Brennstoff, ist vor allem die Produktion aus Erdgas mit 46 % dominierend. Aus der Abbildung 12 ist ersichtlich, dass Kohle mit 28 % den zweithöchsten Anteil an der Erzeugung hat. Aufgrund des verstärkten Einsatzes in der zweiten Jahreshälfte 2010 stieg die Produktion aus Kohlekraftwerken um 1 %. Die Produktion aus Kohlekraftwerken hängt immer mit der Temperatur in den Wintermonaten zusammen. Dies erklärt sich durch eine erhöhte Nachfrage an elektrischer Energie zu Heizzwecken. 2010 war in dieser Hinsicht um 1,1 Grad kühler als 2009 und wurde durch den kältesten Dezember seit langem ge-

kennzeichnet. Ein weiterer Einflussfaktor ist die Substitution von Gaskraftwerken durch Kohlekraftwerke aufgrund des hohen Gaspreises. [Depc] S. 117

Die dritthöchste Produktion erzielen die Kernkraftwerke mit einem Anteil von 16 % an der Gesamtproduktion. Dies entspricht einer absoluten Reduktion des Anteils gegenüber dem Jahr 2009 um 2 %. Der Grund ist ein sechsmonatiger Ausfall des größten Kernkraftwerkes Sizewell B. Die Erzeugung aus erneuerbaren Quellen steigt von 6,7 % 2009 auf 6,8 % im Jahr 2010. Dabei kommt es zu einer Steigerung der Produktion bei den Sektoren Offshore-Windkraftanlagen und Mischfeuerung und zu einer Senkung der Produktion bei Wasserkraftwerken und Onshore-Windkraftanlagen. [Depc] S. 117

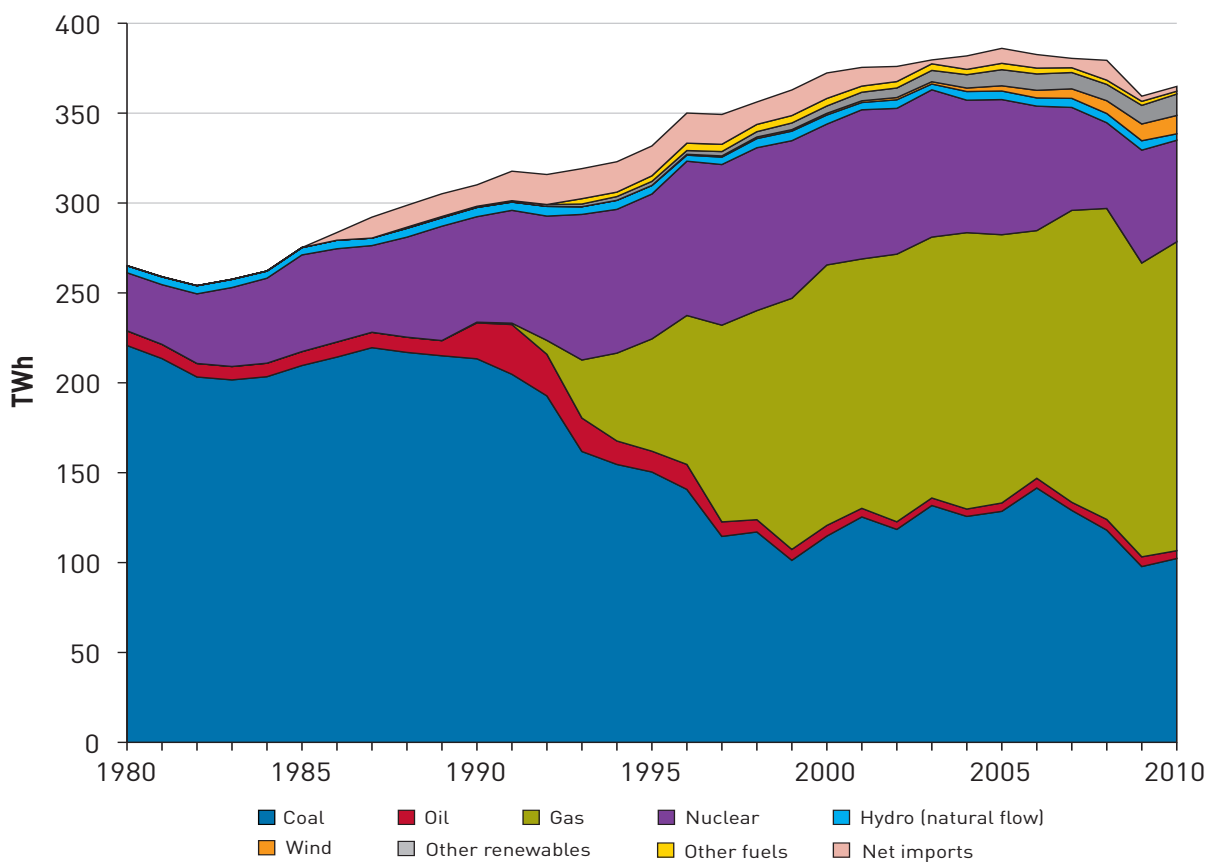


Abbildung 12: Stromerzeugung in Großbritannien nach Energieträgern 1980-2010 Quelle: [Depi] S. 30

Die jüngere historische Entwicklung der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern ist durch einige markante Umbrüche geprägt. Eine dieser Weiterentwicklungen ist die seit 1990 zurückgehende Verwendung von Kohle und Öl als Brennstoff und dem gleichzeitigen Anstieg der Produktion elektrischer Energie aus Erdgas. Dabei kam es immer wieder zu leichten Schwankungen. Der deutlichste Trendwende wurde im Jahr 2009 verzeichnet

als die Nachfrage nach elektrischer Energie, bedingt durch die Wirtschaftskrise, einen gravierenden Einbruch erlitt. Besonders hervorstechend ist die Erzeugung aus Erdgas. Dabei kam es im Zeitraum von 1990 bis 2008 zu einer Steigerung von 0,4 TWh auf 173 TWh. Dieser Anstieg wird auch unter dem Begriff "Dash of Gas" in der Literatur [Sio06] geführt. Der Hauptgrund für den Anstieg der Produktion der elektrischen Energie aus Gaskraftwerken ist die Marktreform der britischen Elektrizitätsindustrie im Jahr 1990 (siehe Kapitel 2.5). Weitere Gründe sind die Abnahme der Kohleproduktion und die gleichzeitige Erschließung der Erdgasfelder des *United Kingdom Continental Shelf*. [Depi] S. 30

Die Produktion in Nuklearkraftwerken hat ihr Maximum im Jahr 1998 erreicht und ist seit diesem Zeitpunkt rückläufig. Durch das Alter des nuklearen Kraftwerkspark werden immer mehr Anlagen vom Netz genommen. Aus demselben Grund kommt es durch immer längere Wartungsintervalle zu einem Erzeugungsrückgang [Depi] S. 30

Seit dem Jahr 2010 ist die Erzeugung von Strom mithilfe von Windkraftanlagen stark ansteigend und erreichte im Jahr 2010 mit 10,2 TWh einen neuen Höchststand. Dabei ist darauf aufmerksam zu machen, dass im Jahr 2010 die geringsten je gemessenen mittleren Windgeschwindigkeiten aufgetreten sind. [Depi] S. 30

Aufgrund des sich veränderten Erzeugungsmixes und der sich wandelnden Rahmenbedingung ist die zukünftige Weiterentwicklung des Kraftwerksparks für die Analyse des Elektrizitätssystems von großem Interesse. Wie bereits erwähnt, wird versucht so viele Neubauprojekte wie möglich in die Datenbank mit aufzunehmen. Dabei werden die verschiedensten Quellen herangezogen und miteinander abgeglichen. Als die wichtigste und zuverlässigste Quelle werden in dieser Hinsicht die Daten aus [Natd] betrachtet. Da davon ausgegangen wird, dass die dort angeführten Neubauprojekte bereits in groben Zügen vertraglich fixiert sind.

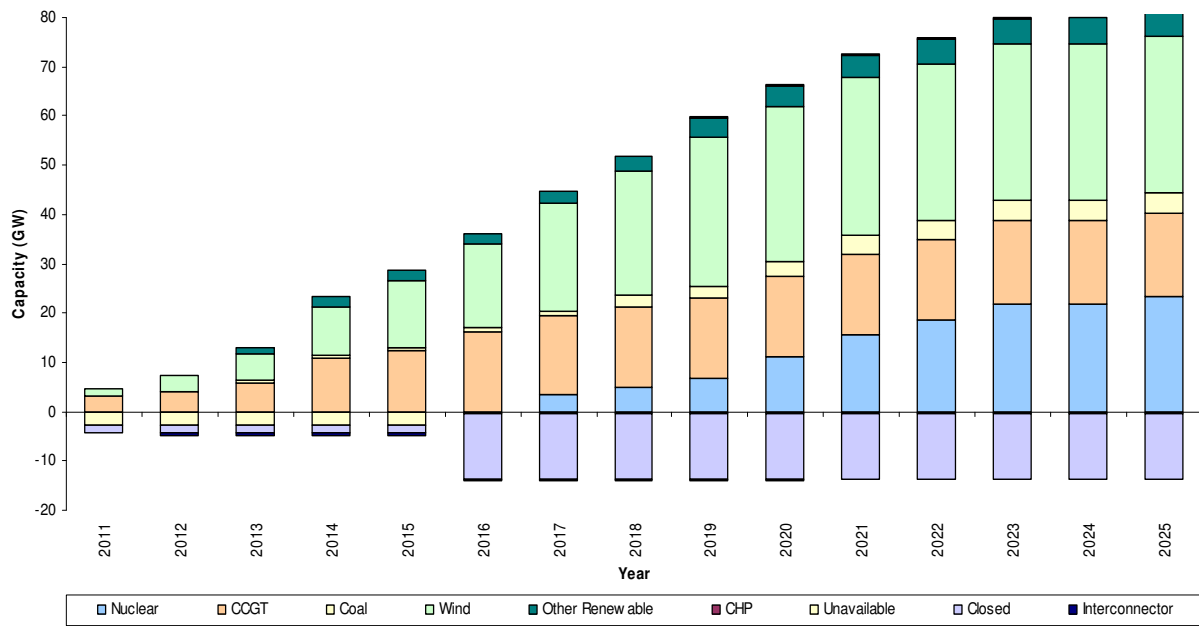


Abbildung 13: Neue Kraftwerkskapazitäten in Großbritannien Quelle: [Natd] Chapter 3 S. 7

Diese bereits fixierten Projekte sind in der Abbildung 13 im Zeitraum von 2011 bis 2025 dargestellt. Zusätzlich sind bereits bekannte Änderungen der bestehenden Kraftwerkskapazitäten mit einbezogen worden. Außerdem werden die zu erwartenden Kraftwerksschließungen auf der negativen Ordinate aufgetragen. Wobei die Stilllegung von Kraftwerken erst sechs Monate vor dem eigentlichen Datum bekannt gegeben werden muss. [Natd] Chapter 3 S. 7

Bis zum Jahr 2016 wird ein großer Teil der älteren Kohlekraftwerke vom Netz genommen. Der Grund dafür ist die sogenannte EU-Richtlinie zur Begrenzung von Schadstoffemissionen von Großfeuerungsanlagen. Dieses Thema wird aber noch ausführlich im Kapitel 2.2.2 erörtert.

Den Hauptanteil an neuen Kraftwerkskapazitäten bis 2020 sind vom Type Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk *CCGT* und Windkraft. Nach 2020 wird mit einem zusätzlichen Zuwachs von neuen Kernkraftwerken gerechnet und mit einer Stagnation der Zuwachsraten bei den *CCGT* Kraftwerken.

In Großbritannien sinkt das Verhältnis zwischen Primärenergieverbrauch und Bruttoinlandsprodukt seit 1980 um etwa 2 % pro Jahr. Hierbei muss man aber berücksichtigen, dass das Bruttoinlandsprodukt im Zeitraum von 1980 bis 2010 um 93 % gestiegen ist. Das Verhältnis von CO₂-Emissionen zu Bruttoinlandsprodukt ist im gleichen Zeitraum

um etwa 3 % pro Jahr gesunken. [Depi] S. 14

Das wichtigste anthropogene Treibhausgas ist Kohlendioxid (CO₂). Der Anstieg der atmosphärischen Konzentration von CO₂ ist primär auf die Nutzung fossiler Brennstoffe zurückzuführen. Daher ist die Analyse der CO₂-Emissionen eines Elektrizitätssystems von gewichtiger Bedeutung. [Int07]

Die Tabelle 1 auf der der Seite 28 zeigt die geschätzte CO₂-Emission in Tonnen je GWh für die einzelnen Brennstofftypen. Hier zeigt sich bei den Brennstofftypen Kohle, Gas und Öl eine gleichbleibende bis leicht fallende Tendenz. Betrachtet man nicht nur die fossilen Brennstoffe, sondern auch die Nuklearkraftwerke und diejenigen erneuerbaren Energien die CO₂ emittieren, ist keine klare Tendenz vom Zeitraum 2008 bis 2010 zu erkennen. Bei dieser kurzfristigen Betrachtungsweise ist die durch die Marktpreise beeinflusste Einsatzdauer der verschiedenen Kraftwerkstypen der ausschlaggebende Faktor. Das Jahr 2010 ist hierfür ein gutes Beispiel. Im Vergleich zum Jahr 2009 ist der CO₂-Ausstoß um 10 Tonnen je produzierte GWh Strom gestiegen. Dies liegt vor allem am Rückgang der Produktion aus Nuklearkraftwerken und dem verstärkten Einsatz von Gas- und Kohlekraftwerken.

Wird im Gegenzug dazu der Betrachtungszeitraum von 1990 bis 2010 für eine Trendprognose der CO₂-Emissionen aus thermischen Kraftwerken herangezogen, ist ein klarer Rückgang um 23 % oder 47,2 Millionen Tonnen CO₂ zu verzeichnen. [Depi] S. 16

Fuel	Emissions (tonnes of carbon dioxide per GWh electricity supplied)		
	2008	2009	2010
Coal	910	908	909
Oil	651	653	653
Gas	401	402	398
All fossil fuels	607	593	590
All fuels (including nuclear and renewables)	495	448	458

Tabelle 1: Geschätzte CO₂-Emissionen der Stromerzeugung von 2008 bis 2010 Quelle: [Depc] S. 126

Die Veränderung in der Erzeugungsstruktur des britischen Elektrizitätssystems führt zu einer direkten Verminderung der CO – 2-Emissionen. Hauptverantwortlich für die Reduktion der CO₂-Emissionen ist der Wechsel der Erzeugung aus Kohlekraftwerken hin zu Gaskraftwerken. Auch hat die Produktion aus erneuerbaren Quellen einen immer größer werdenden Anteil an der Reduktion des emittierten Kohlendioxids.

2.2.1 Kernkraftwerke in Großbritannien

Die Erzeugung elektrischer Energie aus Kernkraftwerken hat in Großbritannien eine lange Geschichte. So wurde *Calder Hall*, der erste kommerziellen Reaktoren der Welt, in Sellafield im Jahre 1955 an das öffentliche Netz angeschlossen. [Böca]

Dieses Kraftwerk war vom Typ der sogenannten Magnesium Non-Oxidising (*Magnox*) Kernkraftwerke. Diese gehören zu der Gruppe der gasgekühlten Reaktoren (*GCR*). Die Klasse der Gas Cooled Graphite Reactor (*GCR*) Kernreaktoren sind die in Großbritannien am häufigsten eingesetzten Kernkraftwerkstypen. Dabei unterscheidet man zwischen den *Magnox*-Reaktoren und den Advanced Gas Cooled Graphite Reactor (*AGR*)-Reaktoren. Bei den *Magnox*-Reaktoren wird als Kühlmittel das Gas CO_2 , als Moderator Graphit und als Brennstoff natürliches Uran in Form von Uranmetall eingesetzt. Bei den *AGR*-Reaktoren handelt es sich um eine Weiterentwicklung der *Magnox*-Reaktoren. Hier wird anstelle von Uranmetall, angereichertes Uranoxid (UO_2) als Brennstoff verwendet. Dadurch erreicht man eine höhere Leistungsdichte und eine höhere Austrittstemperatur des verwendeten Kühlmittels. Aufgrund der aus der geringen Leistungsdichte folgenden Unwirtschaftlichkeit der *Magnox*-Reaktoren, sind nur mehr die Kernkraftwerkstandorte Oldbury und Wylfa mit diesen Reaktortype ausgestattet und in Betrieb. Der Rest der Kernkraftwerke in Großbritannien sind vom Reaktortype *AGR*. Eine Ausnahme bildet dabei der Reaktorblock Sizewell-B vom Type *PWR*. Da es sich dabei auch um den jüngsten Reaktortyp handelt, zeigt vor allem, dass der Trend weg von *GCR*-Reaktoren hin zu Pressurized Water Reactor (*PWR*)-Reaktoren geht. [Böcb]

In Großbritannien sind zurzeit 18 Reaktorblöcke an 9 Standorten und einer Gesamtnettoleistung von 9,92 GW installiert. Diese erzeugen im Jahr 2010 62.140 GWh an elektrischer Energie und tragen somit rund 16 % zur Gesamterzeugung bei. Alle für die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten elektrizitätswirtschaftlichen Analysen notwendigen Daten werden aus der Datenbank der *IAEA* [Intb] entnommen und mit den Angaben aus der Datenbank der *World Nuclear Association* [Wor] abgeglichen. Dabei werden auch alle bereits abgeschalteten Reaktorblöcke in die Datenbank mitaufgenommen. Dies ist insofern von Bedeutung, da die Standorte bereits stillgelegte Kernkraftwerke die besten Voraussetzungen für zukünftige Projektstandorte neuer Kernkraftwerke und anderer Erzeugungstechnologien bieten.

Um die Klimaziele [Depf] der britischen Regierung zu erreichen werden unter anderem neue Kernkraftwerke geplant. Da diese zu jenen Kraftwerken gezählt werden, die im Betrieb keinen direkten CO_2 Ausstoß verursachen und dazu beitragen die ansteigenden Kosten der elektrischen Energie für den Endverbraucher zu senken. Ein weiteres Problem

ist der veralteten Kraftwerkspark und die daraus resultierende Tatsache, dass fast alle Kernkraftwerke bis zum Jahr 2023 ihr Laufzeitende erreichen werden. Daher wurden im Januar 2008 im Weißbuch zum Thema der Zukunft der Kernenergie der britischen Regierung [Depa] auch folgende Punkte festgehalten.

- Neue Kernkraftwerke sind Bestandteil des künftigen Erzeugungsmixes.
- Es besteht ein öffentliches Interesse den Bau neuer Kernkraftwerke zu ermöglichen.
- Um dieses Unterfangen zu erleichtern, sollte die Regierung aktiv werden.

Trotz allem hat sich die Schottische Regierung dazu entschlossen keine neuen Kernkraftwerke in Schottland zu genehmigen. Die ist insoweit von Bedeutung, da fast die Hälfte der elektrischen Energie in Schottland aus Kernkraftwerken stammt. Die Substitution der bestehenden Anlagen soll laut der schottischen Regierungsstrategie durch erneuerbare Energien erfolgen.

2.2.2 Kohlekraftwerke in Großbritannien

Seit dem Jahr 2001 importiert Großbritannien mehr Kohle als es aus eigenen Rohstoffquellen, wie Tagebau oder Untertagebau, gewinnen konnte. Im Jahr 2001 wurden 36 Millionen Tonnen Kohle importiert und 32 Millionen Tonnen des benötigten Rohstoffes stammten aus heimischer Produktion. Der bisherige Rekord bei den Kohleimporten liegt bei einem Wert von 51 Millionen Tonnen im Jahr 2006. Der prozentual höchste Wert wurde im Jahr 2009 erreicht, mit einem Anteil von 78 % an der Gesamtmenge. Großbritannien und Deutschland sind die beiden größten Kohleimporteure in der Europäischen Union. Beide Staaten erreichen einen Anteil von ungefähr 19 % am gesamten europäischen Importaufkommen. [Depc] S.44

Im Jahr 2010 beträgt das Importvolumen 26,5 Millionen Tonnen und die Eigenproduktion erreicht eine Höhe von 18,4 Millionen Tonnen. Berücksichtigt man den Zuwachs bei der Vorratshaltung und Erzeugung aus diversen anderen Quellen, kommt man auf eine Gesamtmenge von 51,4 Millionen Tonnen. Der größte Anteil, in etwa 41,5 Millionen Tonnen oder 80,6 %, der benötigten Kohle wird zur Erzeugung von elektrischer Energie verwendet. Der Rest wird zum aller größten Teil in Hochöfen und Kokereien zur Stahlproduktion eingesetzt. [Depc] S. 53

Die Tatsache, dass der Großteil der Kohle in Kohlekraftwerken verfeuert wird, erklärt den Rückgang des Gesamtkohleaufkommens seit 2006 um 30 %. Diese signifikante Abnahme ist direkt proportional mit der Verringerung der Stromproduktion aus Kohle um

30 % im gleichen Zeitraum von 2006 bis 2010. Der Verlauf der Energieproduktion aus Kohlekraftwerken wird in der Abbildung 12 dargestellt. [Depec] S. 49

Als Gründe für den Rückgang der Stromproduktion aus Kohle werden vor allem zwei Ursachen gesehen. Zum einen werden alte Kraftwerksblöcke aufgrund der EU-Richtlinie zur Begrenzung von Schadstoffemissionen von Großfeuerungsanlagen [Eure] vom Netz genommen, zum anderen wird durch steigende Weltmarktpreise der Einsatz von Kohlekraftwerken immer unrentabler im Vergleich zu Gaskraftwerken.

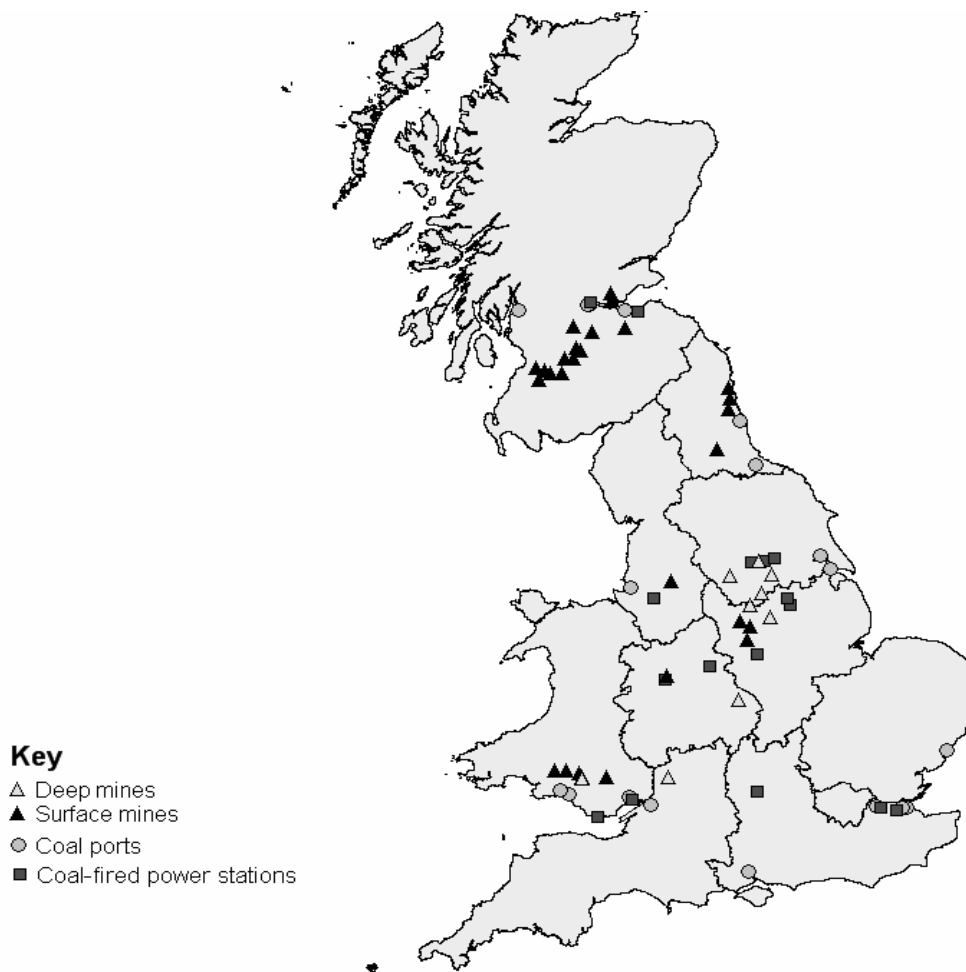


Abbildung 14: Kohleminen, Kohlehäfen und Kohlekraftwerke in Großbritannien Quelle: [Depec] S. 41

Die Abbildung 14 zeigt alle in Großbritannien betriebenen Kohleminen, Häfen und Kraftwerke an. Dabei ist noch zu erwähnen, dass die meiste inländische Kohle, nämlich 10 Millionen Tonnen, aus England stammt. Dicht gefolgt von Schottland mit 6 Millionen Tonnen. Der Rest von 1,7 Millionen Tonnen wird in Wales gefördert [Depec] S. 43. Auch

ist auf der Abbildung gut erkennbar, dass die meisten Kraftwerke in der Nähe von großen Kohlevorkommen liegen.

In Großbritannien werden im Jahr 2010 in etwa 28 % der Stromerzeugung in Kohlekraftwerken gewonnen. Dies entspricht einer jährlichen Jahresproduktion von 107.694 GWh elektrischer Energie. An Kohlekraftwerkskapazitäten sind in Großbritannien 27.833 MW [Nate] installiert. Für die Analyse ist es möglich 26.623 MW in die Datenbank mit aufzunehmen. Die Daten für die Kraftwerke werden in erster Linie aus [Depc] S. 148-154 entnommen. Die einzelnen Kraftwerke werden dann mit den Angaben der Betreiber und der Daten von [Pla] abgeglichen.

Special feature – Large Combustion Plant Directive

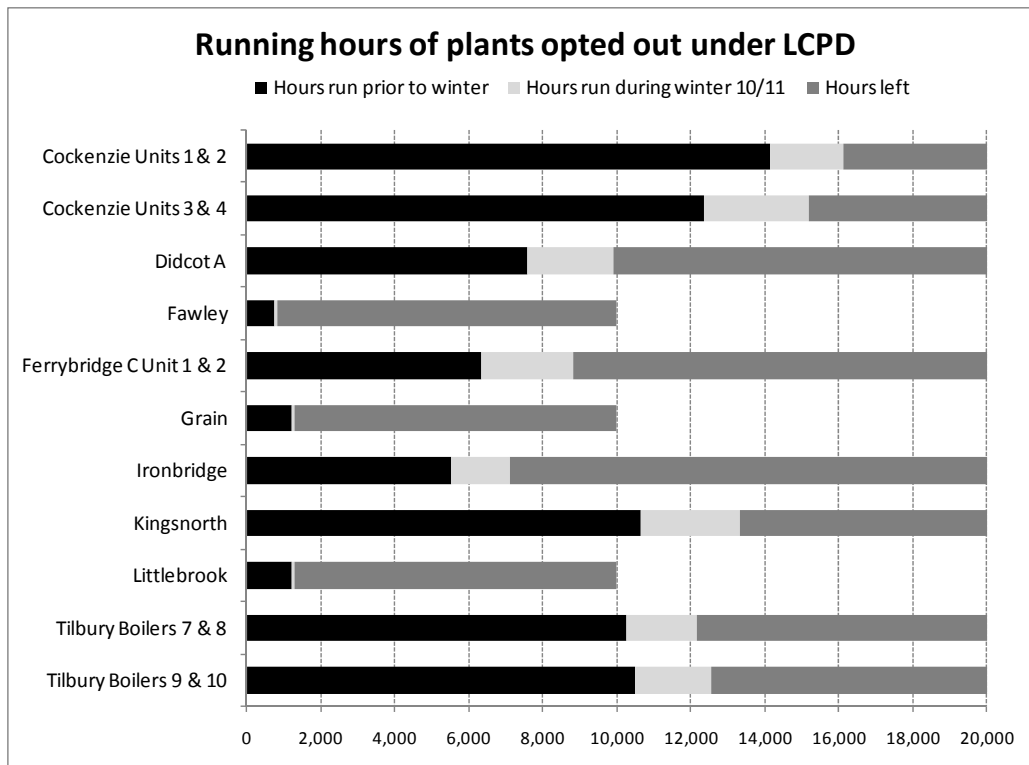


Abbildung 15: Verbrauchte Betriebsstunden der unter die EU-Richtlinie zur Begrenzung von Schadstoffemissionen von Großfeuerungsanlagen fallenden Kraftwerke Quelle: [Deph] S. 2

Viele große Kohlekraftwerksblöcke werden bis zum Jahr 2015 vom Netz gehen. Diese Kraftwerke sind aufgrund ihres Alters nicht in der Lage die EU-Richtlinie zur Begrenzung von Schadstoffemissionen von Großfeuerungsanlagen [Eure] zu erfüllen. Diese Richtlinie beinhaltet unter anderem die Möglichkeit ältere Kraftwerke bis zum Jahr 2015 weiter zu betreiben, unter der Bedingung die Grenze von 20.000 Betriebsstunden bis 2015 nicht

zu überschreiten. In der Winterperiode 2010/2011 wurden bereits die in der Abbildung 15 dargestellten Stunden verbraucht.

Nicht alle Kraftwerke in der Abbildung 15 sind Kohlekraftwerke mit einer maximal erlaubten Betriebsstundenanzahl von 20.000 h. Die Kraftwerke Fawley, Grain, und Littlebrook werden mit Öl befeuert und dürfen ein Betriebsstundenlimit von 10.000 h bis zum Jahr 2015 nicht überschreiten.

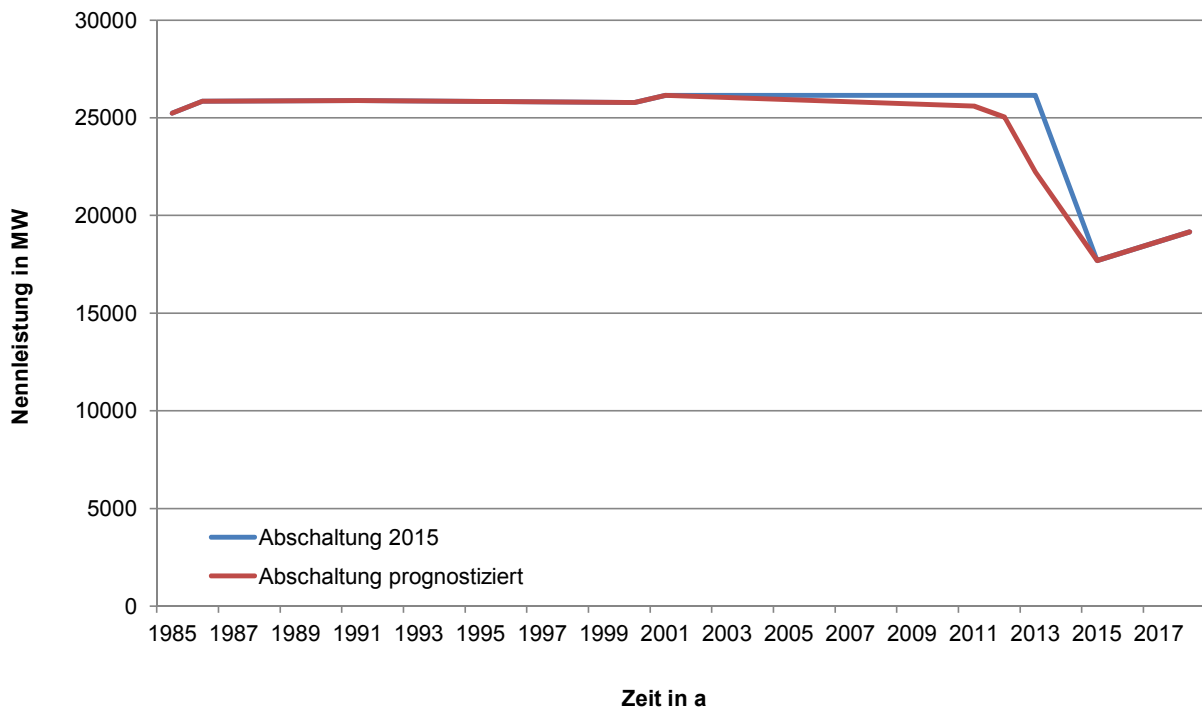


Abbildung 16: Zeitlicher Verlauf der Engpassleistung der britischen Kohlekraftwerke Quelle: eigene Darstellung, Daten entnommen aus [Deph] S. 3

Aus der aktuellen Zusammenfassung des Department of Energy and Climate Change (DECC) [Deph] geht ebenfalls hervor, dass das Ende der erlaubten Betriebsstunden bei bestimmten Kraftwerksblöcken früher als 2015 erreicht wird. Dabei wird von einem historischen durchschnittlichen Einsatzmuster als Basis ausgegangen. Mit dessen Hilfe wird der Zeitpunkt des Erreichens der maximal erlaubten Betriebsstunden prognostiziert. Diese Methode ist aber zu hinterfragen, da sie eine große Schwankungsbreite aufweisen kann [Deph] S. 3. Als Beispiel werden hier die Kraftwerksblöcke Cockenzie 1 und 2 angeführt. Diese beiden Blöcke verbrauchten ihre Stunden zwischen Juli 2009 und Dezember 2010, mit einem durchschnittlichen Wert von 444 h pro Monat. Wohingegen diese beiden Kraftwerksblöcke zwischen Januar 2010 und März 2010 still standen. Dies soll aufzeigen, dass der Einsatz dieser Kraftwerke stark durch wirtschaftliche Überlegungen geprägt ist.

Aus diesem Grund werden die betroffenen Kraftwerke in der Datenbank erst im Jahr 2015 außer Betrieb gestellt. [Deph] S. 3

In der Abbildung 16 ist der Vergleich zwischen den beiden Methoden zu sehen. Für diesen Vergleich werden die Kraftwerksdaten aus der Datenbank für die Simulation und die Daten aus [Deph] gegenübergestellt. Die blaue Kurve zeigt den Verlauf der kommutierten Engpassleistung der britischen Kohlekraftwerke mit einem abrupten Abschalten aller betroffenen Kraftwerksblöcke im Jahr 2015. Bei der roten Kurve wird von einer gleichmäßigeren Ausscheidung der Kraftwerke aus dem bestehenden Kraftwerkspark, anhand der vermuteten Abschaltzeitpunkte, ausgegangen.

In beiden Fällen ist aber mit einem Rückgang der installierten Engpassleistung bei den Kohlekraftwerken bis 2015 von 8.453 MW zu rechnen. Dies entspricht einem Leistungsverlust von 30,5 % bezogen auf die gesamte installierte Kohlekraftwerkskapazität von 27.833 MW im Jahr 2010.

2.2.3 Gaskraftwerke in Großbritannien

Mithilfe von Gaskraftwerken konnten in Großbritannien im Jahr 2010 175.003 GWh elektrische Energie erzeugt werden. Dies entspricht einem Anteil von 46,3 % an der gesamten Stromproduktion. Zu diesem Zeitpunkt waren 32.775 MW an installierter Leistung vorhanden. Durch intensive Recherche konnten 31.674,84 MW der mit Erdgas betriebenen Kraftwerke ermittelt werden.

In etwa 30.318 MW der sich in Betrieb befindlichen Kraftwerke sind *CCGT* Gaskraftwerke. Die für die Produktion der Elektrizität benötigten Gasmengen werden mit 371.736 GWh angegeben. Dies ist ein Anteil von rund 34 % am Gesamtgasverbrauch Großbritanniens. Ein weiteres Drittel wird von privaten Haushalten konsumiert. Der Rest wird für industrielle Anwendungen benötigt. [Depec] S. 111

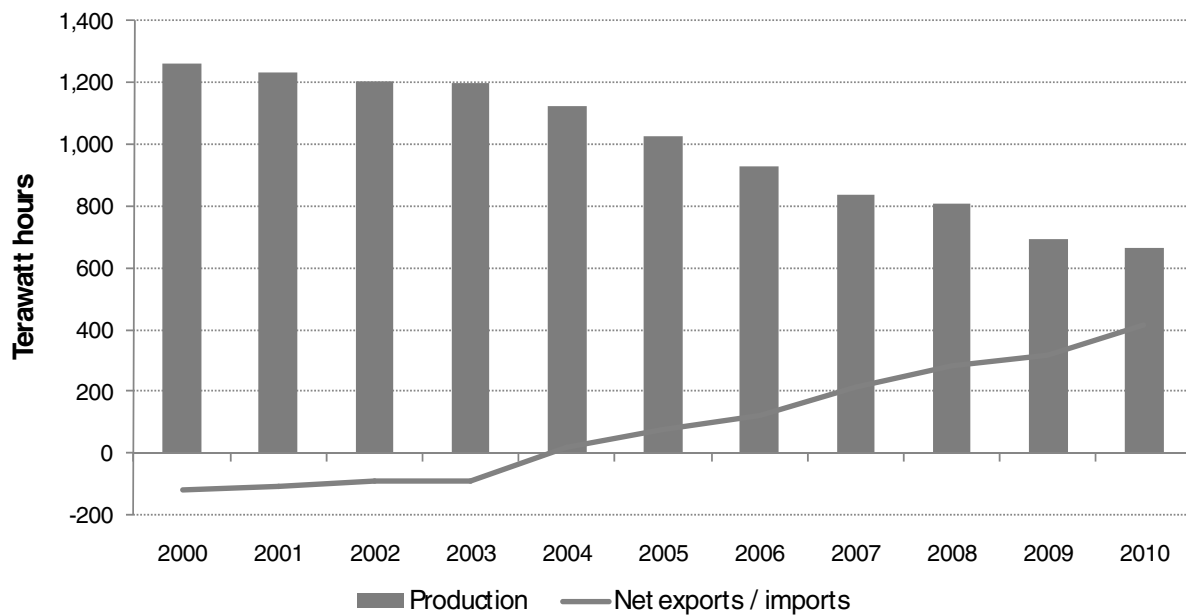


Abbildung 17: Gasproduktion und Nettoimport von 2000 bis 2010 Quelle: [Depec] S. 97

Wie in der Abbildung 17 zu sehen, sinkt die im Inland produzierte Gasmenge und die Importe steigen. Dabei wurde im Jahr 2010 nur mehr die Hälfte dessen produziert was im Jahr 2000 erzeugt wurde. Seit dem Jahr 2000 sinkt die inländische Erdgasproduktion im Schnitt um 6 %. Die importierte Gasmenge belief sich auf 46 % der Gesamtmenge. Seit 2004 importiert Großbritannien mehr Erdgas als es exportieren kann. Ein Großteil der Importe stammt aus Norwegen. An der zweiten Stelle befinden sich die Importe von Erdgas per Schiff mittels Liquefied Natural Gas (*LNG*). Nach einer kurzen Phase des Verbrauchrückgangs bis 2009 stieg der Verbrauch von Erdgas von 2009 auf 2010 um 8,4 % an. Dies ist auf eine kalte Heizperiode und auf eine gestiegene Produktion elektrischer Energie aus Erdgas zurückzuführen. Es ist auch in weiterer Folge zu beobachten, dass die Erzeugung elektrischer Energie aus Erdgas mit der Volatilität des Preisverhältnisses von Erdgas zu Kohle schwankt. [Depec] S. 97-99

Der Verlauf der Preise für Großkraftwerksbetreiber in Großbritannien für die Brennstoffe Öl, Erdgas und Kohle ist in der Abbildung 18 gegenübergestellt. Betrachtet man den Verlauf der Differenz zwischen den Kennlinien von Erdgas und Kohle erkennt man, dass die Preisdifferenz sich tendenziell erhöht. Das Maximum der Preisdifferenz von 0,761 pence/kWh wird im Jahr 2006 erreicht. Im Jahr 2010 beträgt die Preisdifferenz 0,560 pence/kWh.

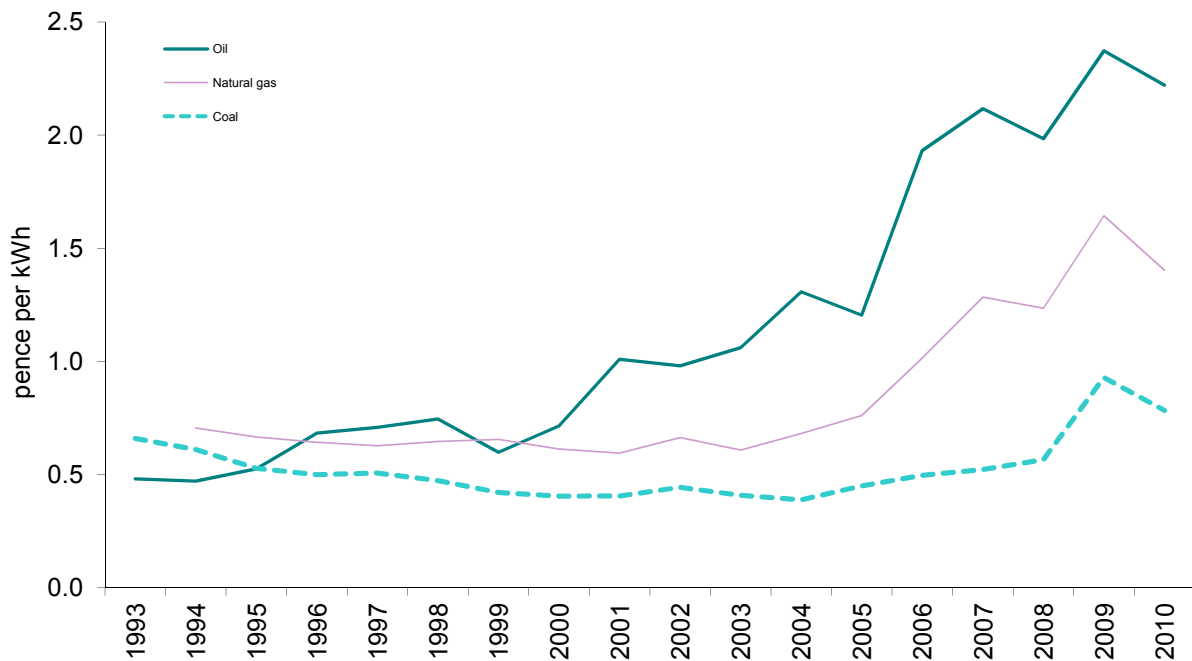


Abbildung 18: Durchschnittlicher Preis ausgewählter Brennstoffe für große britische Kraftwerksbetreiber Quelle: [Depb]

2.2.4 Ölkraftwerke in Großbritannien

Die Jahresproduktion elektrischer Energie aus mit Öl befeuerten Anlagen beträgt im Jahr 2010 4.860 GWh. Die dazu zur Verfügung stehende Kraftwerksleistung wird mit 3.778 MW angegeben. [Depc] S. 145

Für die Analyse werden 5.484 MW an Kraftwerksleistung ermittelt. Die Differenz zwischen den beiden Werten erklärt sich durch die unterschiedliche Einteilung der Kraftwerksklassen. *DECC* unterscheidet bei den eingesetzten Brennstoffen nicht nur zwischen Öl- und Gaskraftwerken, sondern führt Kraftwerke die beide Brennstoffe kombiniert zum Einsatz bringen können explizit an. Die installierten Kapazitäten dieser speziellen Kraftwerksklasse werden mit 5.576 MW angegeben. In dieser Arbeit war es aber notwendig sich auf einen Hauptbrennstoff festzulegen. Mit Hilfe der Information über den Primärbrennstoff wird das betroffene Kraftwerk dem einen oder dem anderen Kraftwerkstyp zugeordnet. [Depc] S. 145

Im Vergleich zum Jahr 2009 ging die Produktion von elektrischer Energie aus Öl im Jahr 2010 um 20 % zurück. Dies ist vor allem durch den rückläufigen Einsatz von Petrolkoks in Kohlekraftwerken zu erklären. [Depc] S. 122

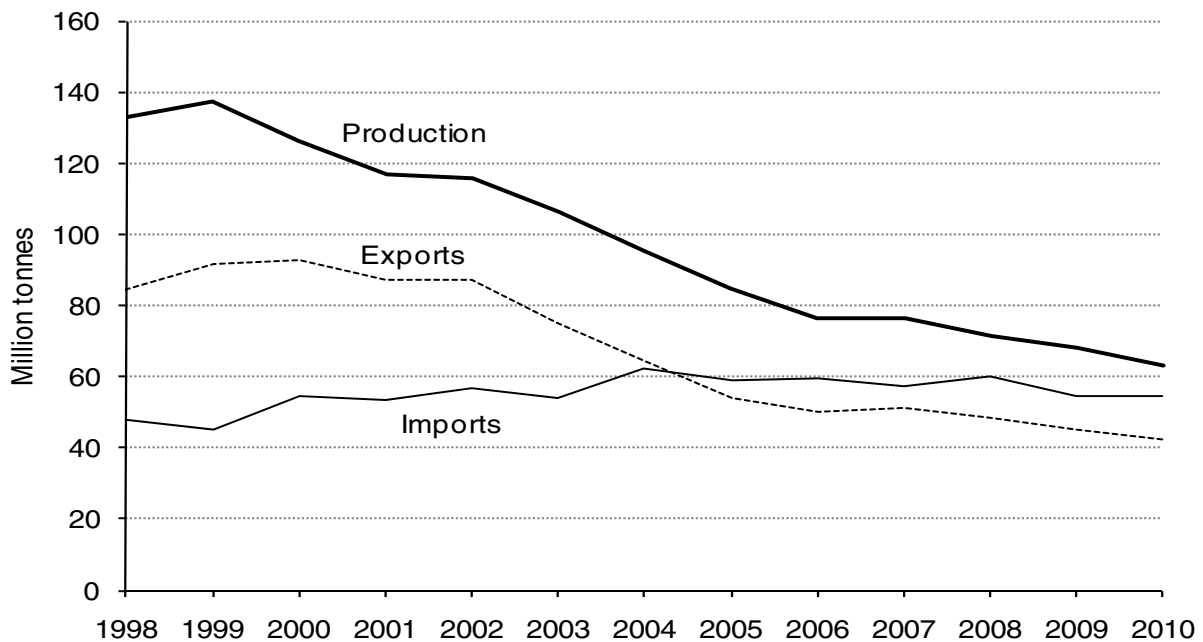


Abbildung 19: Produktion, Import und Export von primären Erdöl von 1998 bis 2010 Quelle: [Depec] S. 67

In der Abbildung 19 ist der Verlauf der Produktion, des Importes und des Exportes von Primäröl dargestellt. Unter Primäröl versteht man Rohöl und Erdgaskondensate. Dabei ist ersichtlich, dass die Produktion seit 1999 sinkt. Der Hauptgrund dafür ist die Verringerung der Produktion aus den Gebieten die unter dem Begriff *United Kingdom Continental Shelf* zusammengefasst werden. Hierbei handelt es sich zum Großteil um die mit britischen Abbaurechten versehenen Nordseevorkommen. Ebenfalls ist der daraus resultierende Rückgang der Exporte dieser Produkte ersichtlich. Im Schnitt sinkt die Produktion von Primäröl um 7 % pro Jahr. Seit 2005 ist Großbritannien auch Nettoimporteur von Primäröl. Der Hauptanteil der Importe stammt aus Norwegen und Russland. Dennoch gehört Großbritannien noch immer zu den 20 größten erdölproduzierenden Ländern der Welt. [Depec] S. 70

Für die Erzeugung von elektrischer Energie wurden im Jahr 2010 1,138 Millionen Tonnen an Erdölprodukten verbraucht. Dies entspricht einem Anteil von 1,6 % am Gesamtölverbrauch. In Großbritannien wird vorwiegend schweres Heizöl als Brennstoff zur Stromproduktion verwendet. [Depec] S. 85

2.2.5 Wasserkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke in Großbritannien

Unter den Begriff Wasserkraftwerke fallen Laufkraftwerke und Speicherkraftwerke. In Großbritannien wird die Grenze zwischen Großwasserkraft und Kleinwasserkraft bei 5 MW festgelegt. Laut [Depc] S. 214 sind 2010 an Kraftwerkskapazitäten die unter die Kategorie Großwasserkraftwerke fallen 1.453 MW und Kleinwasserkraftwerke mit einer Leistung von 195 MW installiert. Davon konnten für die Datenbank in Summe 1.480 MW ermittelt werden. Die Wasserkraftwerke haben im Jahr 2010 3.603 GWh an elektrischer Energie erzeugt. Dies entspricht nicht ganz einem Prozent der Gesamterzeugung.

Aufgrund des geringen Niederschlages beträgt die Auslastung (load factor) der Kraftwerke nur 25 %. Unter der Auslastung versteht man das Verhältnis zwischen der erzeugten elektrischen Energie (Regelarbeitsvermögen) über einen Jahr und der theoretisch maximal möglichen Erzeugungsmenge. Im Vergleich dazu erreicht die Auslastung der Wasserkraftwerke im Jahr 2009 einen durchschnittlichen Wert von 36,7 %. [Depc] S. 191 An Pumpspeicherkapazitäten sind in Großbritannien 2.744 MW installiert und auch in die Datenbank mit aufgenommen werden. Im Jahr 2010 werden für die Pumpspeicherbetrieb 4.212 GWh verbraucht und zu Spitzenlastzeiten 3.150 GWh produziert. Dies entspricht einem durchschnittlichen Umwälzungswirkungsgrad von 74,7 %. Die Auslastung wird bei diesem Kraftwerkstyp weniger von den Niederschlagsmengen als von der Spanne zwischen den der Niedrig- und Hochlastmarktpreisen beeinflusst. Aus diesem Grund ist die geschälerte Preisspanne auch für den verminderten Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken seit 2008 verantwortlich. [Depc] S. 139

2.2.6 Onshore-Windkraftanlagen in Großbritannien

Zurzeit sind Onshore-Windkraftanlagen die am meisten bewährte und größte Art der erneuerbaren Energien. Die Produktion an elektrischer Energie aus Onshore-Windkraftanlagen beläuft sich im Jahr 2010 auf 7.137 GWh bei einer Engpassleistung von 4.037 MW. Der Anteil an der Gesamtjahresproduktion in Großbritannien beträgt in etwa 1,9 %. Betrachtet man das Verhältnis der Jahresproduktion von Onshore-Windkraftanlagen zu der Jahresproduktion aller erneuerbarer Energieträger erreicht Onshore-Windkraftanlagen einen Wert von knapp 32 %. [Depc] S.215

Die Verteilung der Windkraftkapazitäten im Vereinigten Königreich sind in der Abbildung 20 dargestellt. Aus der Abbildung ist ersichtlich, dass sich die Onshore-Windkapazitäten vor allem in Schottland und Wales konzentrieren.

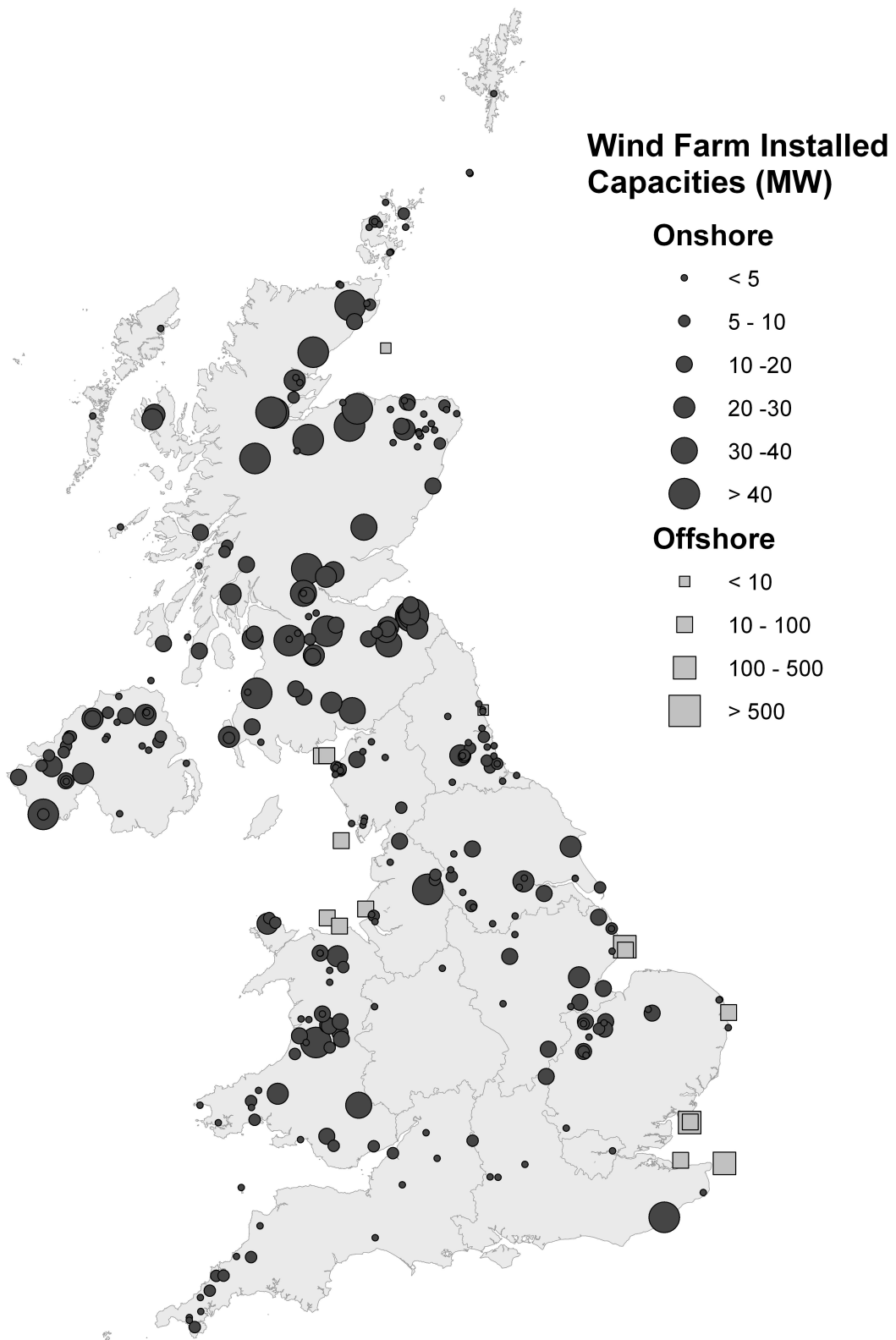


Abbildung 20: Onshore- und Offshorewindkapazitäten in Großbritannien Stand 31.12.2010 Quelle: [Depec] S. 196

Der erste kommerzielle Windpark in Großbritannien war der *Delabole* in Cornwall. Diese Anlage ging 1991 in Betrieb. Sie bestand aus 10 Anlagen mit einer Nennleistung von je 0,4 MW. Seit dieser Zeit ist die installierte Leistung stark gestiegen. Das Maximum der jährlichen Zuwachsrate wird im Jahr 2008 erreicht wo in einem Jahr 737 MW an neuen Anlagen ans Netz gingen. Auch die mittlere Turbinengröße ist seit diesem Zeitpunkt stark angestiegen und wird bereits mit 2,5 MW angegeben. Die Anlage *Delabole* hat mittlerweile das Ende ihrer wirtschaftlichen Lebensdauer erreicht und wurde 2011 durch vier 2,3 MW große Windkraftanlagen ersetzt. [Depc] S. 198

2.2.7 Offshore-Windkraftanlagen in Großbritannien

Bei der Entwicklung der Offshore-Windkraftanlagen hat es bis jetzt drei sogenannte *Rounds* oder Runden gegeben. Um sich über die Bedeutung dieser Runden im Klaren zu werden, muss man sich als aller erstes mit den Aufgaben des Unternehmens *The Crown Estate* befassen. The Crown Estate ist ein nach privatwirtschaftlichen Gesichtspunkten geführtes Immobilienunternehmen. Dieses Unternehmen ist einzig und allein dem Parlament Rechenschaft schuldig und verwaltet die Besitztümer der Krone und daher auch des Staates im Sinne des langfristigen Allgemeinwohls. Dies bringt dem britischen Finanzministerium erhebliche wirtschaftliche Vorteile. Der zu verwaltende Besitz beläuft sich zurzeit auf ein geschätztes Vermögen von 8,4 Milliarden Euro. Das Unternehmen ist sehr breit aufgestellt. Das Portfolio beinhaltet landwirtschaftlich genutzte Immobilien, Wälder und Parks, Einkaufszentren, Gewerbegebiete und Wohnhäuser. Zu den maritimen Besitztümern und Rechten gehören folgende Punkte.

- 55 % des Küstenvorlandes im Vereinigten Königreich
- Territoriale Meeresboden im Abstand von 12 nautische Meilen oder 22 km vom Festland
- Die Rechte an den Bodenschätzen des gesamten *United Kingdom Continental Shelf*, mit Ausnahme von Öl, Gas und Kohle, aber inklusive Gas und CO₂-Speicherung und der Nutzung aller erneuerbarer Energien.

Aufgrund dieser Rechtslage ist es ein Teil der Aufgabe des Unternehmens *The Crown Estate* die Lizenzen für Offshore-Windkraftanlagen zu vergeben. Dies geschieht in mehreren Stufen in einem Wettbewerbs- und Versteigerungsverfahren den bereits erwähnten *Rounds*. [Thea]

In der Abbildung 21 sind die Gebiete und Kapazitäten der Runde 1 und 2 zu sehen. Die Gebiete der Runde 1 sind dabei weitestgehend ausgebaut. Bei den Projektgebieten der Runde 2 gibt es bereits erste Fertigstellungen. Daraus resultiert, dass 2010 1.341,2 MW an installierter Leistung vorliegen. Mithilfe dieser Anlagen wurden in diesem Jahr 3.046 GWh an elektrischer Energie erzeugt. [Depec] S. 215

Die derzeit vorherrschende Turbinengröße bewegt sich in einem Bereich von drei bis fünf Megawatt. Für zukünftige Projekte wird von einer Entwicklung von bis zu 10 MW Nennleistung je Anlage ausgegangen.

Im Januar 2010 veröffentlichte *The Crown Estate* die erfolgreichen Bieter der 9 Offshore-Windzonen der Runde 3. Eine Windzone ist ein Gebiet das für einen möglichen Betrieb von Windkraftanlagen besonders geeignet ist und für das ein Unternehmen eine Lizenz erwerben kann. Diese neuen Zonen und die dazugehörigen Unternehmen sind in der Abbildung 22 dargestellt. Die Zonen der Runde 3 bieten die Möglichkeit 32 GW an Windkraftanlagen zu installieren. Zusammen mit den 8 GW der Runde 1 und 2, deren Erweiterungen und den Zonen in den schottischen Hoheitsgewässern ergibt sich eine Gesamtleistung von 49 GW. Dies stellt die Zielvorgaben der Regierung von 25 GW sicher. [Depec] S. 199

In Hinblick auf den massiven Ausbau der Offshore-Windkraftanlagen im Vereinigten Königreich ist mit dementsprechenden sich veränderten Netzbelastungen zu rechnen. Der daraus resultierenden Netzaus- und Umbaumaßnahmen die diese Entwicklungen hervorrufen, soll in den folgenden Kapiteln daher ein besonderes Augenmerk geschenkt werden.

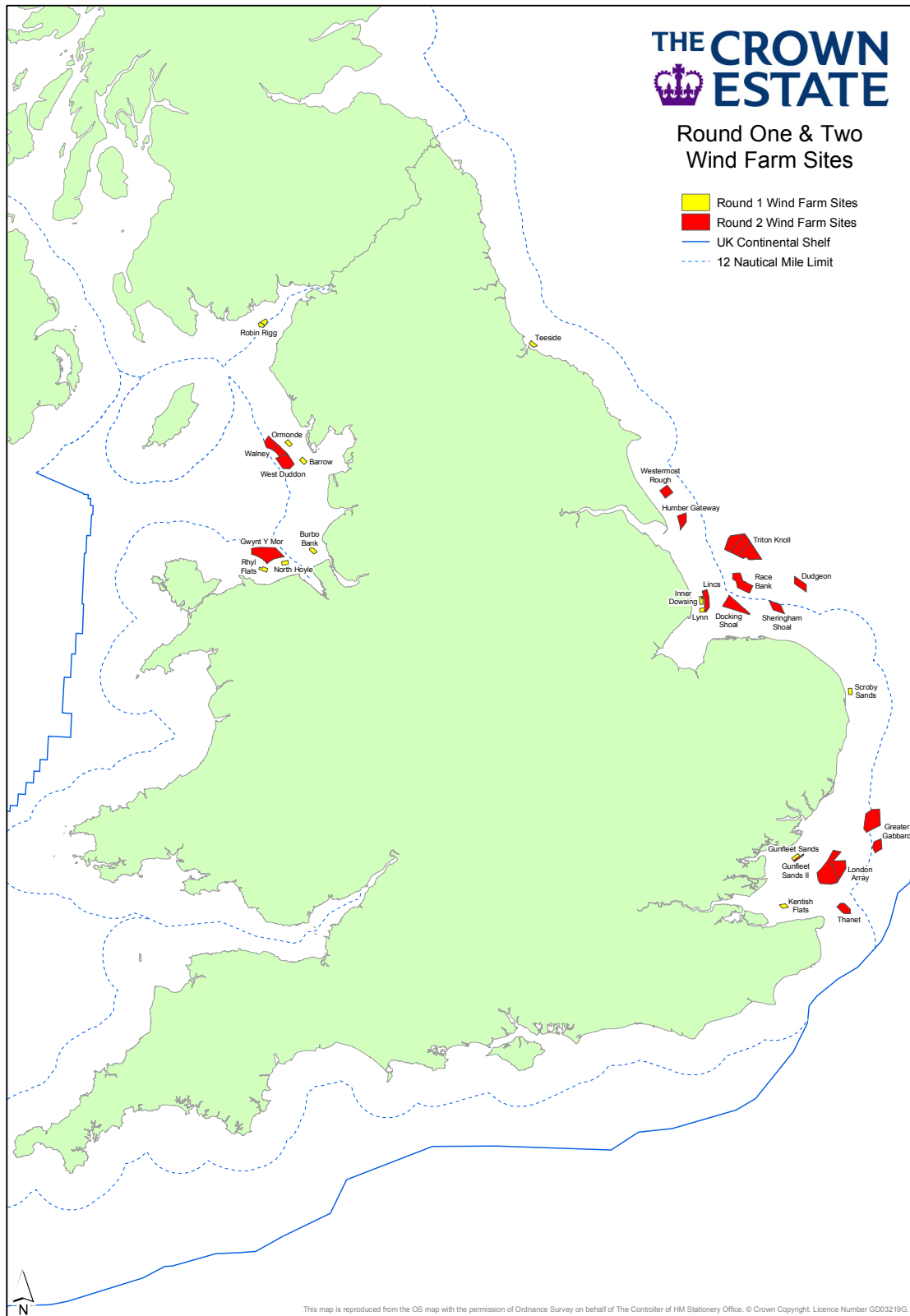


Abbildung 21: Projektgebiete Offshore-Windanlagen Round 1 und 2 Quelle: [Thee]

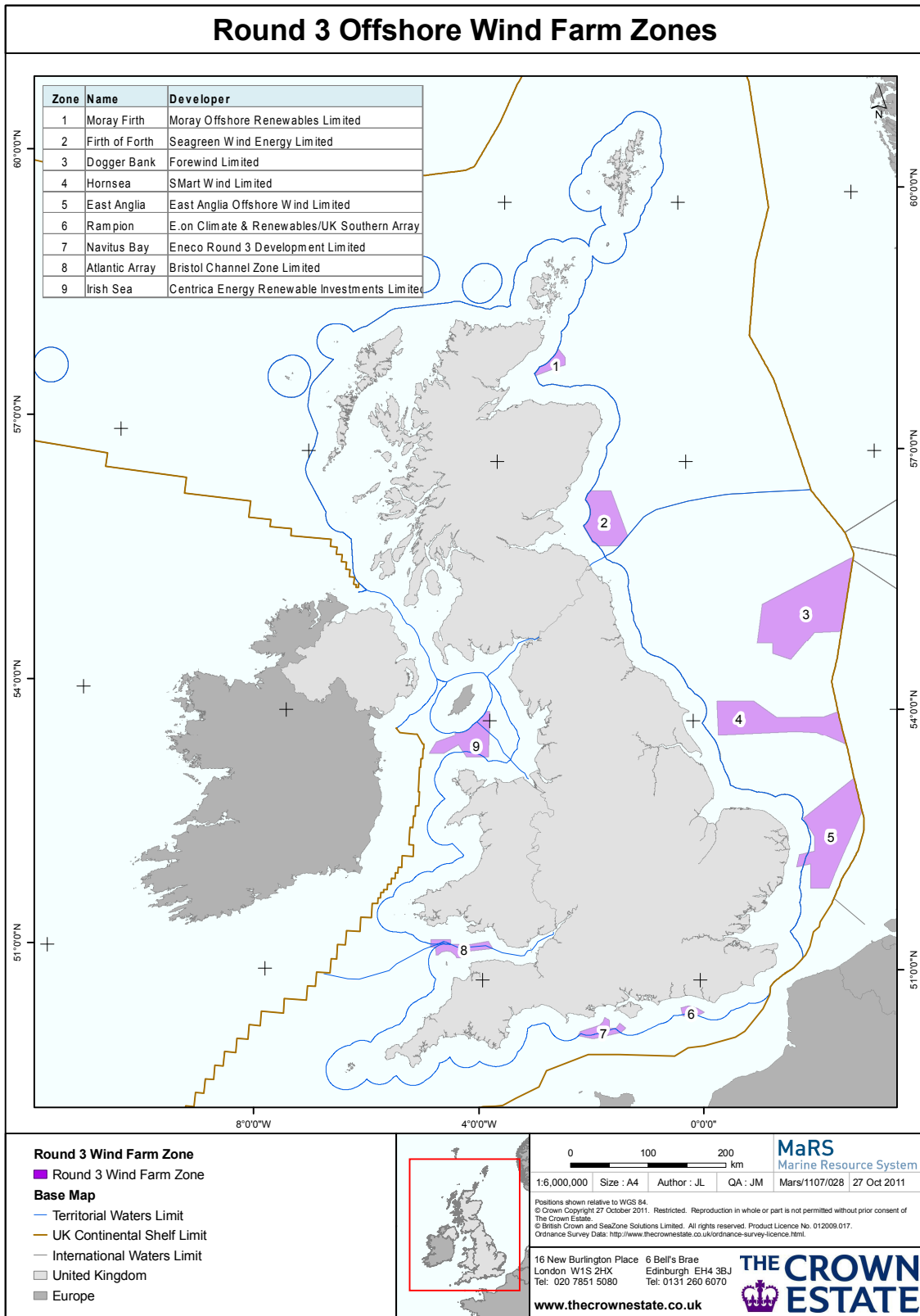


Abbildung 22: Projektgebiete Offshore-Windanlagen Round 3 Quelle: [Theed]

2.2.8 Sonstige erneuerbare Energieträger in Großbritannien

Wendet man internationale Maßstäbe an, erreicht der Beitrag der erneuerbaren Energieträger zur britischen Elektrizitätsproduktion eine Höhe von 6,8 %. Auf Basis der EU Richtlinie 2009/28/EG (Erneuerbare-Energien-Richtlinie) wird ein Anteil von 7,4 % erzielt. Daraus folgt, dass insgesamt 25.734 GWh an elektrischer Energie erzeugt werden. Damit wächst dieser Sektor im Jahr 2010 um 552 GWh, verglichen mit dem Jahr 2009. Die größten Zuwachsraten verzeichnen dabei die Offshore-Windkraftanlagen mit einer relativen Wachstum von 75 % und einem absoluten Wachstum von 1.740 GWh 2009 auf 3.046 GWh im Jahr 2010. Am zweitstärksten stieg die Erzeugung aus Anlagen mit Mischfeuerung. Dabei wird eine Erhöhung von 1.806 GWh auf 2.506 GWh erreicht. Unter Mischfeuerung versteht man die Beimengung von erneuerbaren Energieträgern zu konventionellen Brennstoffen. Alle anderen Erzeugungsarten weisen zwar ein hohes relatives Wachstum auf, aber die Basis dieses Wachstums ist verhältnismäßig gering. Im Gegensatz zu diesen Wachstumswerten leiden die beiden größten Erzeugungstypen, Onshore-Windkraftanlagen und Wasserkraftwerke, an einem schwachen Windaufkommen und einem verminderten Niederschlagsangebot. Dies führt zu einem starken Rückgang der Stromproduktion in diesem Sektoren. [Depec] S. 190

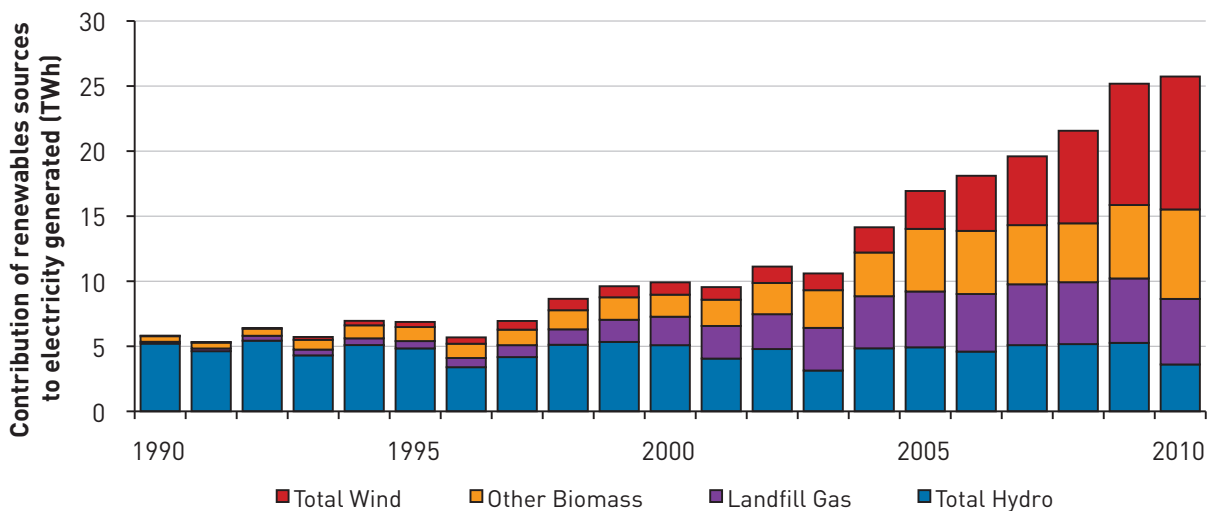
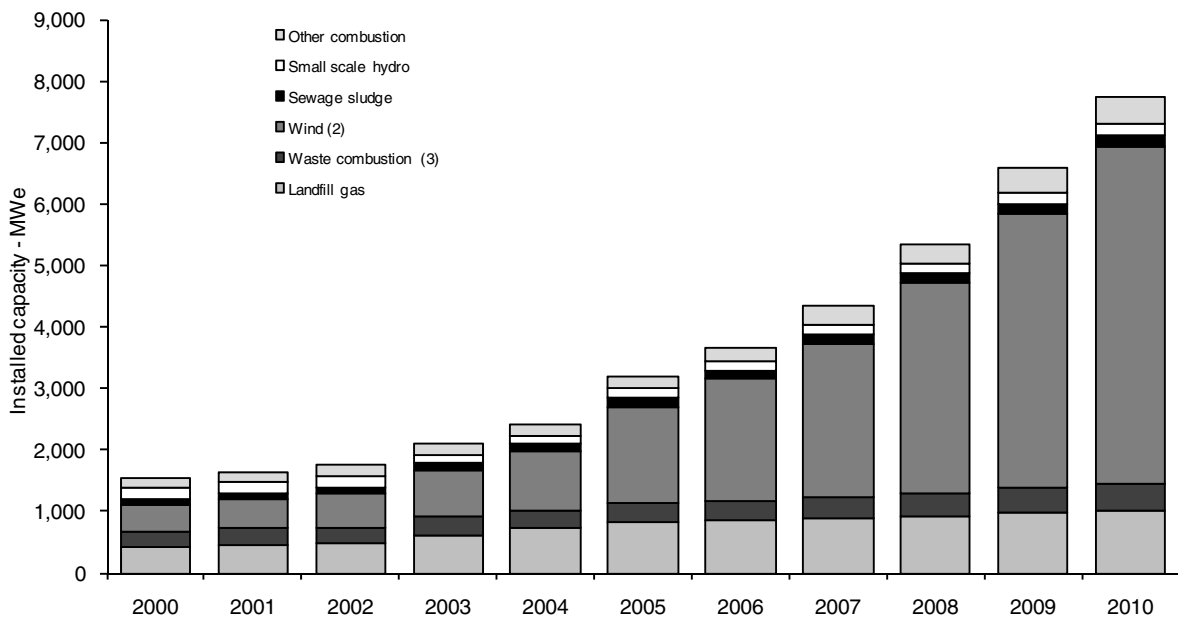


Abbildung 23: Elektrizitätsproduktion der größten erneuerbaren Erzeuger seit 1990 Quelle: [Depe] S. 33

Einen Überblick über die wichtigsten regenerativen Energiequellen zur Erzeugung von Elektrizität zeigt die Abbildung 23. Hier werden die vier großen Gruppen, Wasserkraft, Windkraft, Deponiegas und Biomasse miteinander verglichen. Unter der Bezeichnung

Hydro werden alle Wasserkraftwerke außer Pumpspeicherkraftwerke zusammengefasst. Wobei unter den Begriff der Biomasse die Erzeugung aus Klärschlamm, Mischfeuerung zu fossilen Brennstoffen, tierische Biomasse und Abfälle und pflanzliche Biomasse verstanden wird. Teilweise wird auch Deponiegas dem Sektor Biomasse zugeordnet. Ein Viertel der gesamten elektrischen Energie aus Biomasse wird bereits mithilfe von Mischfeuerung erzeugt. [Depec] S. 215

Die Erzeugungskapazitäten erreicht am Ende des Jahres 2010 9.202 MW. Dies entspricht einem Wachstum gegenüber dem Vorjahr um 1.199 MW oder 15 %. Wobei Onshore-Windanlagen um 553 MW und Offshore-Windanlagen um 400 MW gewachsen sind. Die Photovoltaik stieg in diesem Zeitraum um 50 MW, da diese in das Einspeisetarifsystem mit eingebunden wurde. Eine Steigerung um 43 MW konnte bei den Müllverbrennungsanlagen beobachtet werden. [Depec] S. 191



(1) Large scale hydro capacity was 1,453 MW in 2010.

(2) Wind includes both onshore and offshore and also solar photovoltaics (76.9 MW in 2010) and shoreline wave (2.6 MW in 2010).

(3) All waste combustion plant is included because both biodegradable and non-biodegradable wastes are burned together in the same plant.

Abbildung 24: Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energiequellen in Großbritannien ohne Großwasserkraft Quelle: [Depec] S. 192

Die Abbildung 24 zeigt die Entwicklung der installierten Kapazitäten aller relevanten er-

neuerbaren Energiequellen, außer den Großwasserkraftwerken. Das steigende Wachstum der Kapazitäten wird vor allem durch die neu installierten Windkraftanlagen bestimmt. Dieser Trend wird sich weiter fortsetzen, wenn die sich bereits in der Planung befindlichen Projekte auch realisiert werden. [Depec] S. 191

Die Photovoltaik erlebte in den Jahren 2005 mit 10,9 MW bis 2010 mit 76,9 MW ein bemerkenswertes Wachstum. Der Grund dafür liegt in der verbesserten Förderpolitik im Rahmen des *Major Photovoltaic Demonstration Programme* von 2002 bis 2006 und dem *Low Carbon Buildings Programme* von 2006 bis 2010. Ab dem Jahr 2010 werden diese und andere Mikroerzeuger mit einem neuen geförderten Einspeisetarif unterstützt. Unter Mikroerzeuger versteht man außerdem noch Windanlagen mit einer Engpassleistung kleiner als 1,5 kW und *CHP*-Erzeuger mit einer Engpassleistung unter 2 kW [Depec] S.197

Für Wellen- und Gezeitenkraftwerken werden in Großbritannien große Potentiale gesehen. Die britische Regierung sieht sich als zukünftiger Weltmarktführer in der Erzeugung von elektrischer Energie aus diesen Quellen. Aufgrund der geographischen Lage des Landes im Atlantik werden Potentiale in der Höhe von 22 TWh pro Jahr vermutet. Es wurden bereits massive Anstrengungen unternommen um die Technologie für die Erschließung dieser Potentiale zu entwickeln. Das staatsnahe Unternehmen *Crown Estate* hat bereits im Jahr 2010 die Entwicklungsrechte für Wellen- und Gezeitenkraftwerke im Gebiet des *Pentland Firth* und der *Orkney Waters* an verschiedene Unternehmen vergeben. [Depec] S. 199

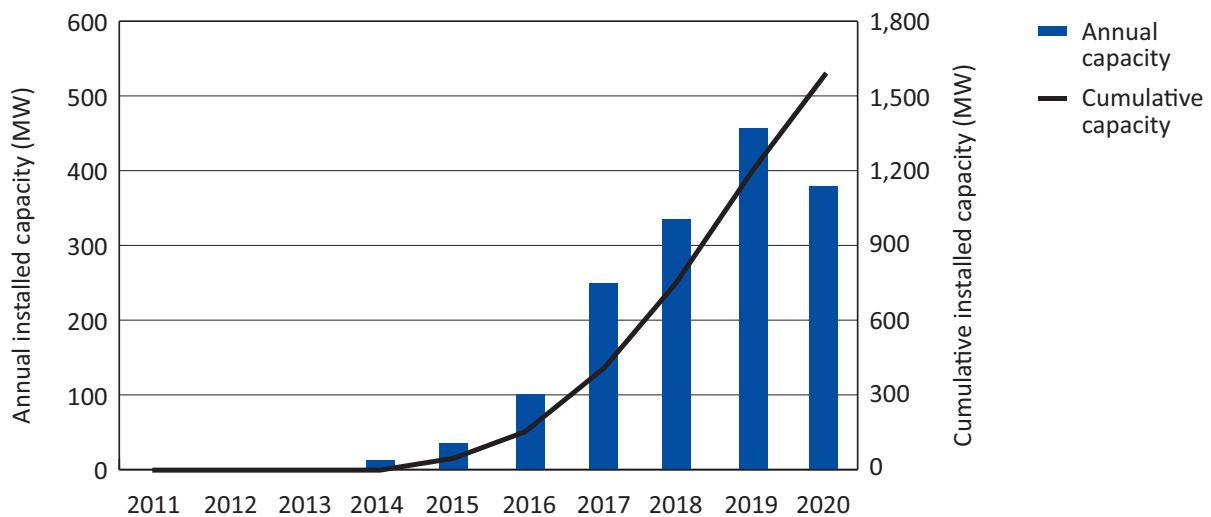


Abbildung 25: Summierte Leistung der geplanten Wellenkraftwerke in den Gebieten Pentland Firth und Orkney Waters Quelle: [Thef] S. 1

In diesem Gebiet befinden sich nun 11 konkrete Projekte in der Entwicklungsphase. Es wird davon ausgegangen, dass es sich hierbei um das größte Entwicklungsgebiet dieser Art weltweit handelt. In Abbildung 25 wird der prognostizierte Entwicklungsverlauf des gesamten Projektgebietes dargestellt. In Summe soll bis zum Jahr 2020 die installierte Leistung der Wellen- und Gezeitenkraftwerke eine Höhe von 1.600 MW erreichen. Diese Kraftwerkskapazitäten werden in weiterer Folge auch in das Übertragungsnetz integriert. Die Balken in der Abbildung zeigen dabei die jährlich erwarteten neuen Kapazitäten. Die Linie zeigt den kumulierten Verlauf. [Thef] S.1

Die genauen Standorte der Projektgebiete, sowie die beteiligten Unternehmen und die geplanten Leistungen je Gebiet sind in der Abbildung 26 dargestellt. Die geschätzten Kosten für die Erreichung des Projektziels von 1.600 MW bis 2020 belaufen sich auf über sieben Milliarden Euro. Davon wird ein Großteil der Kosten am Ende dieses Jahrzehnts anfallen. In diesen Überlegungen sind noch nicht die Kosten für den benötigten Netzausbau und anderen benötigten Infrastruktureinrichtungen mit einbezogen. Besonders die Schottische Regierung fördert das Vorankommen in diesem Bereich und gründete deshalb, unter Mitwirkung mehrere staatlicher Organisationen, im Jahr 2001 das European Marine Energy Centre (*EMEC*). Ein staatlich überwachtes Prüf- und Forschungszentrum. *EMEC* hat die primäre Aufgabe Unternehmen die Möglichkeit zu bieten Prototypen für Wellenkraftwerke unter realen Bedingungen zu testen. [Thef] S. 2

Die meisten der Projekte befinden sich zum jetzigen Zeitpunkt noch in der Planungs- und Konstruktionsphase. Das am weitesten fortgeschrittene Projekt ist *Pelamis P2* Wellenkraftwerk. Der erste Prototyp wurde 2010 im *EMEC* in Orkney zu Testzwecken installiert. Diese Anlage soll nun drei Jahre lang getestet werden. Hierbei geht es um Fragen der Widerstandsfähigkeit, Lebensdauer, Anlagenoptimierung und Auswirkungen auf die Umwelt. Die Nennleistung von *Pelamis P2* beträgt 750 kW. Als weitere Eckdaten werden eine Länge von 180 Metern und einem Gewicht von 1.300 Tonnen angegeben. [E.O]

Aus den bisherigen Ausführungen ist ersichtlich, dass es zwar erhebliche Anstrengungen gibt, bedeutenden Leistungen an Wellen- und Gezeitenkraftwerke in Schottland zu errichten, aber bis jetzt noch kein kommerziell erfolgreiches Projekt in Betrieb ist. Deshalb wurden in der Datenbank auch noch keine Wellen- und Gezeitenkraftwerke berücksichtigt. Aufgrund der derzeit bekannten Informationen können die Ausbaupläne für eine wirtschaftliche Nutzung der Wellenenergie im geplanten Umfang als äußerst ambitioniert erachtet werden. Daher werden die Wellenkraftwerke für die in dieser Arbeit durchgeführten Analysen nicht berücksichtigt.

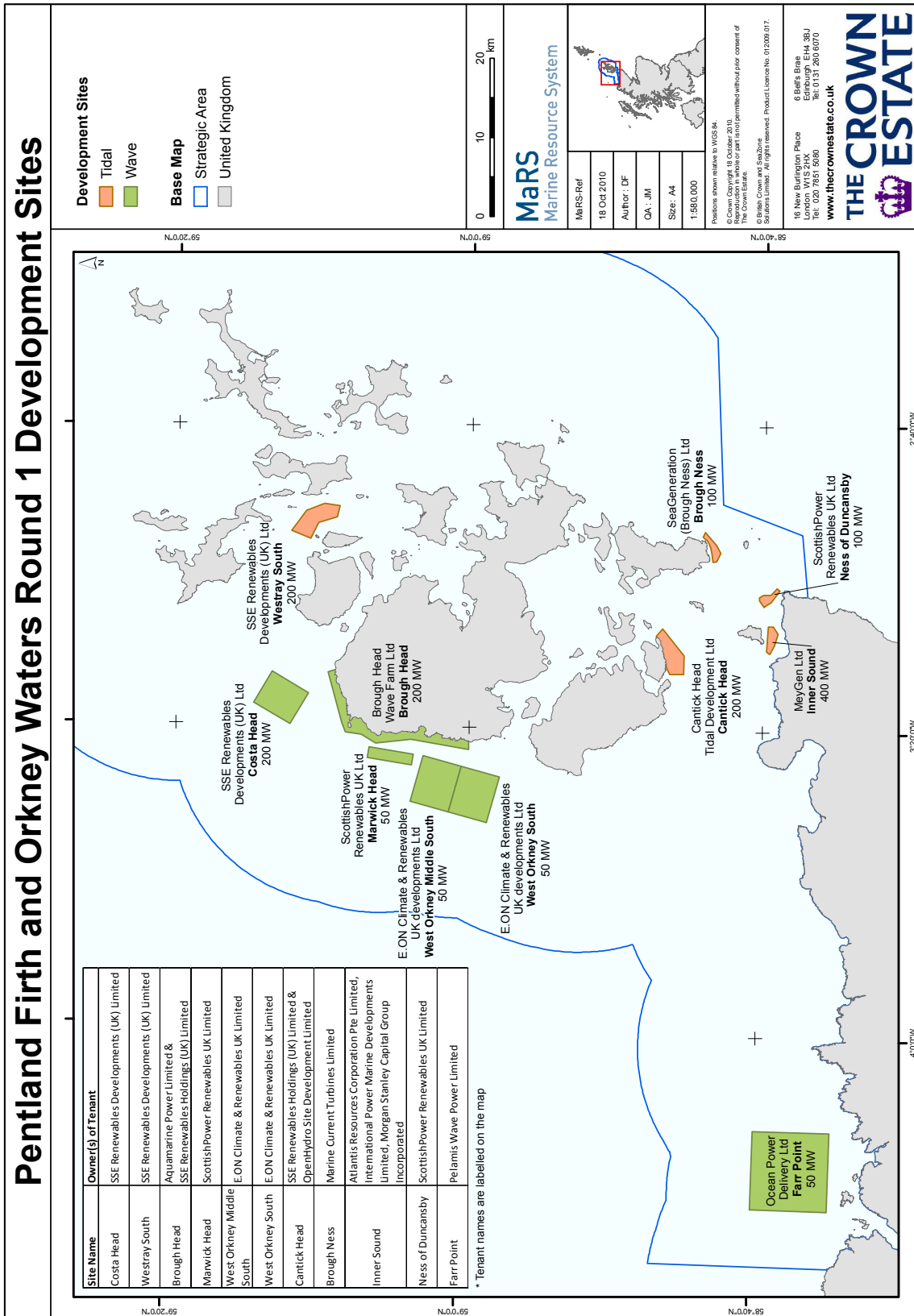


Abbildung 26: Projektstandorte Pentland Firth und Orkney Waters Round 1 Quelle: [Thec]

2.2.9 Kraftwerksverteilung in Großbritannien

In der Abbildung 27 sind die recherchierten Kraftwerke von Großbritannien und Nordirland für das Jahr 2010 veranschaulicht. Die Größe der Symbole steht im Verhältnis zur installierten Engpassleistung. Bei den Gas- und Kohlekraftwerken wird in der Kraftwerksdatenbank eine detaillierte Unterscheidung nach dem jeweiligen Kraftwerkstyp vorgenommen. Ebenfalls werden auch die verschiedenen Kernkraftwerkstypen in der Kraftwerksdatenbank voneinander unterschieden. In der Abbildung 27 werden diese thermischen Kraftwerkstypen zugunsten einer übersichtlicheren Darstellung zusammengefasst. Die Kernkraftwerke in Großbritannien sind aus Gründen der Kühlung an den Küsten der Insel angesiedelt. Dabei ist ersichtlich, dass die Verteilung der Standorte entlang der Küste nicht konzentriert sondern relativ gleichmäßig ist.

Vergleicht man die Abbildung 14 mit der Abbildung 27 so erkennt man, dass die Kohlekraftwerke in den meisten Fällen in der Nähe von großen Kohlevorkommen oder Kohlehäfen liegen. Als Beispiele seien hier die Kohlekraftwerke in Zentralengland und an den Kohlehäfen im Süden von Wales angeführt.

Die Gaskraftwerke in Großbritannien befinden im überwiegenden Teil der Fälle entlang oder in der Nähe des britischen Erdgaspipelinetzes. Stellt man die Abbildung 10 und die Abbildung 27 gegenüber, ist diese Tatsache deutlich zu erkennen. Besonders auffällig ist die Konzentration von Gaskraftwerken in der Nähe der Erdgasterminals Dimlington, Easington und Bacton.

Die meisten Wasserkraftwerke sind in Schottland und Wales vorzufinden. Pumpspeicherkraftwerke sind auf vier Standorte konzentriert. Wobei sich jeweils 2 Standorte in Schottland und in Wales befinden.

In Nordirland sind alle thermischen Kraftwerke an drei Standorten an der Küste konzentriert. Wobei sich der Großteil der Kraftwerke in der Nähe von Belfast befindet.

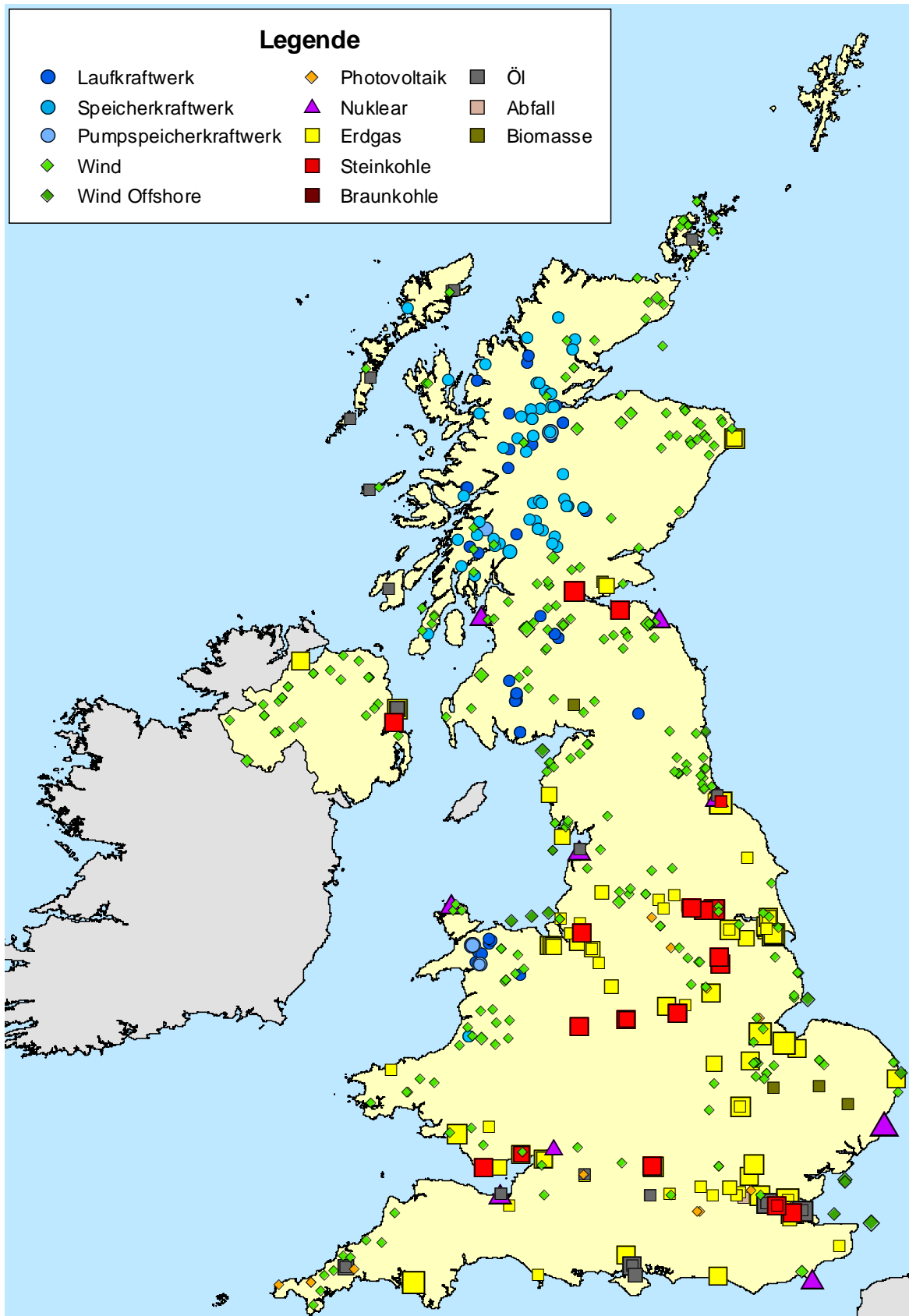
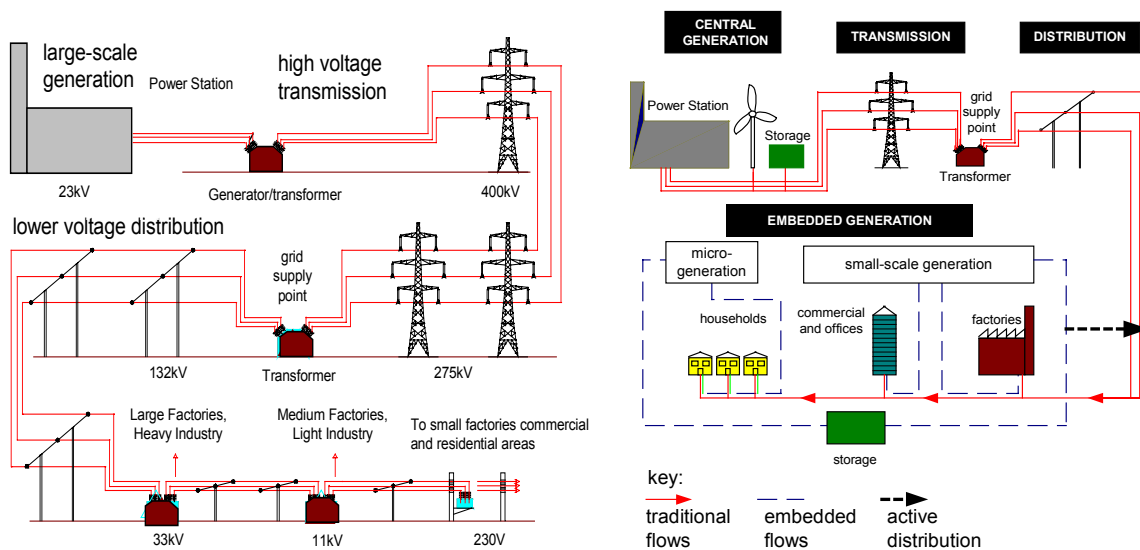


Abbildung 27: Kraftwerksstandorte in Großbritannien und Nordirland 2010 Quelle: eigene Darstellung

2.3 Das Elektrizitätsnetz in Großbritannien

Die historisch gewachsene Struktur der britischen Elektrizitätsbranche war auf die Produktion von elektrischer Energie in großen zentralen Kraftwerksblöcken ausgerichtet. Daraus ergab sich die Notwendigkeit diese Energie über darauf abgestimmte Übertragungs- und Verteilernetze zu den Endkunden zu transportieren. Die Elektrizitätsbranche wies deshalb stark monopolistische und vertikal integrierte Organisationsstrukturen auf. Der charakteristische Transportweg von der höchsten Spannungsebene hin zu der niedrigsten Spannungsebene wird in der Abbildung 28a veranschaulicht.



(a) Zentrale Elektrizitätswirtschaft Quelle: [Parc] S. 1 (b) Dezentrale Elektrizitätswirtschaft Quelle: [Parc] S. 3

Abbildung 28: Gegenüberstellung einer a) Zentralen Elektrizitätswirtschaft und einer b) Dezentralen Elektrizitätswirtschaft

Durch die Liberalisierung des Elektrizitätsbranche und der vermehrten Einspeisung vorwiegend erneuerbaren Energien und Kraftwärmekopplungsanlagen in das Verteilernetz, kam es zu einer starken Veränderung in der grundsätzlichen Netzstruktur. Bei diesen Kraftwerken spricht man auch von eingebetteten (Embedded) Produzenten. Die schematische Darstellung eines solchen Systems wird in Abbildung 28b dem bisherigen Verbundsystem in der Abbildung 28a gegenübergestellt. Als Schlüsselherausforderung für die Netze wird daher der wachsende Anteil von Erzeugungsanlagen in den Mittel- und Niederspannungsebenen betrachtet. [Parb] S. 1-3

Die Verluste im Verhältnis zum Bedarf beliefen sich im gesamten Netz im Jahr 2010 auf 7 %. Von diesen Verlusten wurden 22 % im Übertragungsnetz verursacht und 74 % im

Verteilernetz. Die restlichen 4 % sind Teil sonstiger Verluste, wie zum Beispiel Messfehler. [Depe] S. 120

2.3.1 Übertragungsnetz in Großbritannien

Das elektrische Übertragungsnetz in Großbritannien befindet sich im Besitz von National Grid Electricity Transmission plc (*NGET*) in England und Wales, Scottish Power Transmission Limited (*SPTL*) in Zentral- und Südschottland und Scottish Hydro Electric Transmission Limited (*SHETL*) im Norden von Schottland. Diese drei Onshore-Netzgebiete und das Offshore-Übertragungsnetz wird als National Electricity Transmission System (*NETS*) bezeichnet. In der Abbildung 29 werden die einzelnen Netzgebiete geographisch gegliedert dargestellt. Auf das ebenfalls dargestellte Übertragungsnetz in Nordirland wird im Kapitel 3.3 näher eingegangen.

Am 24. Juni 2009 wurde die neue Regelung für Offshore-Übertragungsnetze von der Regulierungsbehörde *Ofgem* in Kraft gesetzt. Diese Regelung dient in erster Linie der Förderung und der Netzeinbindung von Offshorewindparks. Die jüngste Lizenz wurde dem Offshorewindpark Robin Rigg im März 2011 ausgestellt.

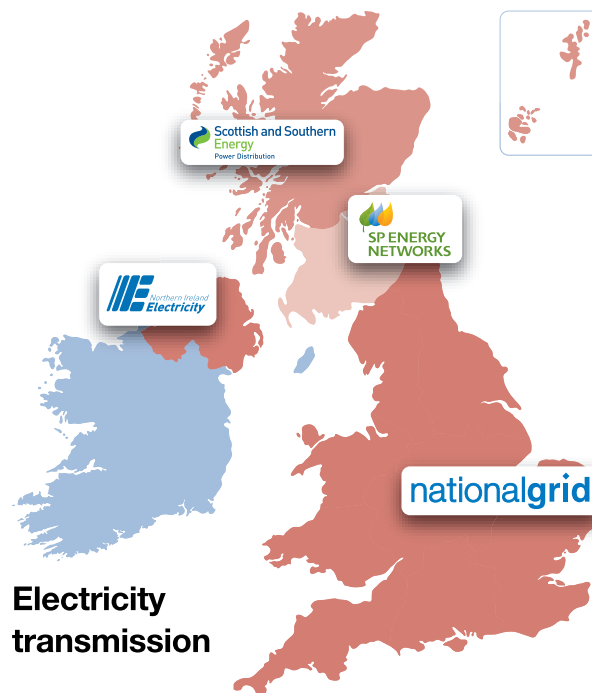


Abbildung 29: Die britischen Übertragungsnetzgebiete Quelle: [Enea] S. 3

Durch diese Entwicklungen wurde der bisherige Great Britain System Operator (*GB-*

SO) *NGET* zum sogenannten National Electricity Transmission Operator (*NETSO*). Dadurch wird der Verantwortungsbereich von *NGET* auf die Offshore Übertragungsnetze ausgeweitet. [Natc]

Das britische Höchst- und Hochspannungsnetz umfasst drei verschiedene Spannungsebenen. Für das Netzgebiet von *NGET* und *SPETL* werden alle Leitungen mit einer Nennspannung von 400 kV, 275 kV oder 132 kV zum Übertragungsnetz gezählt. Beim Übertragungsnetzbetreiber *SHETL* kommen nur die Spannungsebenen 275 kV und 132 kV zum Einsatz. [Natc] S. 27

Das britischen Übertragungsnetz besitzt in Summe eine Leitungslänge von 24.384 km und 531 Umspannwerken. Davon befinden sich im Netzgebiet von *NGET* 14.096 km an Freileitungen und 650 km Hochspannungskabeln. Ebenfalls befinden sich im Besitz von *NGET* 300 Umspannwerke und grenzüberschreitenden HVDC-Verbindungsleitungen nach Frankreich. Zum Übertragungsnetz von *SPETL* gehören Hoch- und Höchstspannungsleitungen mit einer Länge von 4.345 km, 131 Umspannwerke und die HVDC-Verbindung nach Nordirland. Das Übertragungsnetz von *SHETL* besteht aus 100 Umspannwerken und besitzt eine Länge von 5.293 Leitungskilometern. Als Verbindungspunkte zu den Verteilernetzen werden die Grid Supply Points (*GSP*) definiert. In der Abbildung 28 ist dieser Verbindungspunkt dargestellt. Die Beschreibung des Verteilernetzes erfolgt im Kapitel 2.3.2. [Natc] S. 15-27

In dieser Arbeit werden das gesamte britische Onshoreübertragungsnetz und die grenzüberschreitenden Verbindungen für die Datenbank erfasst. Dieses Netz bildet die Grundlage für die in Kapitel 4 durchgeführten Analyse. Die dafür notwendigen Daten werden aus der Quelle [Natd] entnommen.

Bei der Modellierung des Netzes werden vereinfachte Netzreduktionen durchgeführt, beispielsweise bei Stichleitungen und in der Nähe großer Ballungszentren (z.B.: innere Stadt London). Dies erklärt auch die Abweichung der erhobenen Leitungskilometer von den realen Kennwerten.

Das in der Simulation verwendete Übertragungsnetz besitzt daher eine Länge von 19.975 km und 389 Knoten. Damit sind rund 82 % der Leitungskilometer und 73 % der Umspannwerke für die Berechnungen realisiert. Ebenfalls wird in die Datenbank der Analyse alle bis dato bekannten Ausbauprojekte und Netzveränderungen bis ins Jahr 2018 implementiert. Damit werden in Summe 830 Leitung und 178 Transformatoren in das Modell mit eingebunden. In der Abbildung 30 ist das für die Analyse benötigte Höchst- und Hochspannungsnetz der britischen Inseln für das Jahr 2010 dargestellt.

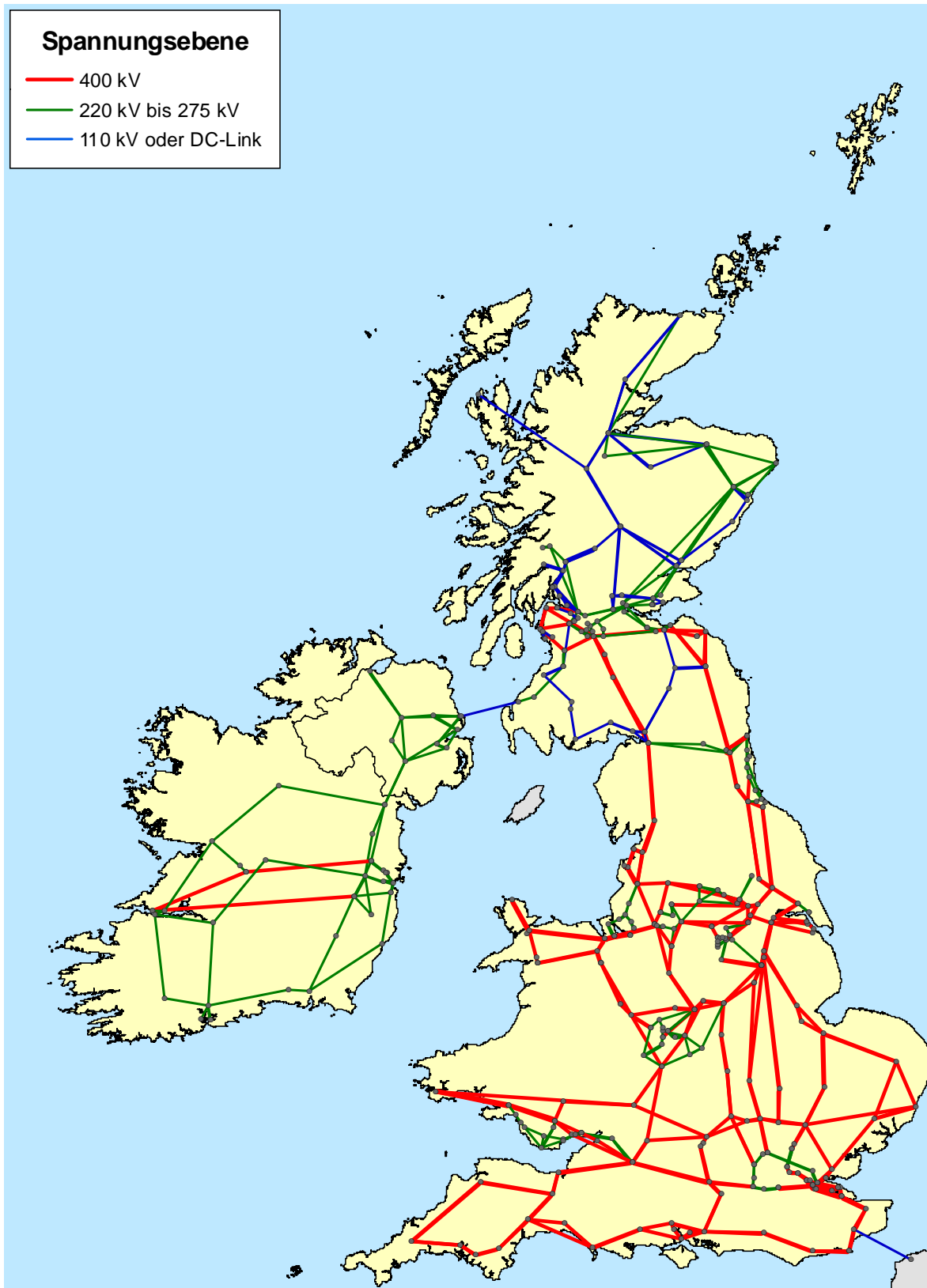
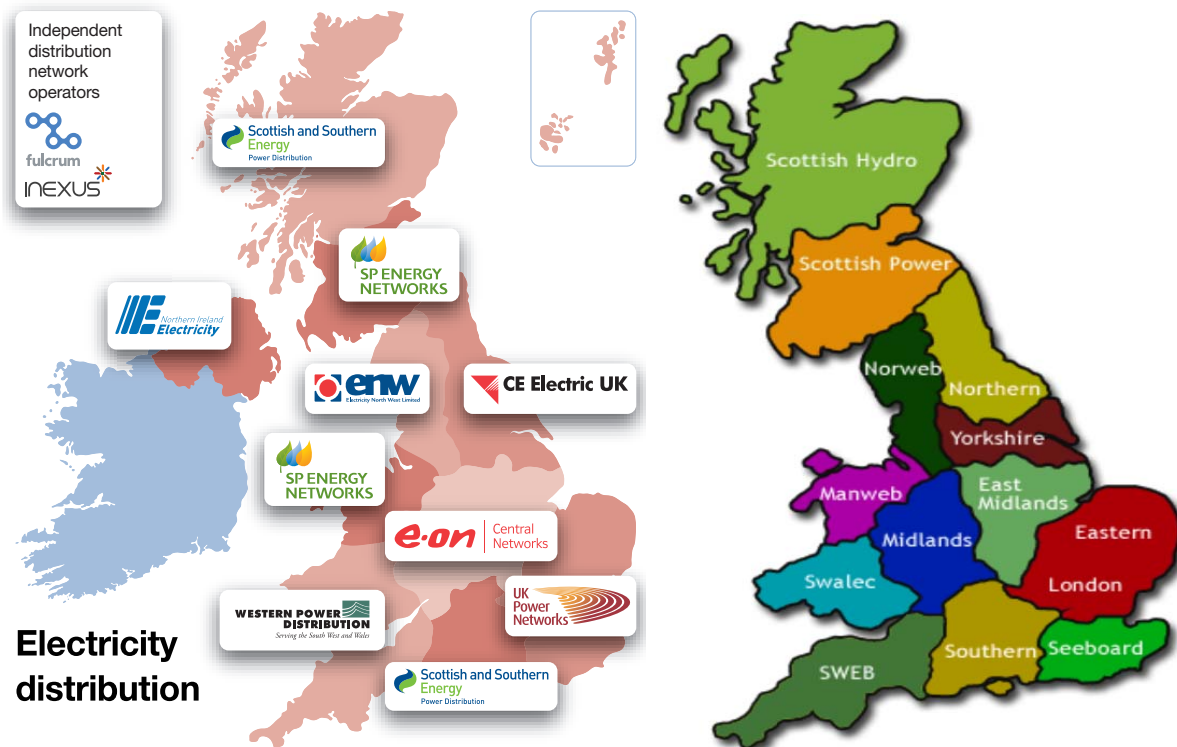


Abbildung 30: Karte des Höchst- und Hochspannungsnetzes von Großbritannien, Nordirland und der Republik Irland 2010 Quelle: eigene Darstellung

2.3.2 Verteilernetz in Großbritannien

Die Verteilernetze haben die Aufgabe die elektrische Energie von den Übertragungsnetzen zu den Endkunden zu transportieren. Übernahmestelle sind hierbei die bereits erwähnten *GSP*. In Großbritannien gibt es aus diesem Grund 14 Lizenzen für sogenannte Distribution Network Operators (*DNOs*). Diese Lizenzen sind an ein gewisses Netzgebiet gebunden. In der Abbildung 31b sind die lizenzierten Gebiete dargestellt. Es besteht aber die Möglichkeit, dass ein Verteilernetzbetreiber mehrere *DNO*-Lizenzen besitzt. Im Laufe der Zeit kam es zu einem Zusammenschluss von den ursprünglich 14 *DNOs* zu nur mehr 7 Verteilernetzbetreibern. Die aktuelle Gebietsverteilung der Verteilernetzoperatoren ist in Abbildung 31a der Abbildung 31b gegenübergestellt. [Offj]



(a) Die britischen Verteilernetzoperatoren Quelle: [Enea] S. 3
 (b) Die lizenzierten Verteilernetzgebiete von Großbritannien Quelle: [Eneb]

Abbildung 31: Gegenüberstellung der Verteilernetzgebiete nach a) Betreiber und b) Lizenzgebieten

Außer den *DNOs* gibt es auch noch Lizenzen für Independent Distribution Network Operators (*IDNOs*). Der Unterschied zwischen den beiden Lizenzformen ist, dass *IDNOs* keine festgelegten Verteilernetzgebiete besitzen. Diese unabhängigen Netzbetreiber erhalten in den meisten Fällen Lizenzen für den Betrieb von Verteilernetzweiterungen

die an ein bestehendes Verteilernetz angeschlossen werden. Als Beispiel sei hier die Anbindung von neuen Wohnsiedlungen angeführt. Diese Verteilernetzbetreiber unterliegen der Aufsicht durch *Ofgem*. Zurzeit gibt es fünf *IDNOs*. [[Offk](#)]

Die Verteilernetze stellen, wie die Übertragungsnetze, ein natürliches Monopol dar. Daher unterliegen diese Netze ebenfalls einer strengen Preisregelung und Beaufsichtigung durch die Regulierungsbehörde *Ofgem*. Dies soll sicherstellen, dass die Betreiber eine angemessene Rendite erhalten und die Endkunden einen fairen Preis bezahlen. [[Offj](#)]

2.4 Bedarf an elektrischer Energie Großbritannien

Ein wesentlicher Bestandteil im Zuge dieser Arbeit vollzogenen Systemanalyse ist die Ermittlung der Last für die einzelnen Knoten. Dabei muss sichergestellt werden, dass auch die Verteilung des Verbrauchs so realitätsnah wie möglich wiedergespiegelt wird.

Die Herangehensweise besteht darin jeden Knoten einen gewissen Anteil an der Gesamtbevölkerung des betrachteten Netzbereiches zuzuteilen. Dieser Methode liegen zwar gewisse Annahmen und Verallgemeinerungen zugrunde, aber die notwendigen Daten für die Bevölkerungsverteilung sind in den meisten Fällen zugänglich.

Es werden im Grunde zwei Merkmale für jeden Knoten benötigt. Als erstes muss festgestellt werden, ob der betroffene Knoten überhaupt ein Lastknoten ist. Falls dies zutrifft, wird die Höhe des zuzuordnenden Bevölkerungsanteils benötigt. Die genaue Beschreibung und Vorgehensweise um die benötigten Merkmale zu bestimmen und dadurch die gesuchte reale Verbrauchsverteilung anzunähern wird in den folgenden Punkten erläutert.

2.4.1 Netzentnahmepunkte von Großbritannien

In diesem Abschnitt wird beschrieben, welche Knoten einen Verbindungspunkt zum untergeordneten Verteilernetz darstellen. Um dies zu ermitteln, werden die Daten der Siebenjahresprognose des Netzbetreibers *National Grid* herangezogen. In der Rolle des nationalen Übertragungsnetzbetreibers veröffentlicht *National Grid* in diesem Bericht Lastdaten des gesamten großbritannischen Netzgebietes ([Natd]).

Diese Daten werden nun als Grundlage verwendet um die Lastknoten zu bestimmen. Bei den in diesem Bericht angegebenen Knoten handelt es sich um die sogenannten Grid Supply Points (*GSP*). Diese Entnahmepunkte werden durch eine Reihe von Besonderheiten definiert. Als *GSP* gelten jene Knoten die eine Verbindung zwischen dem Übertragungsnetz und den regionalen Verteilernetzen darstellen. In weiterer Folge werden auch jene Netzentnahmepunkte als *GSP* definiert die zur Einbindung großer Kraftwerksblöcke in das Übertragungsnetz dienen. Unter den Begriff *GSP* fallen auch jene Knoten und deren Verbraucher die unmittelbar von *National Grid* versorgt werden.

Die meisten *GSP* Knoten kommen gar nicht im simulierten Netz vor, sondern werden erst einem vorhandenen übergeordneten Netzknoten zugeteilt. Da kein Netzplan für das untergeordnete Verteilernetz vorhanden ist, wird die Zuordnung von *National Grid* zur Lastflussberechnung der Siebenjahresprognose für die eigene Verbrauchsaufteilung herangezogen.

Nach einigen Filtervorgängen, wie zum Beispiel die Eliminierung der Stichleitungsknoten und die Anpassung an die Reduktion des Großraums London, kann die Knotenzuordnung der *GSP*-Knoten zu den für die eigenen Berechnungen relevanten Knoten von *National Grid* übernommen werden. Nach Beendigung dieses Prozesses stehen somit jene Knoten fest die eine Lastzuteilung erhalten sollen.

Hier sei auch noch erwähnt, dass an allen Knotenpunkten mit mehreren Spannungsebenen zwingend derjenige Knoten mit der niedrigsten Spannungsebene als Lastknoten definiert werden. Im Zuge von Kalibrierungsmaßnahmen kann es zu einer Neuverteilung der Last innerhalb der Spannungsebenen an einem Netzknoten kommen.

Um das existierende Höchstspannungsnetz realitätsnah darstellen zu können werden spezielle T-Knoten eingebaut. An diesen Knoten hängen prinzipiell keine Verbraucher und auch keine Erzeuger.

Für den zukünftigen Ausbau des Übertragungsnetzes in Großbritannien sind natürlich auch neue Umspannwerke notwendig. Diese Knoten werden zwar teilweise als neue Lastknoten geplant, trotzdem wird diesen Knoten vorerst keine Last zugeteilt.

2.4.2 Bevölkerung von Großbritannien

Im vorangegangenen Abschnitt 2.4.1 wurde festgelegt, welche Knoten für eine Lastzuteilung basierend auf Bevölkerungsstatistiken in Frage kommen. Als nächsten und letzten Schritt wird nun bestimmt wie hoch der Bevölkerungsanteil je Lastknoten ist. Daraus folgt, dass die geographische Verteilung der Bevölkerung in Großbritannien bekannt sein muss. Die dafür benötigten Daten liefert hier die nationale Statistikbehörde (*Office for National Statistics*). Auch werden von dieser Behörde umfassende regionale und nationale Prognosen über die Bevölkerungsentwicklung veröffentlicht die für zukünftige Szenarien von Bedeutung sein werden. Daher wird in weiterer Folge auch ein kurzer allgemeiner Ausblick zum Thema Bevölkerungsentwicklung dargestellt.

Der Stand der Bevölkerung in Großbritannien wird in der Tabelle 2 dargestellt. Hierbei handelt es sich um eine Abschätzung des Bevölkerungsstandes auf Basis der Volkszählung aus dem Jahr 2001. Eine Volkszählung wird im Vereinigten Königreich alle zehn Jahre durchgeführt. Als Stichtag für die Volkszählung wird aus historischen Gründen immer der 30. Juni festgelegt.

	Population (thousands)			% Change	
	Mid-2001	Mid-2009	Mid-2010	Mid-09 to	Annual average
				Mid-10	Mid-01 to Mid-10
United Kingdom	59,113	61,792	62,262	0.8	0.6
England and Wales	52,360	54,809	55,240	0.8	0.6
England	49,450	51,810	52,234	0.8	0.6
Wales	2,910	2,999	3,006	0.2	0.4
Scotland	5,064	5,194	5,222	0.5	0.3
Northern Ireland	1,689	1,789	1,799	0.6	0.7

Tabelle 2: Bevölkerungsentwicklung des Vereinigten Königreiches und der *Constituent Countries* Quelle: [Offc]

Das Wachstum der Bevölkerung im Vereinigten Königreich war mit 0,8 % im Jahr 2010 das größte seit dem Jahre 1962. Dieses Jahr kennzeichnet das Ende der sogenannten "Babyboom"- Jahre, auch bekannt als der "Pillenknick". Dieses außergewöhnliche Wachstum hat im Grunde drei Ursachen.[Offc]

Wachstumsfaktoren Vereinigtes Königreich 2010:

- Steigerung der Geburtenrate
- Steigerung der Nettowanderungsquote
- Senkung der Sterberate

Bei der Nettowanderungsquote handelt es sich um die Differenz zwischen Zu- und Abwanderung in der Bevölkerung. Bildet man ebenfalls die Differenz zwischen der Geburtenrate und der Sterberate erhält man die sogenannte natürliche Wachstumsrate. Stellt man diese beiden Faktoren gegenüber ist zu erkennen, dass die Nettowanderungsquote in den letzten Jahren wieder ansteigt und auf einen Anteil am Gesamtwachstum von 48 % kommt. Damit ist auch weiterhin zu beobachten, dass das Wachstum der Bevölkerung zwar immer noch ansteigt, aber die Nettowanderungsquote unter dem 5 % Anteil bleibt. Es ist aber anzunehmen, dass die Nettowanderungsquote weiter ansteigen wird und wieder einen größeren Einfluss gegenüber der natürlichen Wachstumsrate einnimmt. In weiterer Folge ist zu berücksichtigen, dass auch die Nettowanderungsquote einen Einfluss auf die natürliche Wachstumsrate hat, da bei der natürlichen Wachstumsrate nicht zwischen Geburten von Migranten und Staatsbürgern unterschieden wird. [Offc]

Aus diesen Entwicklungstendenzen leitet sich auch die Begründung ab, warum die in der Abbildung 32 dargestellte Bevölkerungsprognose einen so starken Bevölkerungszuwachs für das Vereinigte Königreich voraussagt.

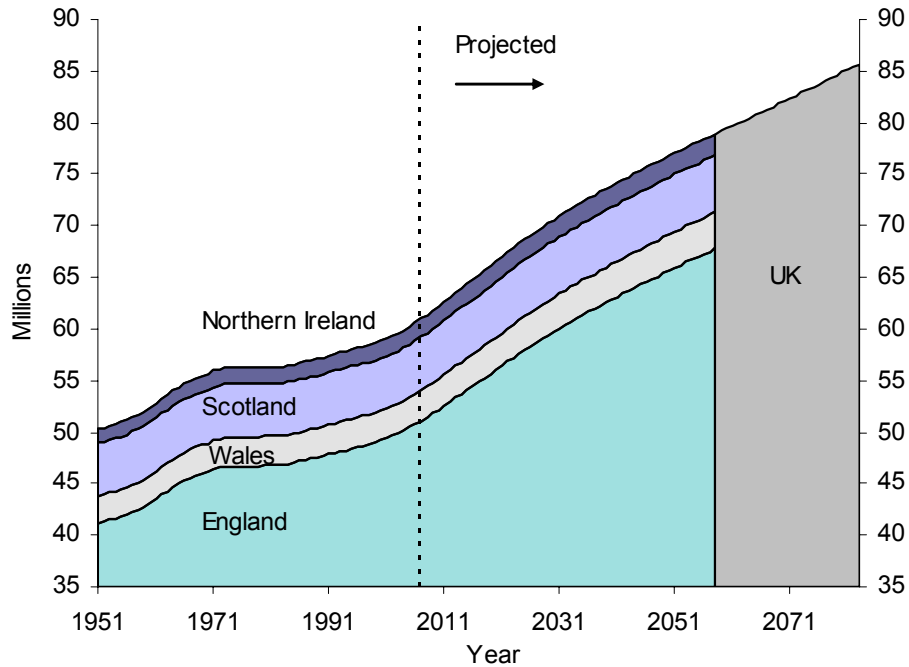


Abbildung 32: Prognose Bevölkerungsentwicklung der *Constituent Countries* von 1951-2083 Quelle: [Offd]

Die Grafik zeigt sehr deutlich, dass England mit 89 % den größten Anteil an der Gesamtbevölkerung besitzt. Aus dem Prognoseverlauf ist ebenfalls ersichtlich, dass in Zukunft vor allem in England das stärkste Bevölkerungswachstum stattfinden wird.

Für die Verbrauchsermittlung wird natürlich eine sehr viel detailliertere Bevölkerungsaufteilung benötigt als nur die Aufschlüsselung nach den *Constituent Countries*. Hierbei stellt sich nun die Frage, wie die Verwaltungsebenen im Vereinigten Königreich strukturiert sind und welche Ebene für die Auswertung zweckmäßig ist.

In England gibt es im Grunde drei Verwaltungsebenen die von administrativer Bedeutung sind. Die erste Unterteilung Englands erfolgt in neun Regionen. Jede dieser Regionen besitzt ihr eigenes *Government Office* als Verwaltungsbehörde. Die nächste Stufe ist die Ebene der Grafschaften. Wobei diese Ebene Verwaltungseinheiten unterschiedlichen Typs besitzt. Die 6 *Metropolitan Counties*, 27 *Non-Metropolitan (Shire) Counties* und 56 *Unitary Authorities* bilden die zweite Verwaltungsebene. Sie unterscheiden sich grundsätzlich in den Kompetenzen und der weiteren Untergliederung. Die dritte Ebene bilden die Wahlbezirke. Wobei bei den *Unitary Authorities* keine weitere Unterteilung erfolgt. Ein Sonderfall ist der Großraum London, der direkt von der ersten Ebene in die dritte Verwaltungsebene aufgeteilt ist. Hier unterscheidet man zwischen der *City of London* und den 32 *London Boroughs*. Dies ist in der Abbildung 33 dargestellt.

Wales ist im Gegensatz zu England in eine einstufige Verwaltungsgliederung unterteilt. Es gibt 22 *Unitary Authorities* die sich in Wahlkreise aufteilen.

In Schottland ist die Abstufung der Verwaltungsebenen ebenfalls auf eine einzige Stufe beschränkt. Wobei hier nicht von *Unitary Authorities* gesprochen wird, sondern von *Council Areas*. Die 32 *Council Areas* sind den *Unitary Authorities* gleichzusetzen und werden wiederum in Wahlbezirke unterteilt.

Um die Problematik bei der geeigneten Zuteilung der Bevölkerung zu den einzelnen Knoten zu verstehen, muss man sich vor Augen halten, dass es in Großbritannien mehr Änderungen der administrativen Grenzen pro Jahr gibt, als im gesamten Rest der Europäischen Union zusammen. [Offb]

Der Grund liegt hierfür bei dem in Großbritannien vorherrschenden relativen Mehrheitswahlssystem. Hierbei herrscht das Prinzip vor, dass jeder Kandidat in einem Wahlbezirk mit Hilfe einer einfachen Mehrheit gewählt wird. Es gibt so viel Sitze im Unterhaus wie Wahlbezirke. Das Prinzip des Stimmgleichgewichts für jeden Wähler in jeden Wahlbezirk muss dabei immer gegeben sein. Daraus folgt, dass sich bei einer Änderung der Bevölkerungsverteilung auch die geographischen Grenzen des Wahlbezirkes ändern müssen, damit die Stimmgewichtung immer gleich bleibt. Die Wahlbezirke bilden aber immer die Basis der übergeordneten Verwaltungsebenen. Aus diesem Grund sind die Grenzen der einzelnen Verwaltungsebenen einer häufigen Veränderung unterworfen.

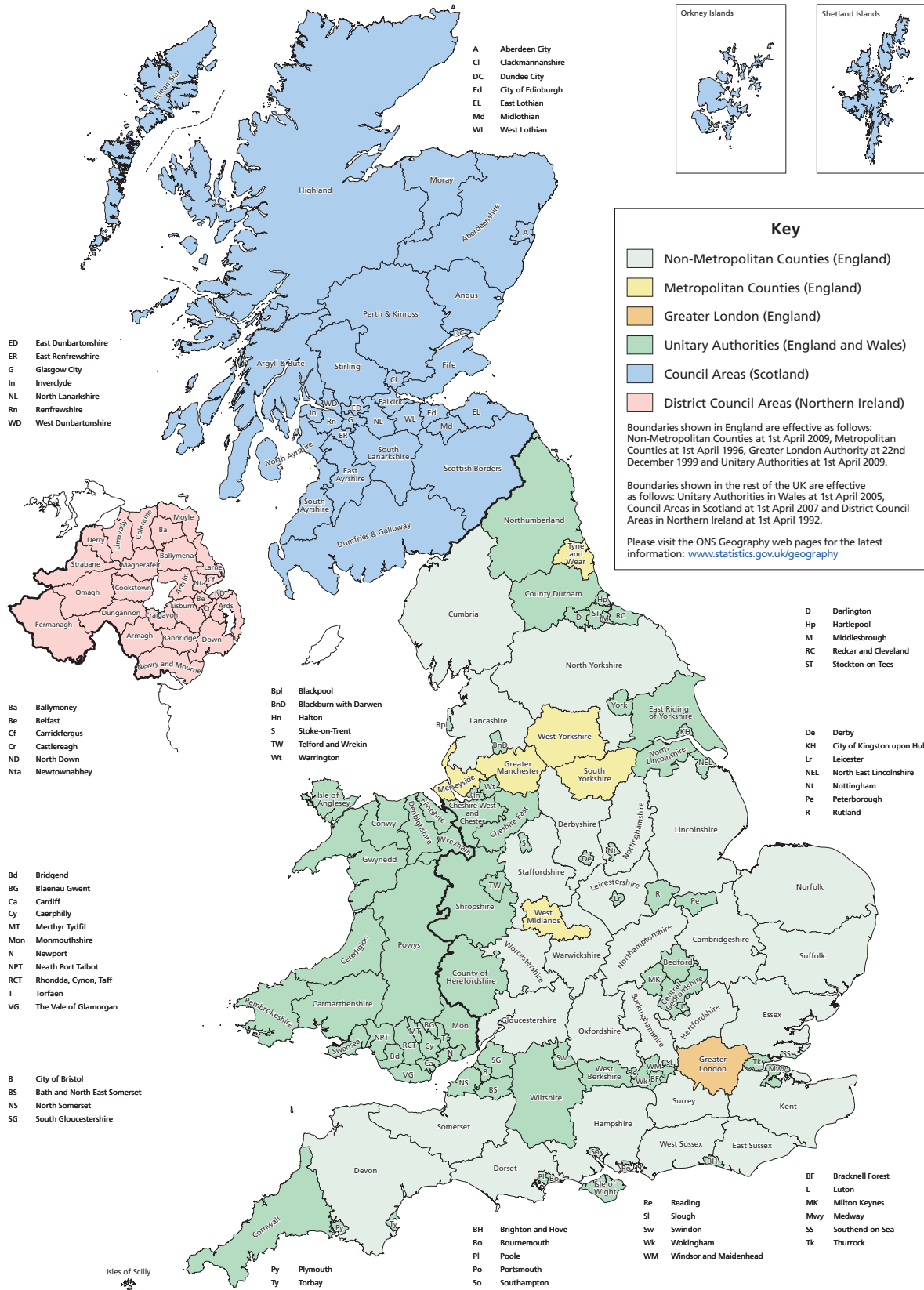


Abbildung 33: Karte der Verwaltungsebenen in Großbritannien Quelle: [Ofg]

Die Abbildung 33 zeigt die geographische Einteilung Großbritanniens nach den Grafschaften und der sogenannten *Unitary Authorities* ab dem Jahr 2009. Anhand dieser Karte konnte die Bevölkerung den einzelnen Knoten zugeteilt werden, da die prinzipielle Beschränkung auf die Ebene der Grafschaften festgelegt wurde. Falls sich mehrere Knoten in einer Grafschaft befinden, werden die Wahlbezirke der betroffenen Grafschaft für eine genauere Zuteilung herangezogen. Auch bei sonstigen Zuteilungskonflikten wurde versucht anhand der untergeordneten Verwaltungsebene eine realitätsnahe Zuteilung zu finden. Die dafür nötigen Daten wurden wieder aus der Datenbank des *Office for National Statistics* [Offa] entnommen. Falls in einer Grafschaft kein Netzknoten vorhanden ist, wird die Bevölkerung dieser Grafschaft mithilfe des untergeordneten Verteilernetzes einen oder mehreren bestehenden Netzknoten zugeteilt.

2.4.3 Das Bedarfsverhalten in Großbritannien

Der Bedarf an elektrischer Energie in Großbritannien unterliegt gewissen charakteristischen Schwankungen. Um dieses typische Bedarfsverhalten analysieren zu können muss man den Tagesverlauf als auch den Jahresverlauf der Spitzenlast näher betrachten.

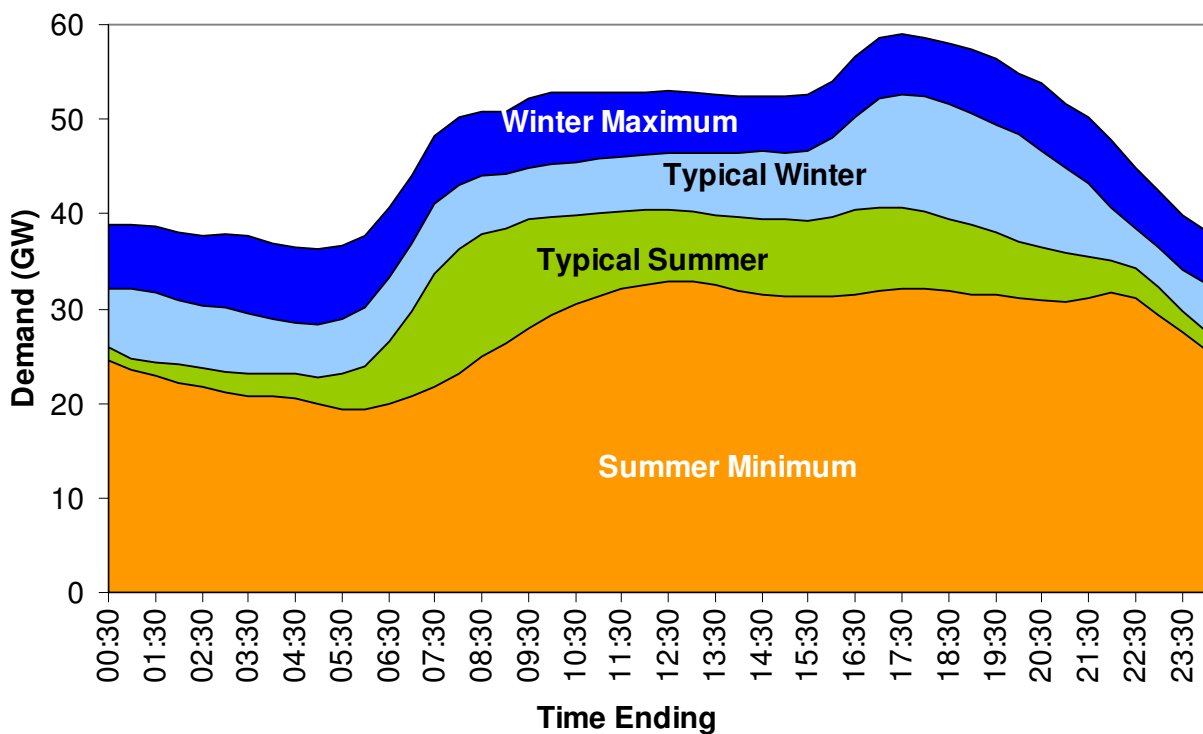


Abbildung 34: Tageslastprofile typischer Winter- und Sommertage in Großbritannien für 2010/11
 Quelle: [Natd] S. 2-2

In der Abbildung 34 werden die Tagesverläufe der Last an ausgewählten Tagen gegenübergestellt. Diese Lastprofile beinhalten nicht den Bedarf für die Pumpspeicherkraftwerke, Umspannwerke und Exporte. Die in der Abbildung 34 dargestellten Tagesprofile stammen von folgenden Tagen. [Natd] S. 2-2

- Wintermaximum: 07.12.2010
- Sommerminimum: 18.07.2010
- Typischer Wintertag: 17.11.2010
- Typischer Sommertag: 10.06.2010

Für die Verläufe des Tages mit dem Wintermaximum und eines typischen Wintertages sind folgenden Ereignisse bestimmend. Zwischen 00:00 h und 03:00 h laufen die zeit- und ferngesteuerten Warmwasserspeicherheizungen. Im Zeitraum von 06:30 h bis 09:00 h beginnt sich der Verbrauch eines Arbeitstages aufzubauen. Von 09:00 h bis 16:00 h pendelt sich der Verbrauch eines Arbeitstages auf einem "Plateau" ein. Zwischen 16:30 h und 17:30 h wird die Tagesspitze erreicht. Der Grund liegt hier in einer erhöhten Nachfrage bei den Haushaltsverbrauchern. Danach kommt es zu einem Rückgang der Belastung aufgrund des reduzierten Bedarfs der Gewerbe- und Industrieverbraucher. [Natd] S. 2-3

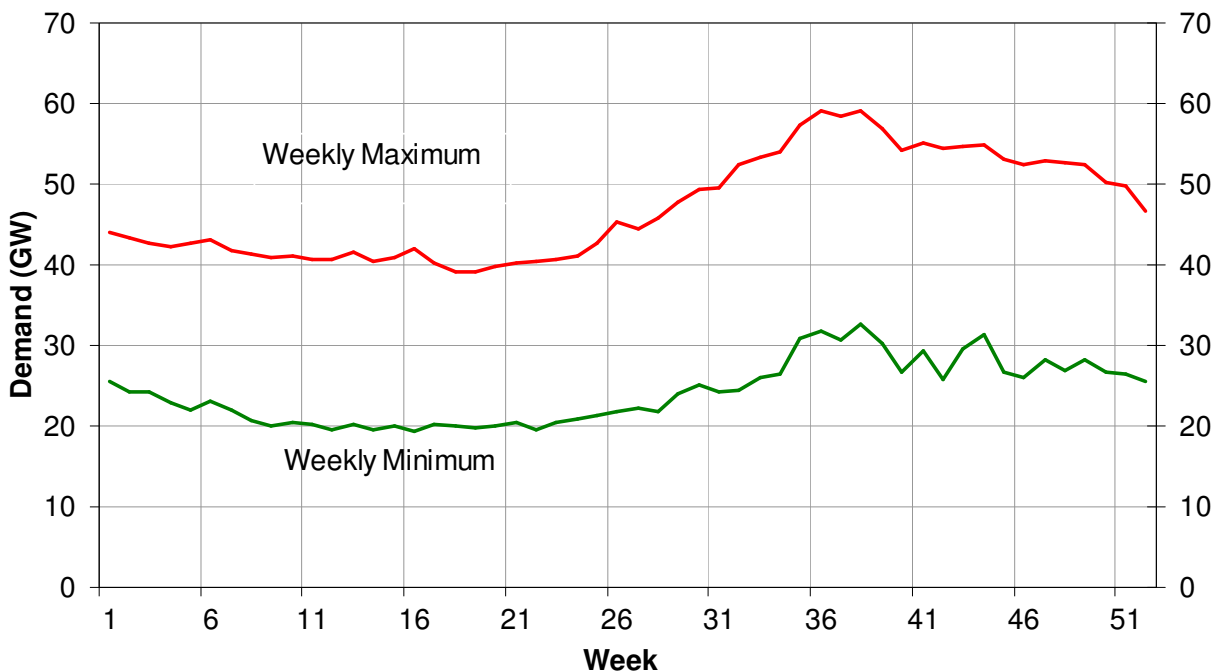


Abbildung 35: Wöchentliche Maximal- und Minimallasten in Großbritannien für 2010/11 Quelle: [Natd] S. 2-3

Der Unterschied der Winterprofile zu einem typischen Sommerprofil (Wochentag) liegt vor allem an dem nicht benötigten Bedarf für die Warmwasserspeicherheizungen im Sommer. In weiterer Folge kommt es zu einer Abweichung beim Einsatzzeitpunkt der Last für die Abendbeleuchtung. Das Profil für das Sommerminimum ist ein Sonntag und es kommt daher zu einem verminderten Bedarf zur Mittagszeit. [Natd] S. 2-3

Die Abbildung 34 zeigt die Schwankung der Last über den Tag. In der Abbildung 35 wird die Schwankung des Wochenmaximums und des Wochenminimums für die Periode 2010/11 gegenübergestellt. Die Startwoche des dargestellten Zeitraums in der Abbildung 35 ist die erste Aprilwoche 2010. Damit wird verdeutlicht wie die Last sich über das Jahr hinweg verhält. Dabei wird ersichtlich, dass die jährliche Lastspitze vor allem im Wintermonat Dezember auftritt. [Natd] S. 2-3

2.5 Der Elektrizitätsmarkt in Großbritannien

Um den Elektrizitätsmarkt in Großbritannien besser zu verstehen, ist es von Vorteil sich einen kurzen Überblick über den historischen Entwicklungsverlauf der Elektrizitätswirtschaft in Großbritannien zu verschaffen.

Ein historischer Wendepunkt ist der sogenannte *Electricity Act* der im Jahr 1989 von der Regierung Thatcher verabschiedet wurde. Dieser legt den Grundstein für die Liberalisierungspläne der bis dato vertikal integrierten monopolistisch organisierten Elektrizitätswirtschaft. Als Begründung für die Reformierung des Elektrizitätsmarktes wurden die Reduzierung der Verbraucherpreise, die Erhöhung des Aktienbesitzes im Vereinigten Königreich und die durch den Verkauf des Staatseigentums finanzierbaren Steuererleichterungen angeführt. Damit wurde in Großbritannien bereits viel früher der Liberalisierungsprozess eingeleitet als im restlichen Europa. Bei der Durchführung der Liberalisierung wurden alle aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvollen Bestandteile des Elektrizitätssystems, wie Erzeugung und Handel, in verschiedene Einzelunternehmen aufgesplittet und privatisiert. Aufgrund ihres natürlichen Monopols unterliegen seit diesem Zeitpunkt die Übertragungs- und Verteilernetze einer staatlichen Regulierung. Diese Öffnung des Elektrizitätsmarktes wurde zunächst nur in England und Wales durchgeführt. [Parb] S. 12

In Folge dieser massiven Umstrukturierung erfolgte die Gründung des sogenannten *Electricity Pool*. In diesem *Pool* waren zu diesem Zeitpunkt nur die Erzeuger und Verbraucher über 1 MW dazu berechtigt am Großhandelsmarkt teilzunehmen. Ab dem Jahr 1998 war der Markt für alle Verbraucher und Erzeuger bestreitbar. Der *Pool* diente als Clearinghaus zwischen den Erzeugern und den Großhandelsverbrauchern. Dabei handelte es sich in der Regel um die regionalen Elektrizitätsunternehmen. Alle Erzeuger mussten ihre Angebote in diesem Großhandelsmarkt einbringen und alle regionalen Elektrizitätsunternehmen waren dazu berechtigt ihren Bedarf am Markt zu decken. *National Grid* betrieb als lizenzierter Systemoperator den *Electricity Pool*.

Weitere wichtige Meilensteine waren die Marktreformen *New Electricity Trading Arrangements (NETA)* im Jahr 2001 und *British Electricity Trading and Transmission Arrangements (BETTA)* im Jahr 2005. Aufgrund der Umstrukturierung des Elektrizitätsmarktes durch *NETA*, sind Erzeuger, Anbieter, Händler und Verbraucher am Großhandelsmarkt dazu berechtigt, Angebote zu stellen und bilaterale Verträge abzuschließen. In diesem System ist es möglich sowohl langfristige Verträge (*Forwards, Futures*) abzuschließen, als auch kurzfristigen Handel (*Short Term Markets*) zu betreiben. Um das Systemgleichgewicht zu garantieren und Netzengpässe zu vermeiden, wird auch ein

Balancing Mechanismus eingeführt. Nach dem Ablauf dieses Prozesses wird noch eine sogenannte *Settlement* durchgeführt. Der genaue Ablauf wird im Anschluss im Kapitel 2.5.1 erklärt. Durch *BETTA* wurde auch das schottische Elektrizitätssystem in *NETA* eingebunden. [Hub]

2.5.1 Der Marktprozess in Großbritannien

Der Markt in Großbritannien ist grundsätzlich in einen Großhandelsmarkt (*Wholesale Market*) und einen Endkundenmarkt (*Retail Market*) unterteilt. Am Endkundenmarkt treffen sich die eigentlichen Konsumenten und die Einzelhändler (*Suppliers*). Unter den Begriff Konsumenten fallen die Haushaltskunden, Klein- und Mittelunternehmen und Großunternehmen. Der Großhandelsmarkt ist der Markt an dem der Verkauf und der Erwerb von elektrischer Energie der Einzelhändler und der Erzeuger stattfinden. Dieser Markt erlaubt den Einzelhändlern den Bedarf ihrer Kunden zu decken. Der Wettbewerb wird durch uneingeschränkte bilaterale Verträge ermöglicht. Es sei auch erwähnt, dass sogenannte *Non Physical Traders* (z.B.: Banken) ebenfalls die Möglichkeit besitzen Elektrizität zu handeln. Alle drei Marktteilnehmer werden als Parteien des *Balancing and Settlement Code (BSC)* bezeichnet. Der *BSC* gibt den Rahmen für den *Balancing Mechanism* vor, der ein Teilprozess der *BETTA* Marktstruktur ist. [Elea] S. 5

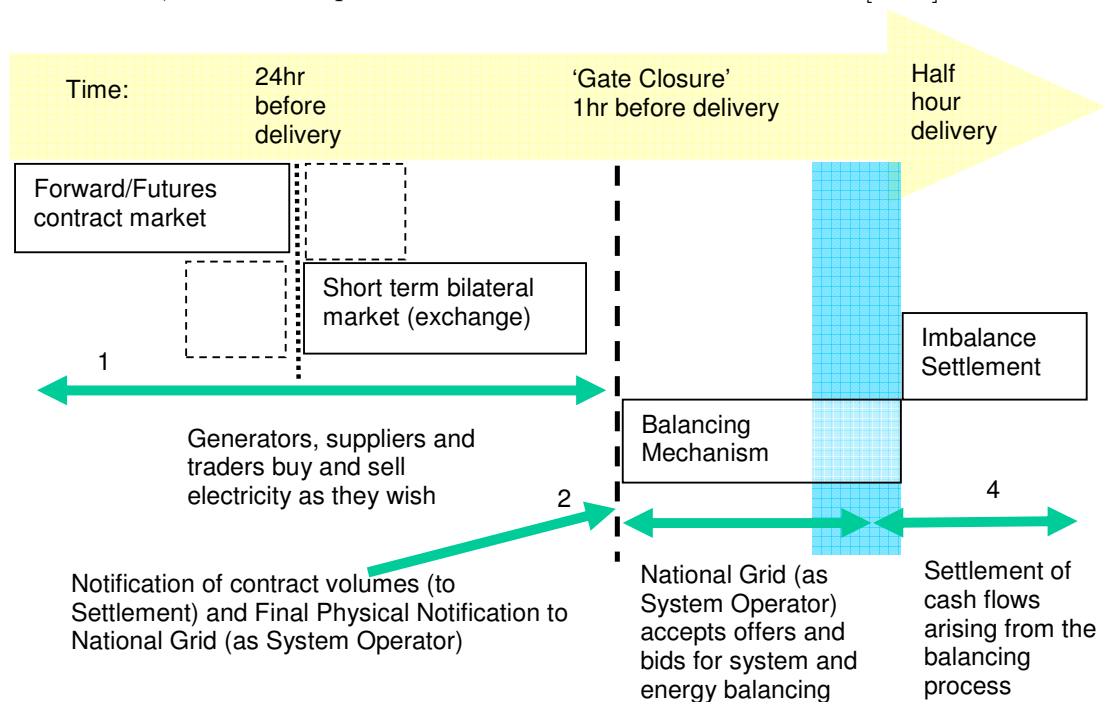


Abbildung 36: Übersicht über die *BETTA* Marktstruktur Quelle: [Natd] Kapitel 10 S.2

Dem Marktteilnehmern ist es frei gestellt an den bilateralen Märkten und den *Balancing Mechanism* teilzunehmen. Unter den bilateralen Märkten versteht man die Forward, Futures und Shortterm Märkte. In der Abbildung 36 wird der zeitliche Ablauf dargestellt. Am britischen Strommarkt wird in 1/2 Stunden Einheiten gehandelt. Diese 1/2 Stunden Einheiten werden als *Settlement* Periode (*SP*) bezeichnet. Jeder Tag besitzt demnach 48 *Settlement* Perioden. Die *Settlement* Periode 1 beginnt um 00:00 Uhr und endet um 00:30 Uhr. Die letzte *Settlement* Periode 48 beginnt um 23:30 Uhr und endet entsprechend um 00:00 Uhr.

Die Handelsabkommen sind so ausgelegt, dass 1 Stunde vor Lieferbeginn alle Verträge die diese Settlement Periode betreffen eingefroren werden. Der Zeitpunkt des Handelsabschlusses vor Lieferung wird als *Gate Closure* bezeichnet. In der Abbildung 37 wird der Begriff anhand eines Beispiels erklärt.

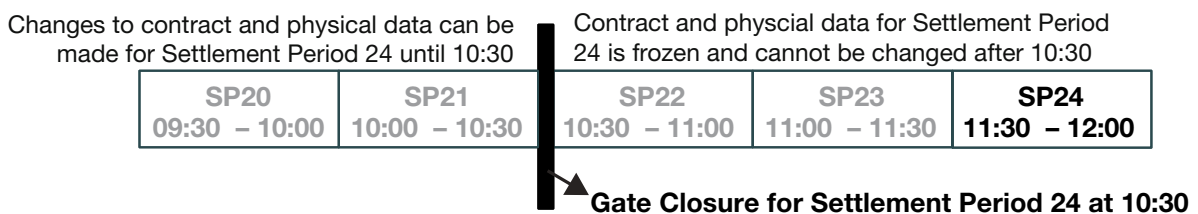


Abbildung 37: Detailablauf des *Gate Closure* Quelle: [Elea] S. 7

Ab dem Zeitpunkt des *Gate Closure* übernimmt der System Operator (National Grid) die Kontrolle. Dies geschieht mit dem Ziel das Systemgleichgewicht für den physikalischen Transport herzustellen. Der nun beginnende *Balancing Mechanism* stellt dem System Operator Möglichkeiten zur Verfügung um seiner Aufgabe des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs nachzukommen.

In erster Linie kann National Grid *Bids* oder *Offers* der Marktteilnehmer entgegen nehmen. Ein *Offer* ist das Angebot eines Erzeugers zur Steigerung der Produktion oder das Angebot eines Einzelhändlers die Nachfrage zu verringern. Ein *Bid* ist ein Angebot eines Erzeugers die Produktion zu drosseln oder das Angebot eines Einzelhändlers den Verbrauch zu steigern.

National Grid ist dazu verpflichtet, die Kosten für die oben angeführten Maßnahmen so gering wie möglich zu halten. Außerdem muss der System Operator die technischen Grenzen des Systems einhalten und dafür Sorge tragen, dass die eingesetzten Kraftwerke auch den für den Ausgleichsvorgang auch geeignet sind.

Die Gründe für ein Ungleichgewicht im Netz sind vielfältig. Die Kunden eines Einzel-

händlers verbrauchen mehr Strom als durch Verträge festgelegt ist. Ein Erzeuger kann nicht die angegebene Strommenge liefern. Es kann für beide Situationen auch der gegenteilige Fall eintreten. Die dadurch entstehenden Differenzen müssen in einem *Settlement*-Prozess ausgeglichen werden. Das heißt, dass nach dem *Balancing Mechanism* die wirklich gelieferten Mengen gemessen und mit den Verträgen gegengerechnet werden. Die Abrechnung (Settlement) erfolgt über ein zentrales geschlossenes System (BSC Central Systems). Für diese Aufgabe wird ein nicht gewinnorientiertes Unternehmen benötigt. Diese Funktion wird von *ELEXON* erfüllt. [Elea]

2.5.2 Marktstruktur in Großbritannien

Als Messgröße zur Bestimmung der Marktstruktur wird in den bisherigen Berichten des Regulators Office of Gas and Electricity Markets (*Ofgem*) immer die Transmission Entry Capacity (*TEC*) als Bezugsgröße herangezogen. Da es bei dieser Bezugsgröße zu einer Verfälschung der Darstellung der tatsächlichen Marktstruktur kommt, wird ab dem National Report 2011 [Offm] die Nettoenergiemenge in einer *Settlement*- Periode (*metered volume*) als Bezugsgröße verwendet. Daher ist ein Vergleich mit den vorhergehenden Berichten nur eingeschränkt möglich. [Offm] S. 31

Um den Charakter des Marktes zu bestimmen wird der Herfindahl-Hirschman Index (*HHI*) für die Marktteilnehmer berechnet und im National Report 2011 angegeben. Der *HHI* wird aus der Summe der Quadrate der individuellen Marktanteile gebildet. Damit wird erreicht, dass eine Verlagerung der Gewichtung auf die größeren Marktteilnehmer stattfindet. Ein absolutes Monopol erreichte daher einen *HHI*-Wert von 10.000. Der *HHI* ist ein Maß für die Konzentration in einem Markt. [Offh] S. 21

- geringfügige Marktkonzentration ($HHI \leq 1.000$)
- moderate Marktkonzentration ($1.000 \leq HHI \leq 1.800$)
- hohe Marktkonzentration ($HHI \geq 1.800$)

Der *HHI* als Kriterium zur Abschätzung der Gefahr des Marktmachtmissbrauches wird in [Hir] kritisch betrachtet. Durch die schwankenden Nachfrage und das relativ dazu starre Angebot der Erzeuger ergeben sich unterschiedliche Marktsituationen. Dazu muss auch noch die geringe Elastizität der Nachfrage berücksichtigt werden. Dies führt in Spitzenlastzeiten selbst bei geringer Marktkonzentration zu signifikanten Marktmachtpotentialen. Hinzu kommt, dass lokaler Marktmachtstellungen auch Nettoengpässe entstehen können, welche in einer Gesamtauswertung nicht ins Gewicht fallen. [Hir] S. 23

Bei einer Fusion zweier Marktteilnehmer werden zwei Schwellwerte definiert. Diese Grenzen werden bei einer moderaten Marktkonzentration und einem *HHI* Zuwachs von 100 Punkten oder bei einer hohen Marktkonzentration und einem Zuwachs von mehr als 50 Punkten erreicht. Durch die Überschreitung dieser Werte ist mit erheblichen Wettbewerbsnachteilen zu rechnen und ein erhöhtes rechtliches Bedenken von Seiten der Kartellbehörde wäre laut *Ofgem* angebracht. [Offh] S. 21

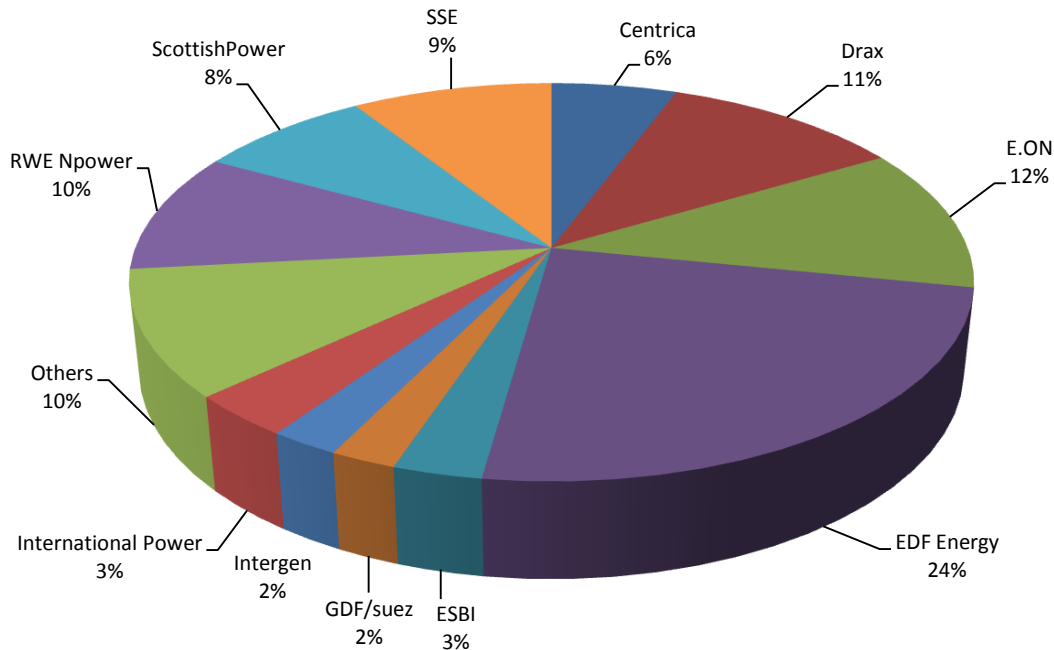


Abbildung 38: Marktanteile 2010 in Großbritannien Quelle: [Offm] S. 31

Der Großhandelsmarkt in Großbritannien kann grob in einen bilateralen Markt (*OTC* und *Power Exchanges*), dem *Balancing Mechanism* und dem *Settlement* eingeteilt werden. Im *OTC* Handel (over the counter) werden in der Periode August 2009 bis Juli 2010 1.289 TWh gehandelt. Es gibt seit 2010 drei Börsenplätze in Großbritannien mit folgendem Handelsvolumen im Jahr 2010.

- APX Power UK Exchange (18,6 TWh)
- IEC Intercontinental Exchange (81 TWh)
- Nasdaq OMX N2EX (2,6 TWh + 17 TWh *OTC*)

Der Großteil des britischen Handelsvolumen wird dennoch über die *OTC* Märkte abgewickelt. Im Jahr 2010 werden rund 91 % des Stromhandels am *OTC* Markt und nur 9 % an den Strombörsen getätigt. [Offm] S. 28

In der Abbildung 43 wird die Marktstruktur des Großhandelsmarktes in Großbritannien dargestellt. Die drei größten Unternehmen generieren fast die Hälfte des britischen Elektrizitätsverbrauchs. Aus der Abbildung ist ebenfalls ersichtlich, dass sieben Unternehmen einen Marktanteil größer als 5 % Prozent besitzen. Der gesamten Marktanteil dieser sieben Unternehmen beträgt 80 %. [Offm] S. 31

Der *HHI* Index für den gesamten Markt beträgt 1.238 Punkte. Der höchsten individuellen Index erreicht EDF Energy mit 578 Punkten, gefolgt von E.ON mit 136 Punkten und Drax mit 118 Punkten. [Offm] S. 31

Der britische Endkundenmarkt ist geprägt durch sechs Multi Utility Unternehmen. Diese gingen ursprünglich aus den 15 Gas- und Stromversorger aus dem Jahr 1998 hervor und besitzen 99 % der Marktanteile des Endkundenmarktes. Diese *BIG 6* genannten Unternehmen und ihre Marktanteile sind in der Abbildung 39 umrissen. [Offm] S. 33

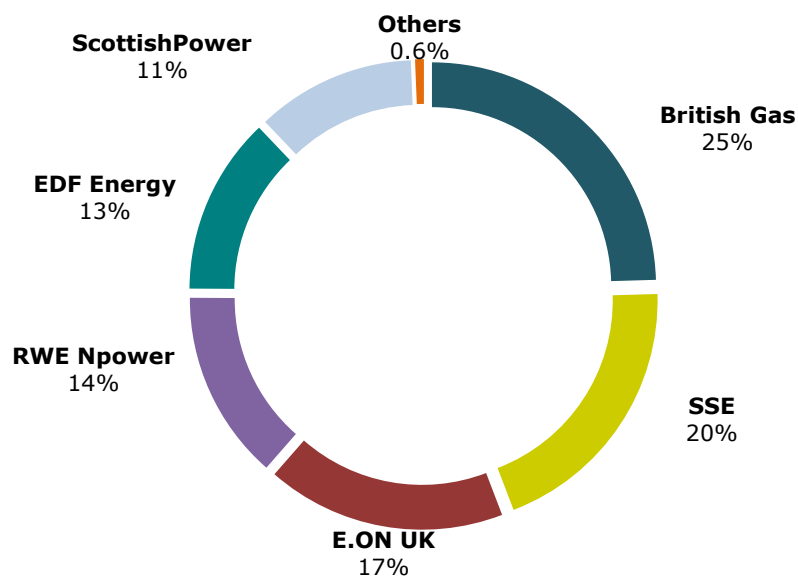


Abbildung 39: Marktanteile verschiedener Unternehmen am Endkundenmarkt für Strom 2010 in Großbritannien Quelle: [Offm] S. 33

Die Abbildung 39 spiegelt aber nicht die regionale Marktstruktur in einzelnen Verteilernetzgebieten wieder. In den einzelnen Verteilernetzgebieten bewegt sich die Anteile der Anbieter zwischen 32 % und 73 %. [Offm] S. 34

Der *HHI* Index des Marktes beträgt im Jahr 2010 1.768 Punkte. Der durchschnittliche regionale *HHI* Index erreicht hingegen einen viel höheren Wert von 2.923 Punkten. Der

Markt für Kleinunternehmen weist eine sehr hohe Marktkonzentration auf. Der Markt für Haushaltskunden wird als konzentriert eingestuft. [Offm] S. 34-35

2.5.3 Marktpreise und Investitionen in Großbritannien

Der gemeinsame Marktpreisindizes des Endkundenmarktes für Elektrizität und Brennstoffe stiegen im Zeitraum von 2000 bis 2010 um 63 % an. Wie aus der Abbildung 40 zu erkennen ist wuchs der reale Preis für Elektrizität im gleichen Zeitraum um 41 %. Im Vergleich zum Jahr 2009 fällt der Strompreis im Jahr 2010 um 5 %. Für die abgebildeten Preisindizes wird als Basisjahr das Jahr 2005 herangezogen. Außerdem sei noch erwähnt, dass die Preise inklusive der Mehrwertsteuer dargestellt sind.

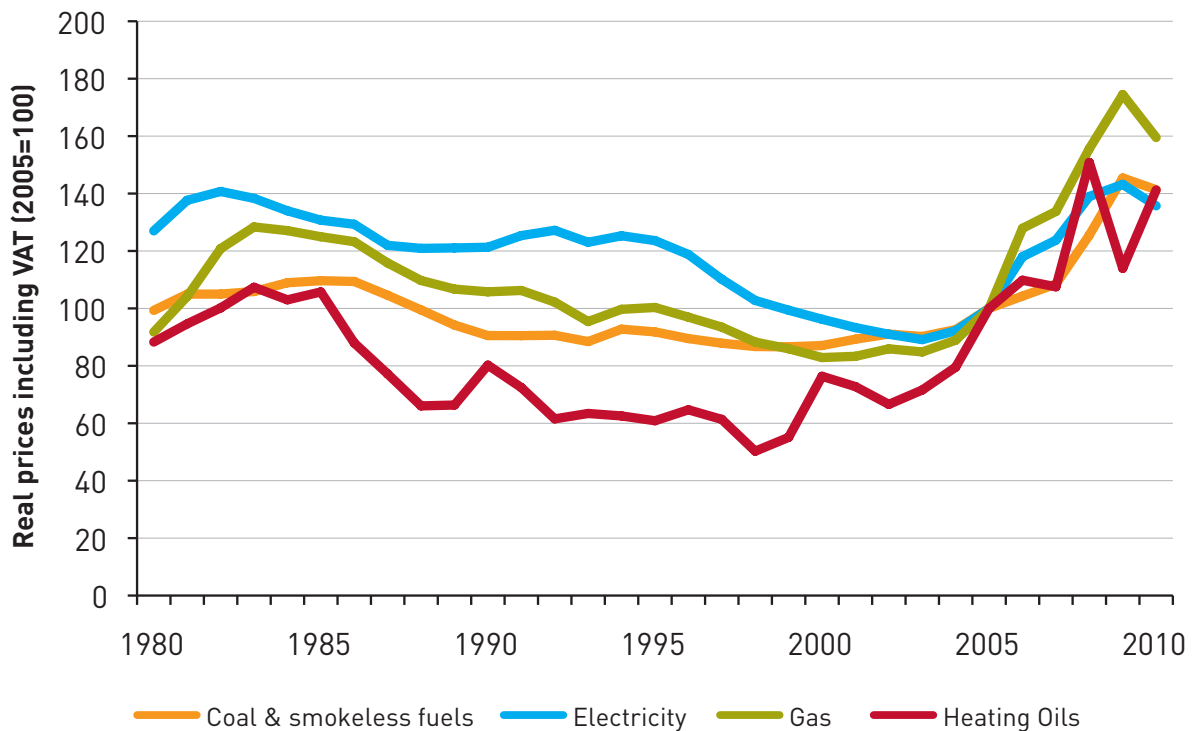


Abbildung 40: Entwicklung der Brennstoffpreisindizes für den Endkundensektor von 1980 bis 2010
 Quelle: [Depi] S. 39

Ein weiterer interessanter Aspekt der Marktpreise für Endkunden ist deren Zusammensetzung und zeitliche Entwicklung. Daher veröffentlicht die Regulierungsbehörde des Vereinigten Königreichs (*Ofgem*) regelmäßig einen Bericht über den Aufbau einer typischen Strom- und Gasrechnung eines durchschnittlichen Haushaltskonsumenten. Die Abbildung 41 zeigt den Aufbau einer solchen Stromrechnung bis zum aktuellen Stand des

Monats Dezember 2011. Bei dieser Betrachtung wird davon ausgegangen, dass der hier aufgezeigte Beispielfall einen Jahresverbrauch von 4 MWh besitzt. Der Umrechnungskurs von Britischem Pfund auf Euro belief sich am 21.01.2012 auf 1,2 Euro je *GBP*.

Der Hauptanteil am Endkundenpreis wird vom Großhandelsmarktpreis bestimmt. Dieser erreichte im Dezember 2011 einen Wert von 240 Pfund für den durchschnittlichen Konsumenten. In der Regel beläuft sich der Anteil aber auf rund 63 % der Rechnung. Die Transportkosten erreichen im Normalfall eine Höhe von 21 % an der Gesamtkosten. Dabei fallen 17 % auf die Verteilernetze und 4 % auf die Übertragungsnetze. Die Kosten für Förderungen werden mit 10 % angegeben. Die Mehrwertsteuer beträgt 5 % und die Messkosten betragen 1 % der Gesamtkosten. [Offi]

Für die Mehrwertsteuer und alle anderen Kosten fielen für einen durchschnittlichen Endverbraucher im angeführten Beispiel 230 Pfund/a an. Die Gesamtjahreskosten beliefen sich auf 590 Pfund/a. Rechnet man die Betriebskosten von 65 Pfund/a von Gesamtbeitrag ab, erhält man einen Nettogewinn von 55 Pfund/a. Dies entspricht einer Steigerung gegenüber dem Vorjahr um 54 %. [Offi] S. 11

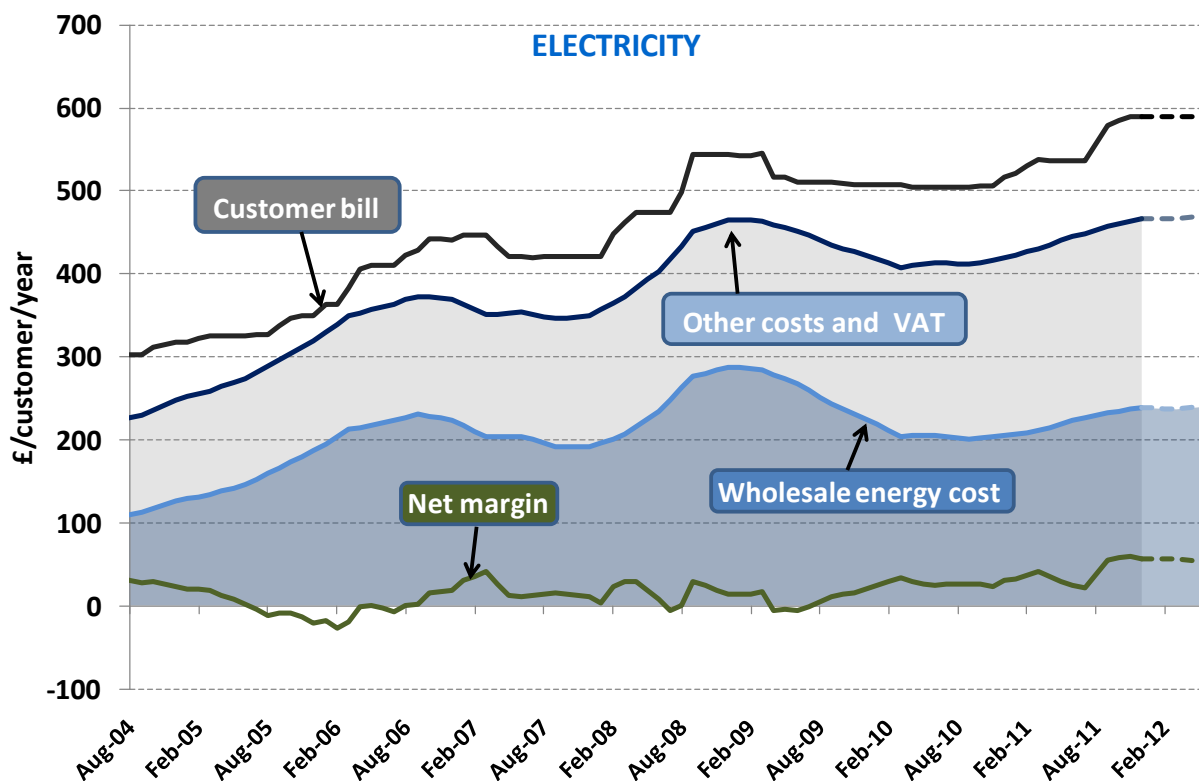


Abbildung 41: Typische Stromrechnung eines Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 4.000 kWh, Kosten und Nettogewinne Quelle: [Offi] S. 9

Um die Entwicklung eines Elektrizitätssystems besser abschätzen zu können, ist die Höhe der jährlichen Investitionen im Elektrizitätssektor ein guter Indikator. In der Abbildung 42 ist die generelle jährliche Investitionshöhe der Elektrizitätswirtschaft von 1995 bis 2010 dargestellt. Seit dem Jahr 2004 wachsen die Investitionen kontinuierlich. Wobei im Jahr 2010 40 % der Gesamtinvestitionen im Energiesektor im Elektrizitätssektor getätigt wurden. Dies entspricht einer absoluten Investition von fast 6,2 Milliarden Euro. [Depi] S. 7

Der Verband der Kraftwerksbetreiber ist der The Association of Electricity Producers (AEP) im Vereinigten Königreich. Dieser schätzt die notwendigen Investitionen in den Elektrizitätssektor bis zum Jahr 2020 auf 240 Milliarden Euro.

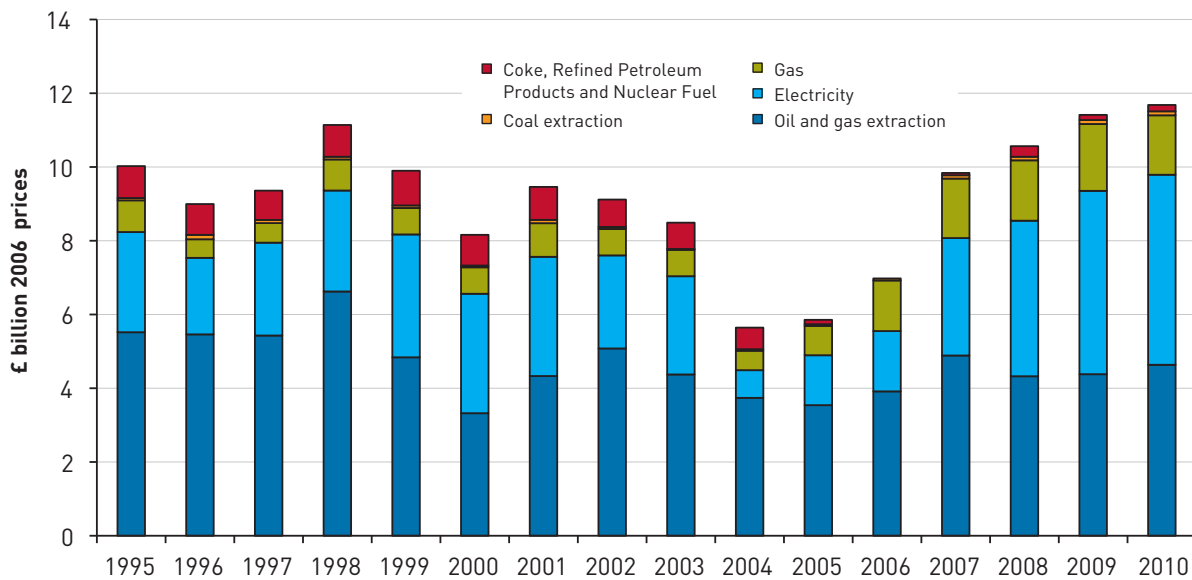


Abbildung 42: Investitionen der Energieindustrie von 1995 bis 2010 Quelle: [Depi] S. 7

Wie bereits in der Einleitung dieses Kapitels beschrieben, wurde der britische Strommarkt einem Liberalisierungsprozess unterzogen. Die Liberalisierung der nationalen Strommärkte wurde aber auch in vielen anderen europäischen Ländern durchgeführt. Dies führte zu einer Zunahme des Stromhandels an transparenten Stromhandelsplätzen mit ausreichender Liquidität, wie beispielsweise die deutsche Strombörse European Energy Exchange (EEX) in Leipzig oder der APX Power UK Exchange (APX). Das europäische Verbundsystem ermöglicht auch den grenzüberschreitenden Stromhandel, der immer stärker zunimmt. Das auf diese Weise entstehenden Zusammenwachsen der Strommärkte führt immer häufiger zu Engpässen bei den zur Verfügung stehenden grenzüberschrei-

tenden Kapazitäten.

Daher ist es das Ziel bis 2014 eine Marktpreiskopplung (Market Price Coupling) für Europa zu etablieren. Damit werden mithilfe sogenannter impliziter Auktionen die Preisunterschiede zwischen zwei Marktgebieten minimalisiert und die zur Verfügung stehenden Engpasskapazitäten werden besser ausgenutzt. Die Abbildung 43 zeigt den derzeitigen Stand des im Gang befindlichen Prozesses. Bis zum Jahr 2012 soll Großbritannien in die bereits gekoppelten Märkte von Central West Europe (CWE) eingebunden werden. [Age]

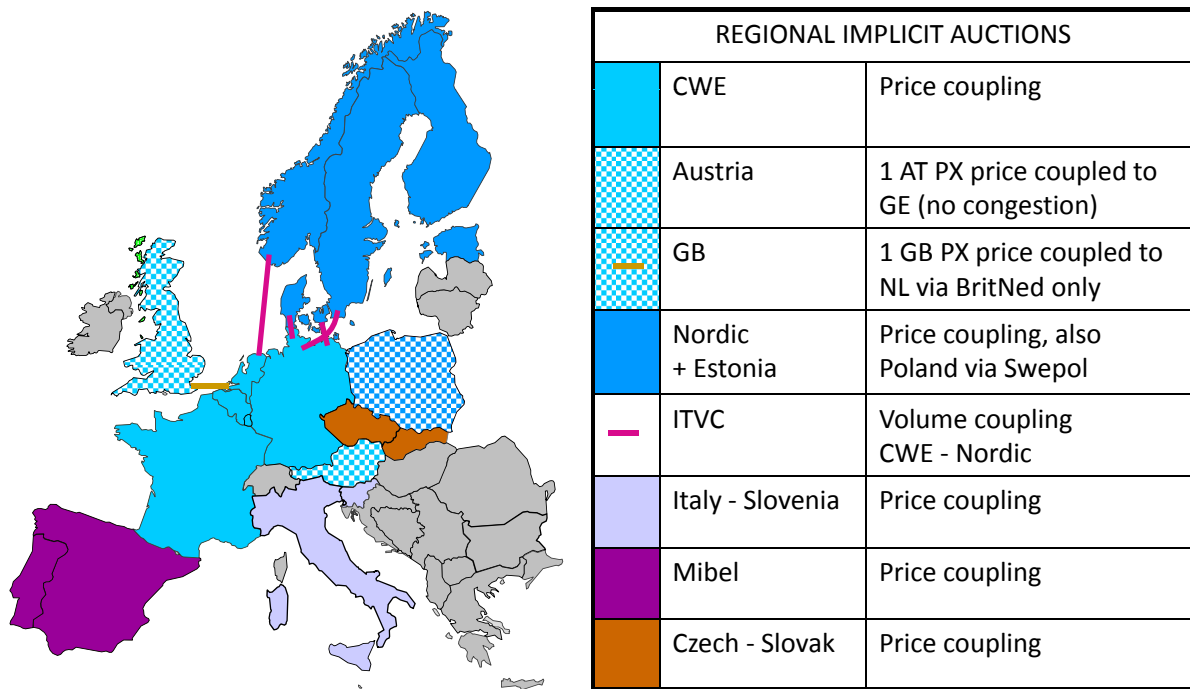


Abbildung 43: Investitionen der Energieindustrie von 1995 bis 2010 Quelle: [Age]

3 Das Elektrizitätssystem in Irland

Wie bereits in Kapitel 2 in der Einleitung erläutert, erfolgt die Unterteilung der Arbeit nach geographischen und nicht nach politischen Gesichtspunkten. Durch diese Aufteilung kommt es zu gewissen Problematiken. In den meisten statistischen Auswertungen zu den einzelnen Elektrizitätssystemen wird eine reine politische Abgrenzung nach Ländergrenzen vorgenommen. Aus diesem Grund gibt es in vielen Fällen keine konkreten Statistiken zu Nordirland oder über die gesamte irische Insel. Daher liegt in diesem Teil der Arbeit der Schwerpunkt auf dem Elektrizitätssystem der Republik Irland, wobei bei entsprechender Verfügbarkeit von Informationen und Daten auch speziell auf Nordirland eingegangen wird.

Die Insel Irland liegt im Nordwesten von Europa. Die kürzeste Distanz zur nächsten Insel (Großbritannien) beträgt 20 km. Die Entfernung zum nächsten Kontinent (Europa) beläuft sich auf 400 km. Zur Insel Irland werden außerdem noch die Inseln Achill und Inishmore gezählt. [Uni]

Die Insel Irland ist aus historischen Gründen in zwei politische Länder aufgeteilt. Der größere Teil der Insel, in etwa fünf Sechstel der Fläche, gehört zur Republik Irland mit der Hauptstadt Dublin. Der restliche nordöstliche Teil fällt unter die Verwaltung des Vereinigten Königreichs und wird als Nordirland bezeichnet. Das Hoheitsgebiet von Nordirland ist identisch mit der ehemaligen und traditionellen Provinz Ulster. Die Hauptstadt von Nordirland ist Belfast. [Cena]

3.1 Allgemeine Rahmenbedingungen des irischen Elektrizitätssystems

Mithilfe des Energieflussbildes in der Abbildung 44 verschafft man sich einen gezielten Einblick in das Elektrizitätssystem der Republik Irland. Für Nordirland wird kein explizites Energieflussbild veröffentlicht, dieses ist in Abbildung 1 integriert.

Die Verluste im irischen Elektrizitätssystem belaufen sich auf 55 % des Inputs. Ins Auge sticht vor allem die Abhängigkeit von Erdgas. Allein dieser Energieträger liefert 61 % der benötigten Rohenergie. Ebenfalls ersichtlich ist der kleine, aber wachsende Anteil an erneuerbaren Energieträgern wie Wind, Wasser, Deponiegas und Biomasse. Im Jahr 2010 belief sich der Beitrag aller erneuerbarer Energieträger auf 7,4 %. Etwa zwei Drittel dieses Anteils lieferte dabei die Windkraft.

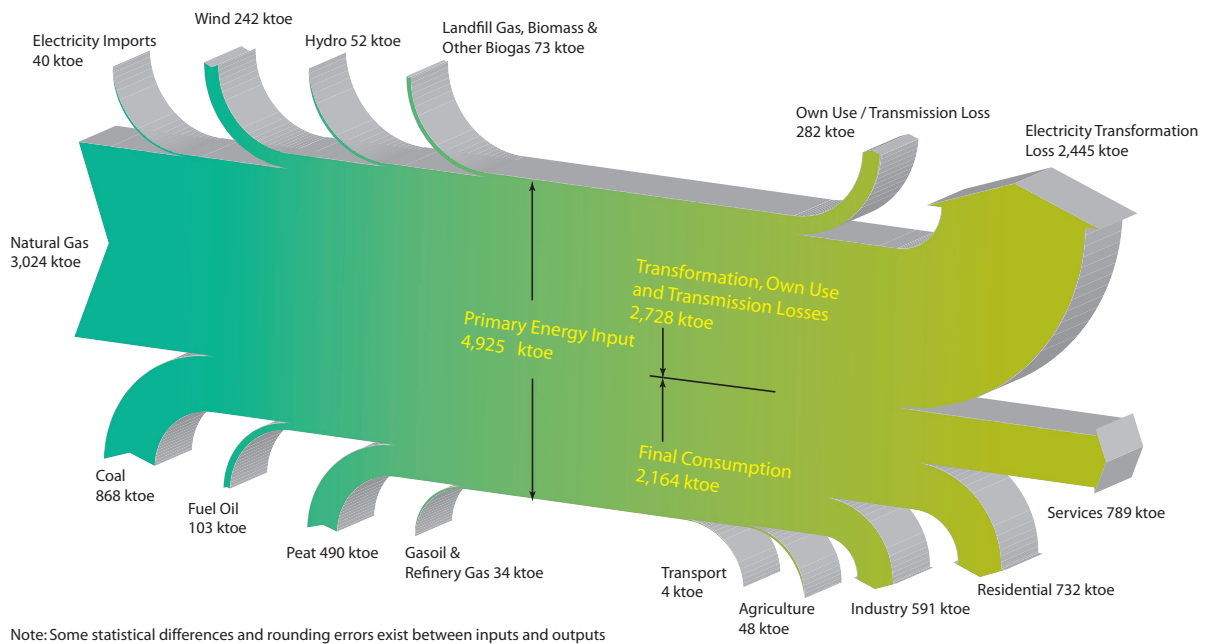


Abbildung 44: Energieflussbild des Elektrizitätssystems in Irland 2010 Quelle: [Susa]

Im Vergleich zum Jahr 2009 ging der Anteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energien um 2,9 % Prozent zurück. Der Grund lag in einem verringerten Aufkommen im Bereich der Wind- und Wasserkraft um 4,9 %. Insgesamt kam es zu einem leichten Anstieg beim Gesamtenergieeinsatz um rund 1,8 %. ¹ [Susa] S. 21-22

3.1.1 Topografie und Klima in Irland

Die Landschaftsform der Insel Irland ist durch eine zentrale Ebene mit einem Ring aus relativ niedrigen und küstennahen Bergen geprägt. Dies ist auch leicht aus der Abbildung 47 erkennbar.

Die Fläche Irlands beträgt 84.421 km². Die höchste Erhebung ist der Carrauntoohil mit 1.041 m. Der längste Fluss ist der Shannon mit 360 km. Der größte See ist der Lough Neagh mit einer Fläche 396 km² im Zentrum von Nordirland. Die Grenze zwischen Nordirland und Irland ist in etwa 360 km lang. [Cenb]

Aufgrund der Nähe zu Großbritannien unterscheidet sich das Klima und die dazugehörigen meteorologischen und klimatischen Kennwerte Irlands nicht sonderlich von jenen

¹ Um die Abbildung 1 und die Angaben in der Abbildung 44 besser vergleichen zu können, sei hier kurz die Umrechnung zwischen *toe* und *MWh* angeführt. Der Umrechnungsfaktor zwischen den beiden Einheiten ist mit 11,63 angegeben. Das bedeutet, dass 1 *ktoe* rund 11,63 *MWh* entspricht. [Susa] S. 80

in Großbritannien. Deshalb wird in diesem Punkt auf das Kapitel 2.1.1 verwiesen. Der Vergleich wurde mit den Angaben aus [Met] durchgeführt.

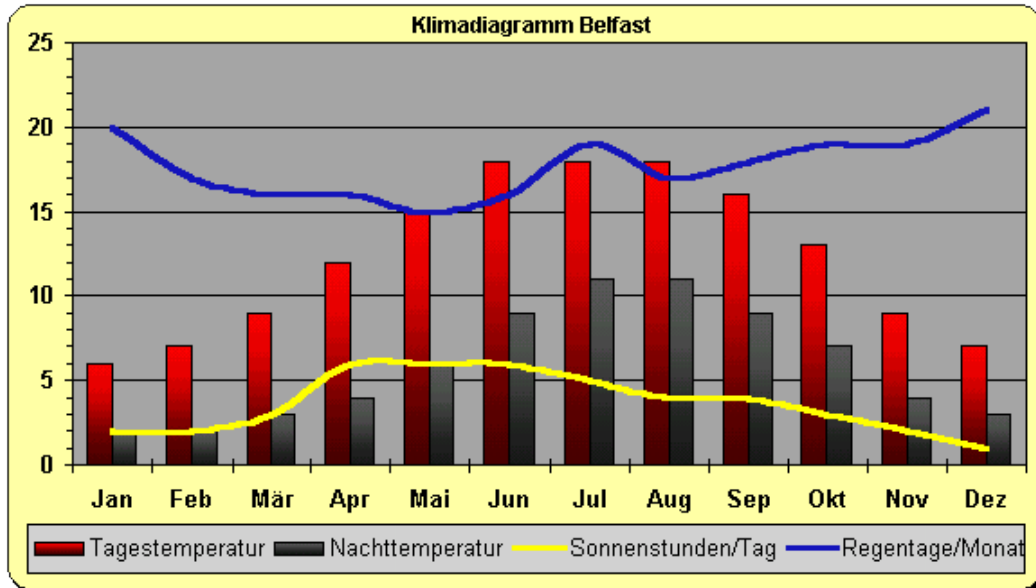


Abbildung 45: Klimadiagramm Belfast Quelle: [Ite]

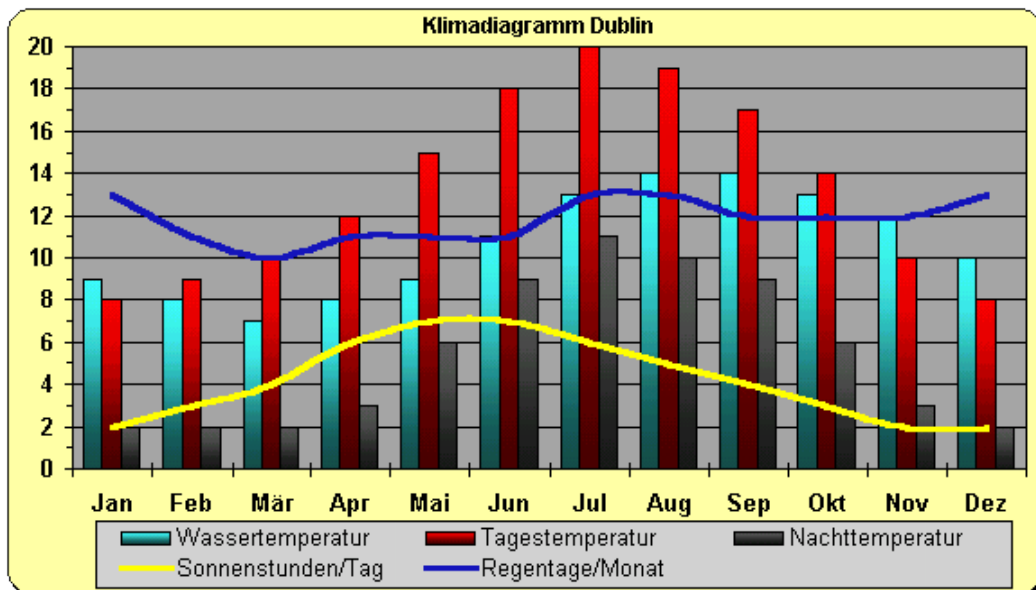


Abbildung 46: Klimadiagramm Dublin Quelle: [Ite]

In der Abbildung 45 und in der Abbildung 46 werden die Klimadiagramme der beiden Städte Belfast und Dublin gegenübergestellt. Die Temperaturangaben sind in °C ange-

geben. Die Werte lassen sich mit den Angaben aus den Klimadiagrammen von Großbritannien vergleichen und weisen eine ähnliche Bandbreite auf.

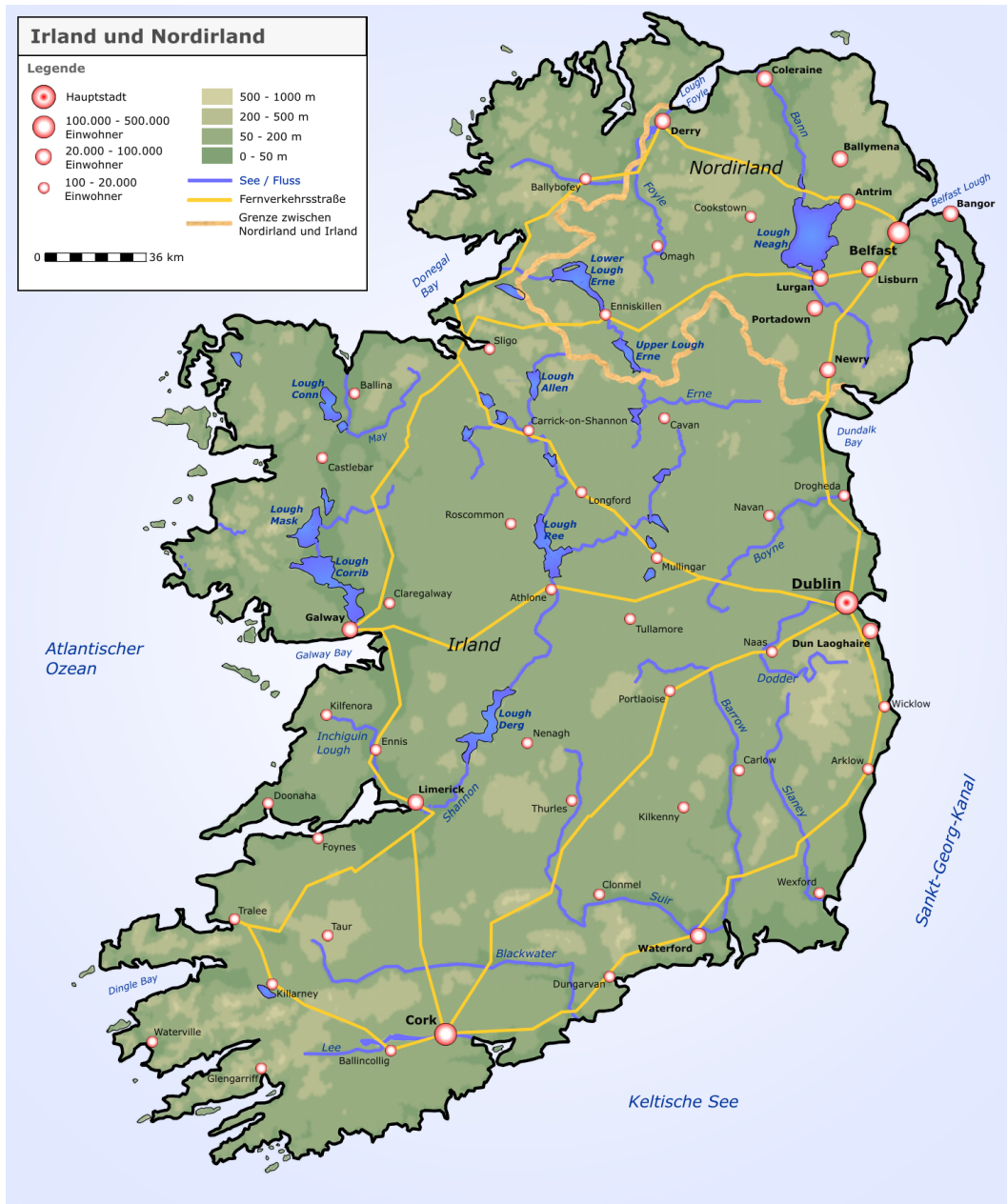


Abbildung 47: Topographische Landkarte Irland Quelle: [MYG]

3.1.2 Energierohstoffe in Irland

Eine sichere Energieversorgung hängt in einem hohen Maße von der Verfügbarkeit der einheimischen Energieressourcen ab. Eine weitere Rolle spielen die Diversität der Roh-

stoffquellen und die Verfügbarkeit der entsprechenden Transportinfrastruktur. Um dies zu veranschaulichen ist in der Abbildung 48 die Importabhängigkeit der Republik Irland und der EU-27 gegenübergestellt.

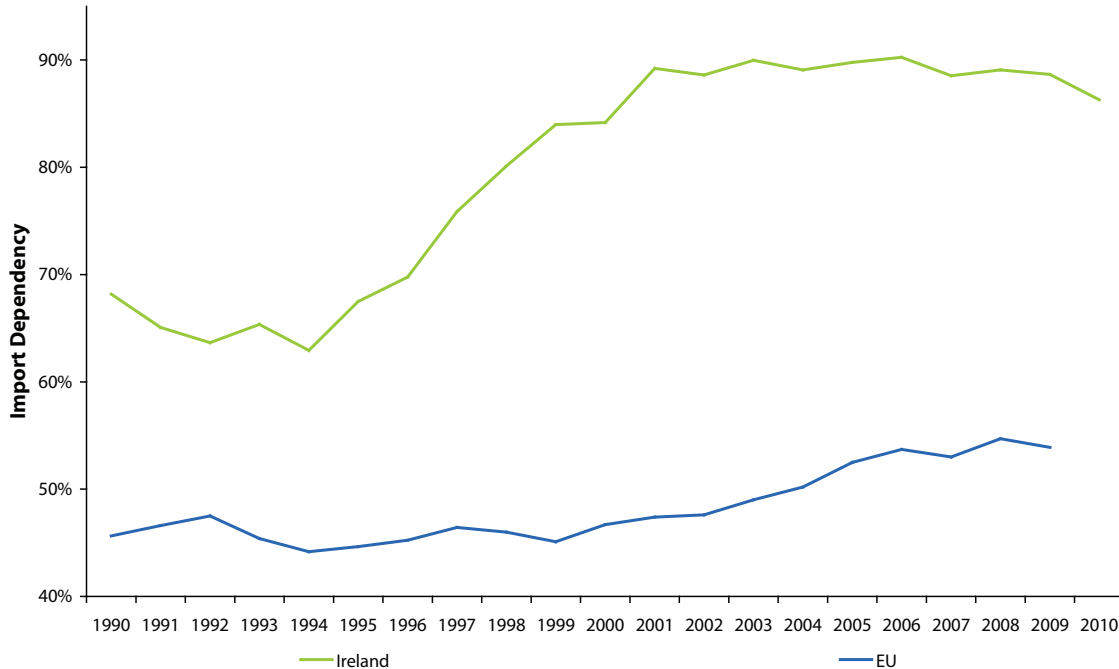


Abbildung 48: Die Energieimportabhängigkeit der Republik Irland von 1990 bis 2010 Quelle: [Susa] S. 41

Aus der Abbildung 48 ist die Armut an Primärenergiequellen des Landes gut zu erkennen. Der derzeitige Höchstwert wurde im Jahr 2006 erreicht und belief sich auf 90 % des Gesamtenergiebedarfs. Im Vergleich zu den frühen 1990iger Jahren, in denen die Importabhängigkeit einen Anteil von 68 % am Gesamtenergiebedarf betrug, ist dies ein enormer Anstieg.

Dadurch wird offenkundig, dass die fossilen Rohstoffquellen in Irland langsam versiegen bzw. die Rohstoffvorkommen nicht wettbewerbsfähig gefördert werden können. Haupttreiber ist hier das Erdgas mit einem Rückgang von 83 % bezogen auf das Jahr 1990. Im gleichen Zeitraum ging auch der Abbau von Torf um 30 % zurück. Die Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Energieträgern konnte hingegen um 278 % gesteigert werden. Der zeitliche Verlauf der Produktion von Energie aus einheimischen Rohstoffe kann mithilfe der Abbildung 49 nachvollzogen werden. Der bisherige Spitzenwert bei der einheimischen Energiegewinnung wurde im Jahr 1995 mit einem Anteil von 53 % erreicht. [Susa] S. 41

Eine Besonderheit des irischen Elektrizitätssystems ist die Verwendung von Torf als Brennstoff. Im europäischen Vergleich wird sonst nur in Finnland in nennenswerten Mengen Torf zur Erzeugung elektrischer Energie verwendet. In der allgemeinen Literatur [Inta] wird Torf zu den fossilen Energieträgern gezählt. Nur in Finnland zählt Torf zu den sogenannten langsamen erneuerbaren Energieträgern [GHK00].

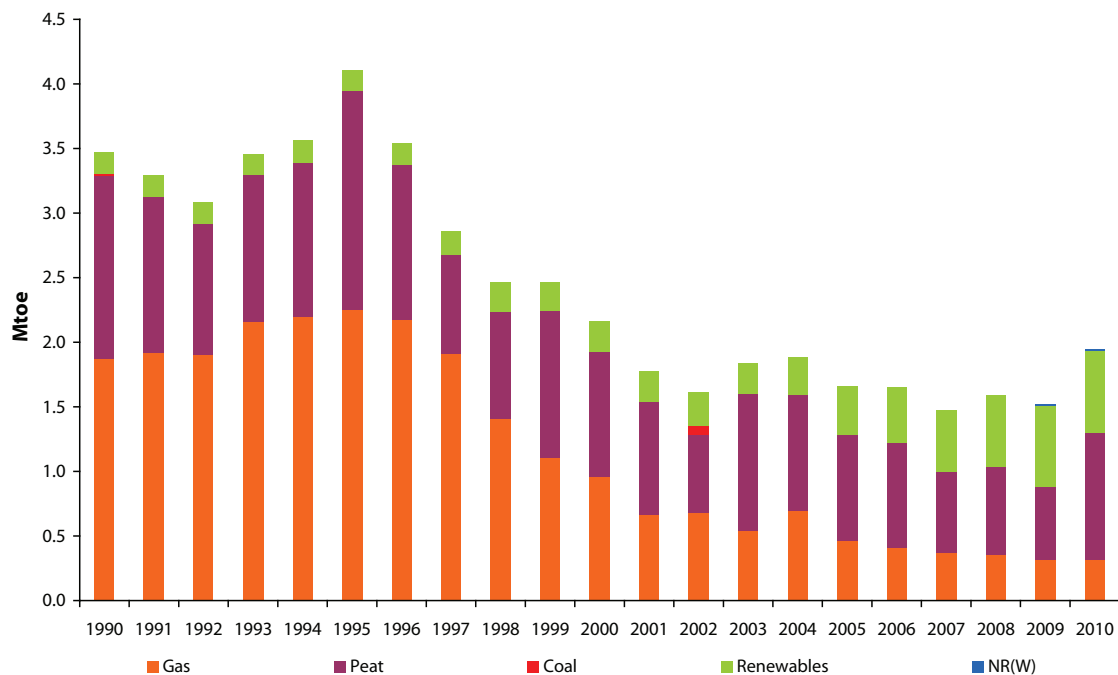


Abbildung 49: Produktion von elektrischer Energie aus einheimischen Energiequellen der Republik Irland von 1990 bis 2010² Quelle: [Susa] S. 42

Durch den Rückgang in der Förderung von fossilen Energieträgern zur Stromerzeugung stellt das Erdgasnetz mit seinen grenzüberschreitenden Verbindungen das Rückgrat des irischen Elektrizitätssystems dar. Daher wird das irische Erdgasnetz in der Abbildung 50 in die Arbeit mit eingebunden. Über dieses Netz wird der steigende Import von Erdgas abgewickelt. Im Jahr 2010 betrug der Anteil von Erdgas an der gesamten importierten Energie 33 %.

Rohöl macht mit 59 % den Hauptanteil an den Importen aus. Dieser Rohstoff wird aber in der Regel nicht zur Stromerzeugung eingesetzt. Im Gegensatz dazu macht Kohle nur 7,2 % der Importmenge aus, wird aber ausschließlich im Kraftwerk Moneypoint in elektrische Energie umgewandelt. [Susa] S. 42

² NR(W) ... Non-renewable Energy from Waste
 Peat Torf

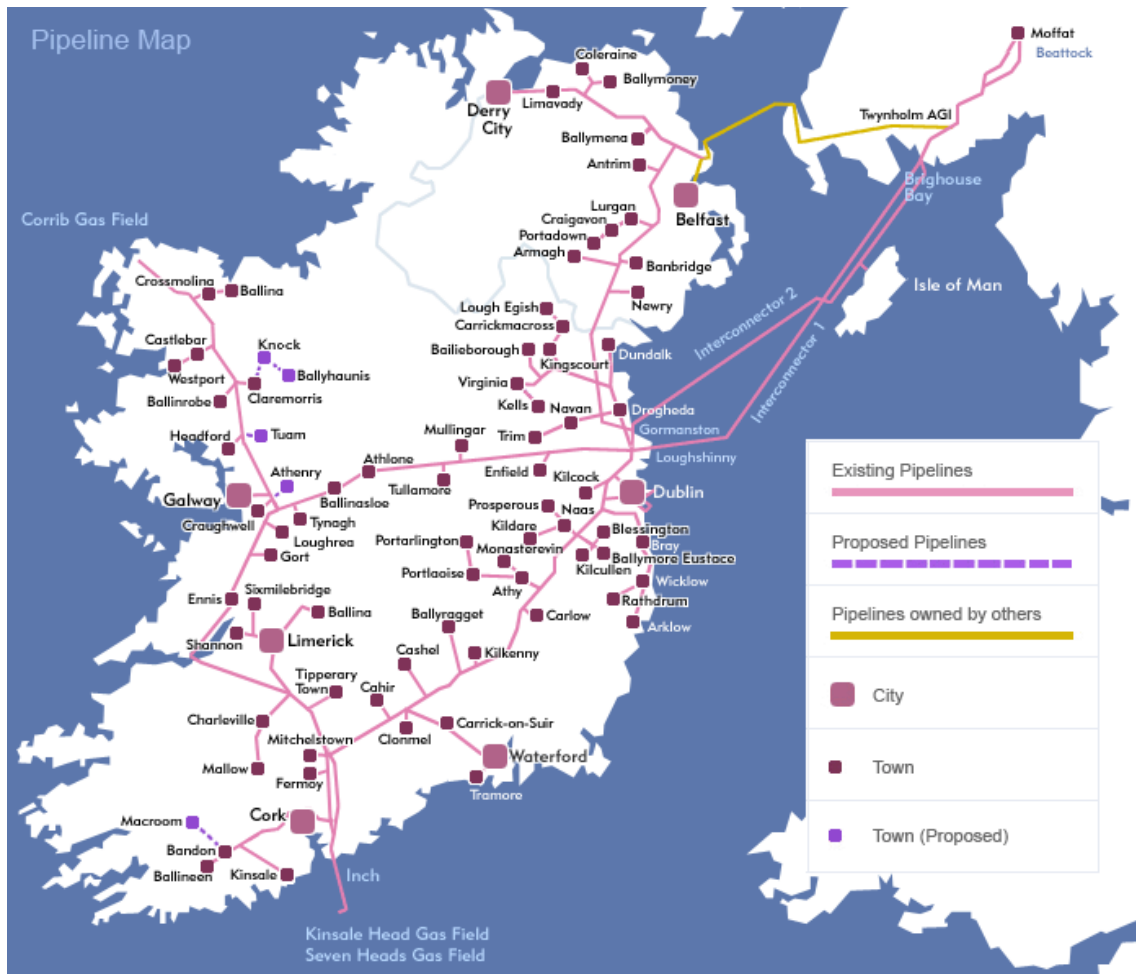


Abbildung 50: Karte des irischen Erdgas-Pipelinenetzes Quelle: [Bora]

Die Karte des irischen Erdgasnetzes in der Abbildung 50 zeigt auch die geplanten Ausbauprojekte. Diese Projekte sind mit einer violetten und strichlierten Linie gekennzeichnet. Um auch in Zukunft die Sicherheit der irischen Gasversorgung sicherzustellen, plant *Bord Gais* einen neuen *LNG* Hafen in der Nähe von Tarbert. Das Projekt läuft unter der Bezeichnung *Shannon LNG* und soll in einer ersten Ausbaustufe 2014 den kommerziellen Betrieb aufnehmen. [Borb] S. 22

3.2 Erzeugung elektrischer Energie in der Republik Irland

In der Datenbank für die Republik Irland sind für das Jahr 2009 7.455 MW und für das Jahr 2010 8.552 MW eingetragen. Die Daten für die Werte in der Abbildung 51 sind aus den Angaben der *ENTSO-E* [Eurb] S. 10 entnommen. Im aktuellen *Transmission Forecast Statement 2011-2017* [Eira] von *Eirgrid* ist für den 1. Juli 2010 eine installierte Leistung für den gesamten Kraftwerkspark von 8.027 MW angegeben. Wobei zu diesem Zeitpunkt in das Übertragungsnetz 7.180 MW und in das Verteilernetz 847 MW einspeisen. Aufgrund des Ausbaus des irischen Kraftwerksparks im Zeitraum von 2009 bis 2010 und der schwer mit den eigenen Daten vergleichbare Stichtagesangabe mit 1. Juli 2010 von *EirGrid* kommt es zu einer Abweichung zwischen den recherchierten Kraftwerkskapazitäten und den Daten von *EirGrid*.

Laut *EirGrid* kommt es zu einer Steigerung der Kraftwerkskapazitäten von Irland um fast 11 % oder 777 MW im Betrachtungszeitraum von 2009-2010. Der Hauptanteil der Kapazitätssteigerung fiel auf das *CCGT* Kraftwerk Aghada mit 431 MW. Zusätzlich kam es zum Anschluss zweier großer Windparks an das Übertragungsnetz mit insgesamt rund 112 MW. [Eira]

Weitere 1.850 MW an vertraglich geplanten Kraftwerkskapazitäten sind im *Transmission Forecast Statement 2011-2017* [Eira] aufgelistet und sollen bis 2014 in Betrieb genommen werden. Diese neuen Kapazitäten werden mit etwa 1.200 MW vorwiegend von thermischen Kraftwerken gestellt. Die restliche Leistung soll durch Onshore-Windkraftanlagen aufgebracht werden.

Die Zusammensetzung des Kraftwerksparks im Verteilernetz wird im Bericht von *EirGrid* [Eira] ebenfalls angegeben. Der Großteil der 847 MW Kraftwerkskapazitäten im Verteilernetz werden von den Windkraftanlagen (555 MW) bestimmt. An zweiter Stelle finden sich die Kraftwärmekopplungsanlagen mit 121 MW. In weiterer Folge speisen in das untergeordnete Verteilernetz noch Wasserkraftwerke, Biomassekraftwerke und thermische Spitzenlastkraftwerke ein. Laut *EirGrid* [Eira] sind die Kraftwerkskapazitäten klein, es wird aber keine explizite MW-Grenze genannt.

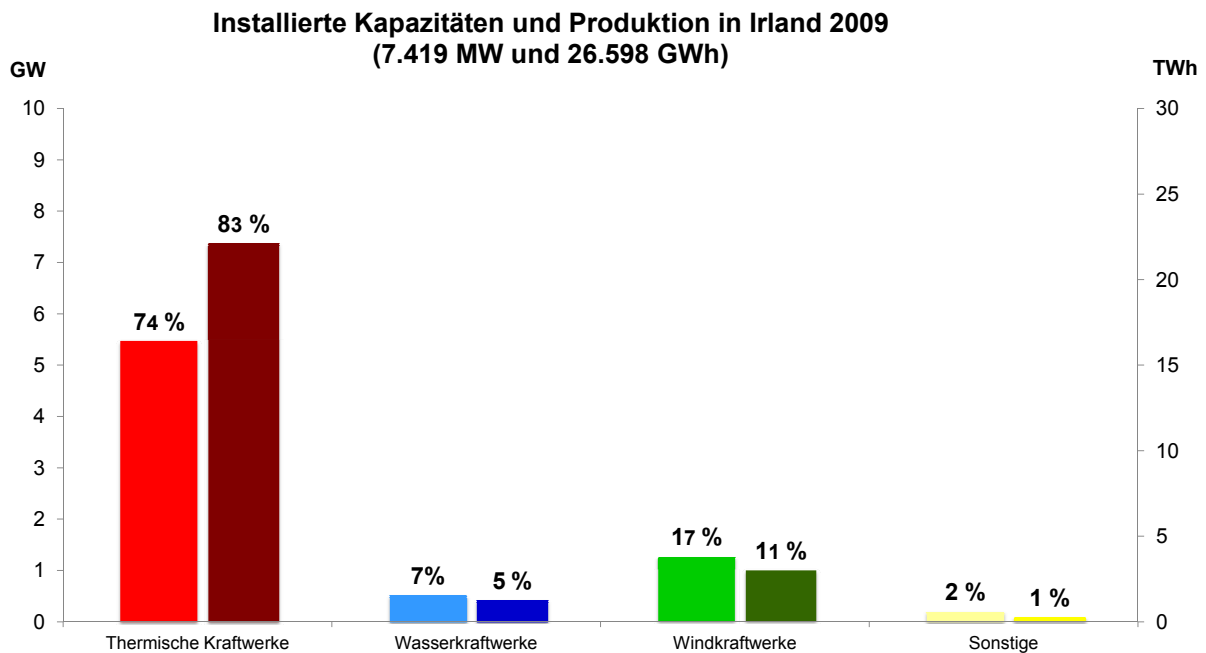


Abbildung 51: Installierte Kapazität und Produktion in Irland 2009 Quelle: eigene Darstellung, Daten entnommen aus [Eurb] S. 10

In der Abbildung 51 ist ebenfalls ersichtlich, dass rund 74 % der installierten Leistung aus thermischen Kraftwerken besteht. Dieser Kraftwerksklasse trug 83 % oder rund 22.080 GWh zur Jahreserzeugung 2009 bei. Der Anteil der Windkraftanlagen liegt mit 17 % der installierten Kraftwerksleistung bereits über dem Anteil der Wasserkraftwerke mit 7 %. Dem entsprechend konnten die Windkraftanlagen auch 11 % der Gesamterzeugung oder 2.930 GWh an elektrischer Energie produzieren. Die Wasserkraftwerke, wobei es sich in Irland in über 95 % der Fälle um Laufwasserkraftwerke handelt, erzeugten im Jahr 2009 rund 1.330 GWh. [Subb] S. 33

Der historische und zukünftige Trend der Zusammensetzung der Stromproduktion nach Brennstoffarten wird mithilfe der Abbildung 52 analysiert. Dabei ist vor allem ersichtlich, dass die Produktion elektrischer Energie mithilfe von Öl stark rückläufig ist und auch in Zukunft keinen größeren Anteil an der Gesamterzeugung besitzen wird. Kohle und Torf, als Energieträger zur Stromproduktion, gehen zwar zurück werden aber weiterhin einen bedeutenden Beitrag leisten.

Gaskraftwerke sind und bleiben die Hauptproduzenten von elektrischer Energie. Hierbei wird von einem Erzeugungswachstum elektrischer Energie in gasbefeuerten Kraftwerken von 15 % in der Periode von 2009 bis 2020 ausgegangen. Damit werden 50 % der prognostizierten 36.000 GWh für Gesamterzeugung für das Jahr 2020 aus Gaskraftwerken

stammen. Das mit Abstand größte Wachstum mit 211 % soll der Sektor der erneuerbaren Energien durchlaufen. Unter diesen Voraussetzungen erreicht das irische Elektrizitätssystem auch das angestrebte Ziel eines 30 % Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion bis zum Jahr 2020. [Susb] S.33

Die 2009 in Kraft getretene Renewable Energy Directive (28/EC/09) besagt, dass die Republik Irland einen Anteil von 16 % erneuerbare Energien am Gesamtenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 erreichen muss. Die nationalen Ziele für den Anteil der erneuerbaren Energien an der Produktion von elektrischer Energie werden im Energy White Paper 2007 mit 40 % am Bruttostromverbrauch angegeben. [Susb] S.3

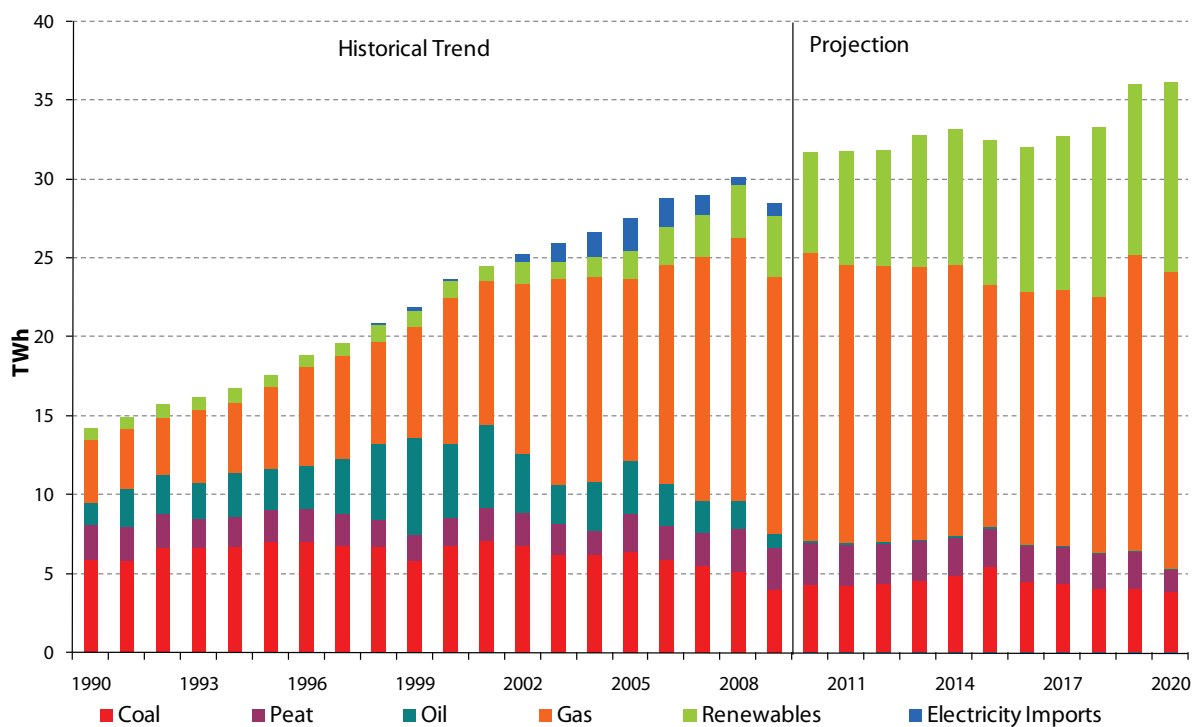


Abbildung 52: Erzeugung in Irland nach Brennstoffart 1990-2020 Quelle: [Susb] S. 33

Betrachtet man die gesamte Periode, so wird mit einer generellen Steigerung der Stromproduktion um 29 % gerechnet. Durch diese Erhöhung und dem zukünftigen Ausbau der Exportkapazitäten nach Großbritannien wird prognostiziert, dass sich Irland von einem Importland zu einem Exportland entwickeln wird. Hierbei wird im Bericht [Susb] S. 33 ein Wert für den Stromexport von 15 % im Verhältnis zur Gesamterzeugung angegeben. Das hier erörterte Szenario ist das sogenannte *NEEAP/NREAP Scearnrio to 2020*. Dieses Szenario berücksichtigt die Vorgaben und Ziele des *National Energy Efficiency Action*

Plan (NEEAP) und des *National Renewable Energy Action Plan (NREAP)*. Ähnlich wie das Szenario *Gone Green* für Großbritannien, dienen diese Pläne der Erreichung der EU 2020 Ziele von Irland. [Susb] S.21

Die Veränderungen in der Zusammensetzung des irischen Kraftwerksparks und der Ersatz alter thermischer Kraftwerksblöcke durch neue *CCGT* Anlagen wirkt sich direkt auf die Effizienz des Elektrizitätssystems aus. Aus diesem Grund kam es im Zeitraum 1990 bis 2010 zu einer Effizienzsteigerung von durchschnittlich 33,5 % auf 44,6 %. Unter dem Begriff Effizienz wird im Energiereport von *SEAI* [Susa] S. 22 das Verhältnis des gesamten Verbrauchs von elektrischer Energie zu dem dafür eingesetzten Primärenergieaufwand verstanden.

Diese Effizienzsteigerung ist auch die Hauptursache für die in der Abbildung 53 dargestellten Reduktion der CO₂ Emissionen je produzierte Kilowattstunde.

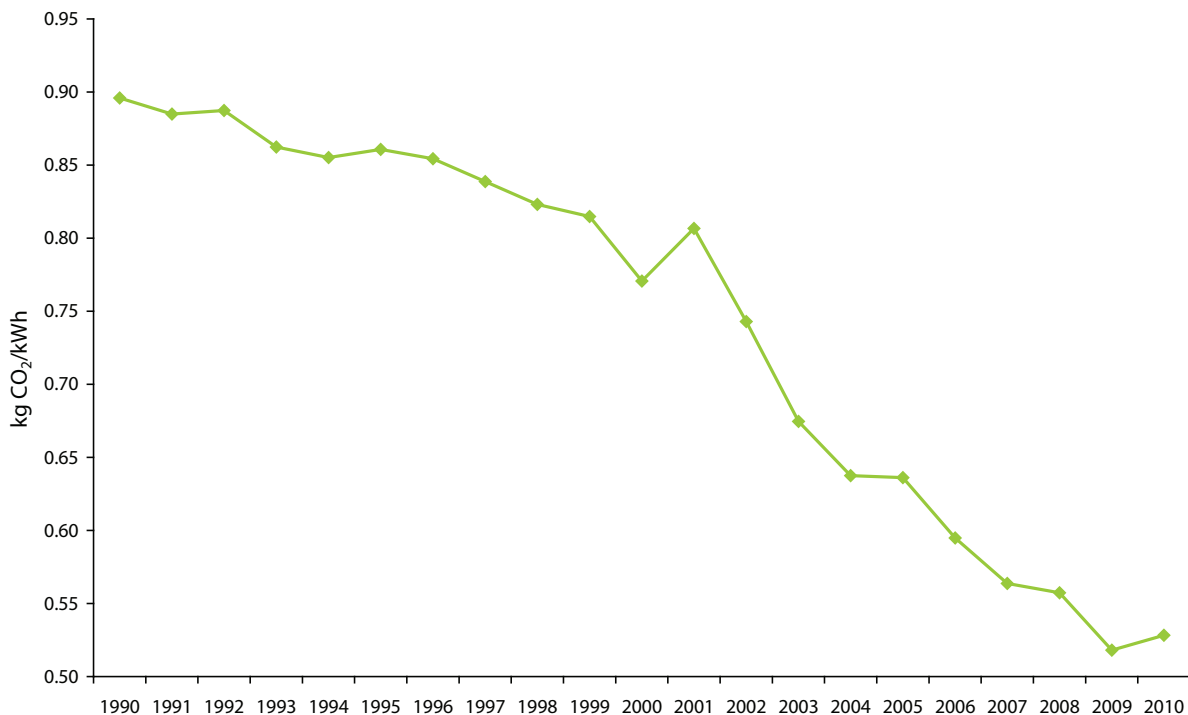


Abbildung 53: CO₂- Emissionen pro kWh in Irland von 1990-2010 Quelle: [Susa] S. 23

Im Jahr 1990 betrug der CO₂-Austoß je kWh noch 896 gCO₂/kWh. Dieser Kennwert erreicht 2010 nur mehr eine Höhe von 528 gCO₂/kWh. Für diese Verminderung ist nicht nur die bereits erwähnte Effizienzsteigerung des irischen Kraftwerksparkes verantwortlich. Ein wichtiger Faktor ist auch die in diesem Zeitraum stattgefunden Importstei-

gerung von 38 %, da laut Kyoto Protokoll die CO₂-Emissionen an den Erzeugungsort gebunden sind. [Susa] S. 23

Der beschriebene Rückgang der CO₂-Emissionen in der Trendanalyse zeigt deutlich den Einfluss neuer Technologien und den vermehrten Einsatz von Erdgas auf die CO₂-Bilanz des irischen Elektrizitätssystems.

3.2.1 Thermische Kraftwerke in der Republik Irland

Im Kapitel 3.1.2 wird bereits der für Irlands Elektrizitätssystem wichtigste Rohstoff Erdgas analysiert. Dabei sind die Charakteristika der Importabhängigkeit des Landes und die sich verringernde Eigenförderung von Erdgas für die Elektrizitätsproduktion von besonderer Bedeutung. Ebenfalls wird erwähnt, dass die für die Stromerzeugung benötigte Kohle importiert und im Kraftwerk Moneypoint in elektrische Energie umgewandelt wird. Nur der Primärenergieträger Torf wird zur Gänze im eigenen Land gefördert.

Alle folgenden Angaben zu den installierten Kraftwerkskapazitäten sind zur besseren Vergleichbarkeit mit der Abbildung 51 auf das Jahr 2009 bezogen. Für diese Angaben werden die Daten aus der der recherchierten Datenbank verwendet, da in den allgemein zugänglichen Statistiken keine Unterscheidung zwischen den einzelnen Typen von konventionellen thermischen Kraftwerken vorgenommen wird. Der Hinweis auf den Bezugszeitpunkt 2009 ist insofern von Bedeutung, da im Jahr 2010 fast 1.000 MW an neuen Erdgaskraftwerken ans Netz gingen.

Im Jahr 2009 sind 3.500 MW an Erdgaskraftwerken in Irland installiert. Das sind 47 % der gesamten installierten Leistung in Irland. Für die nächsten vier Jahre ist laut [Eirb] S. 28 im Bereich der Gaskraftwerke ein Zubau von weiteren 350 MW geplant.

Der Kraftwerksmix in Irland beinhaltet 1.000 MW an Kraftwerkskapazitäten die vorwiegend mit Schweröl befeuert werden. Hier wird es aber in den nächsten Jahren laut [Eirb] S. 28 zu einer Reduktion kommen. Diese Stilllegungen betreffen die beiden Standorte Great Island und Tarbert und haben eine Gesamtleistungsreduktion für das irische Elektrizitätssystem von 804 MW zur Folge.

Das Kohlekraftwerk Moneypoint besitzt im Jahr 2009 eine Engpassleitung von 794 MW. Das einzige Kohlekraftwerk in Irland wird auch in Zukunft eine wichtige Rolle im Elektrizitätssystem spielen.

Die Erzeugung elektrischer Energie aus Torf wird in Irland an drei Standorten konzentriert. Die Summe der installierten Torfkraftwerke in Irland beträgt rund 330 MW. In der Abbildung 54 sind alle konventionellen Kraftwerkskapazitäten, Wasserkraftwerke und der Pumpspeicherkraftwerke der Republik Irland und Nordirland dargestellt. Durch diese Karte erhält man auch einen guten Überblick über die geographische Verteilung der thermischen Kraftwerkskapazitäten.

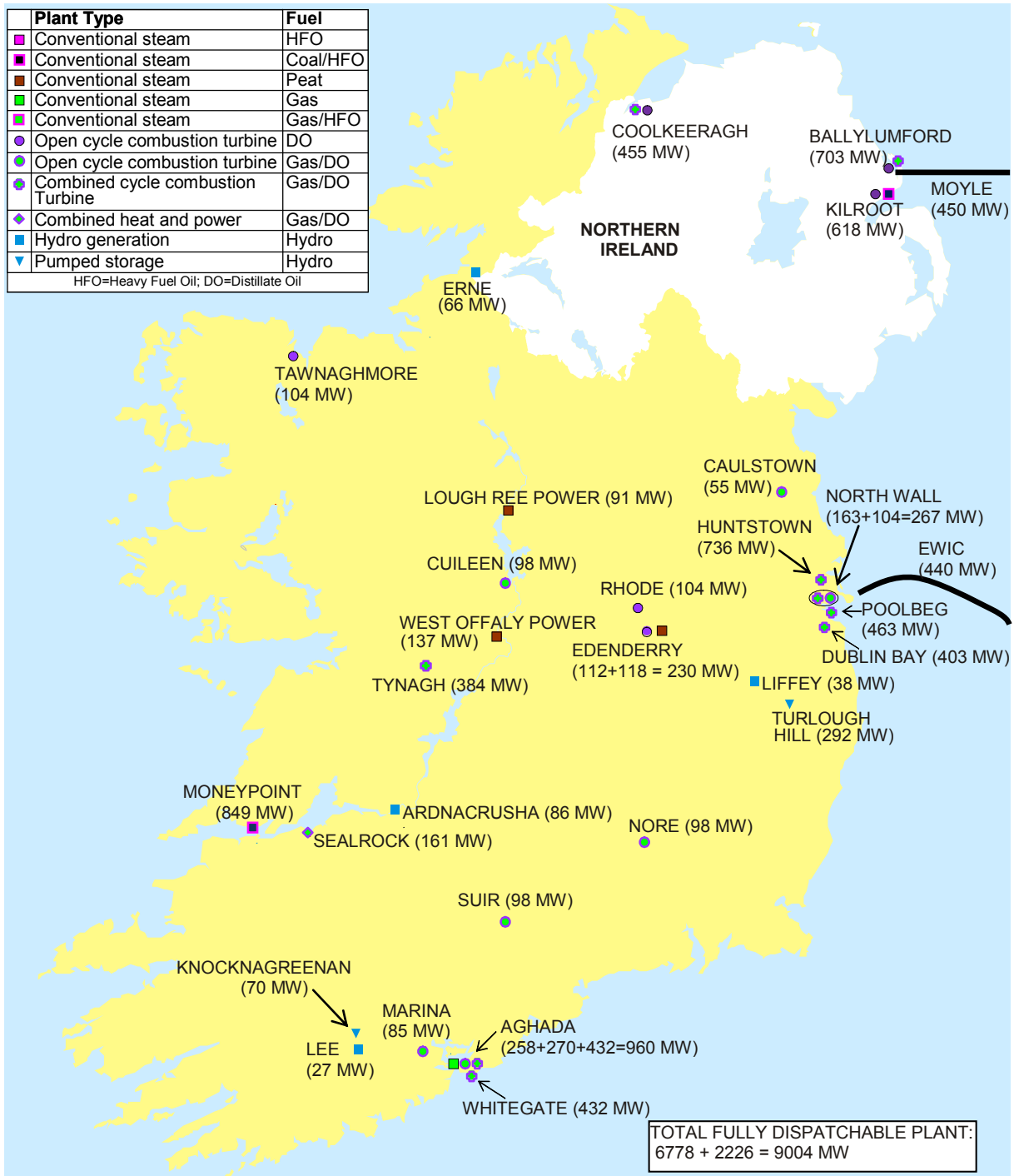


Abbildung 54: Kraftwerksstandorte in der Republik Irland und Nordirland Quelle: [Eirb] S. 31

3.2.2 Wasserkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke in der Republik Irland

Im irischen Elektrizitätssystem sind insgesamt 237 MW an Laufwasser- und Speicherkraftwerken im Jahr 2010 installiert. Im Zuge dieser Arbeit wurden davon rund 234 MW bzw. 98,7 % der installierten Leistung georeferenziert erfasst. Im Jahr 2010 waren 212 MW an Wasserkraftwerkskapazitäten in das Übertragungsnetz eingebunden. In das Verteilernetz speisten daher 51 Kleinwasserkraftwerke mit einer Engpassleistung kleiner als 1 MW und einer Leistungssumme von 25 MW ein. [Susd] S. 24

Für die Zukunft sind keine weiteren Großwasserkraftprojekte in Irland geplant. Es gibt aber im Bereich der Kleinwasserkraftwerke sechs Projekte mit einer kumulierten Leistung von 11 MW. [Susd] S. 24

Zurzeit gibt es in Irland nur ein einziges Pumpspeicherkraftwerk mit einer Engpassleistung von 292 MW. Um in Zukunft die Auswirkungen der volatilen Einspeisung der Windkraftanlagen besser beherrschen zu können, werden neue Pumpspeicherkraftwerksprojekte in Betracht gezogen. Derzeit befinden sich fünf Kraftwerksgeneratoren mit einer Kapazität von insgesamt 415 MW in Planung. Als Beispiel wird das *Spirit of Ireland* Projekt angeführt. Bei diesem Projekt geht es um Errichtung eines Meerwasser-Pumpspeicherkraftwerks. Als Vorbild für ein solches Kraftwerksprojekt dient das japanische Pilotprojekt Okinawa Yanbaru und das Kraftwerk Ingula in Südafrika. Eine detailliertere Projektbeschreibung wird aber nicht angeführt. [Susd] S. 25 und [Mot]

Im Bericht von *EirGrid* [Eira] S. 4-2 wird das neue Pumpspeicherkraftwerksprojekt Knocknagreenan im County Cork mit 70 MW Engpassleistung angeführt. Dieses Kraftwerk soll im Jahr 2014 in Betrieb gehen.

3.2.3 On- und Offshore Windkraftanlagen in Irland

Für Irland werden die On- und Offshore Windkraftanlagen in dieser Arbeit nicht getrennt betrachtet. Es gibt momentan nur einen einzigen Offshore-Windpark in Irland mit einer installierten Leistung von 25 MW. Aus diesem Grund wurden die beiden Kapitel zusammengefasst. In der Abbildung 55 wird aus demselben Grund nicht zwischen On- und Offshore Windkraftanlagen unterschieden. [Susa] S. 23

Im Jahr 2010 umfasst der irische Kraftwerkspark 1.413 MW an Windkraftanlagen. Aus der Abbildung 55 ist die Entwicklung der Windkraftanlagen in Irland dargestellt. Der erste Windpark ging im Jahr 1992 ans Netz. Seit diesem Zeitpunkt wächst die installierte Leistung stetig. Eine Ausnahme bildet dabei der Einbruch bei den Neuinstallationen im Jahr 2007.

In Nordirland sind 340 MW an Windkraftanlagen im Jahr 2010 installiert. Für die gesamte Insel sind in der Datenbank 1.781 MW an Windkraftwerken aufgenommen. [Eirb] S. 13

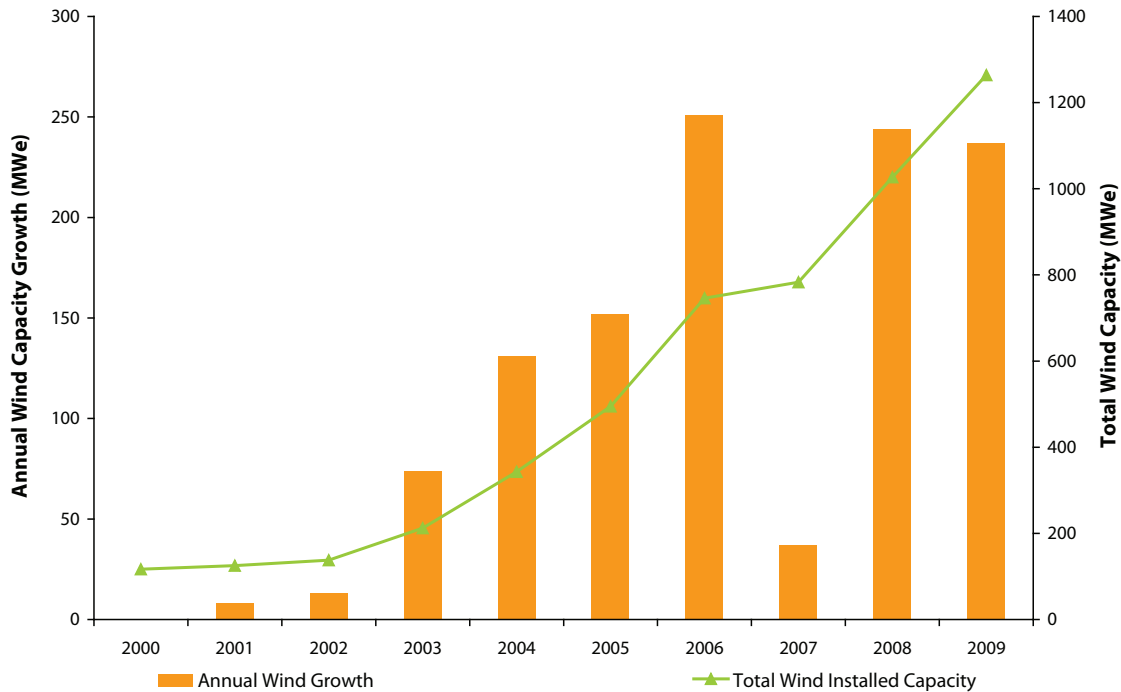


Abbildung 55: Installierte Windkraftkapazitäten in der Republik Irland 2000-2009 Quelle: [Susa] S. 24

In Abbildung 56 ist die räumliche Verteilung der bestehenden und zukünftigen Windkraftwerkskapazitäten dargestellt. Für die Erreichung der Regierungsziele beider Länder ist es notwendig, dass bis zum Jahr 2020 auf der gesamten Insel Irland 4.350 MW an Windkraftwerken installiert sind. Die Potentiale in Irland sind im Onshore-Bereich bei 3.250 MW und im Offshore-Bereich bei 800 MW angesiedelt. [Eirb]

Für Nordirland wird davon ausgegangen, dass sich die gesamte nordirischen Windkraftwerkskapazität bis zum Jahr 2020 in der Größenordnung von 1.612 MW befindet. Von dieser Gesamtkapazität sind 600 MW den Offshore-Windkraftanlagen zuzuordnen. [Eirb] S. 10

Wie bereits in Großbritannien üblich, wurden auch für Nordirland erste Schritte für eine sogenannte *Round* des Unternehmens *The Crown Estate* durchgeführt. Die Karte dazu ist in der Abbildung 57 dargestellt. Mithilfe dieser Karte werden die möglichen zukünftigen Potentiale der Offshore-Windkraftanlagen in Nordirland geschätzt und geographisch zugeordnet.



Abbildung 56: Karte installierter und geplanter Windkraftkapazitäten der Insel Irland Quelle: [Eirb] S. 24

3.2.4 Sonstige Erneuerbare Energieträger in Irland

Der Stand der Photovoltaik in Irland beläuft sich auf 34 kW an installierter Leistung. Diese wurden der Vollständigkeit halber in die Datenbank mit aufgenommen. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass auch in Zukunft die Photovoltaik in Irland keinen relevanten Beitrag zur Stromerzeugung leisten wird. Aus diesem Grund wird Photovoltaik in Irland auch nicht gefördert. [Susd] S. 25

Nordirland war das erste Land in dem ein leistungsstarkes Gezeitenkraftwerk (1,2 MW) den kommerziellen Betrieb aufgenommen hat. Diese Anlage trägt den Namen *SeaGen* und wurde 2008 an das Netz angeschlossen. [Sea]

In weiterer Folge wird an der Küste von Nordirland ein Potential von 300 MW für Gezeitenkraftwerke gesehen. Die Gebiete dieser Potentiale sind auf der Abbildung 57 dargestellt. In Nordirland wird ebenfalls ein Potential für Biomasse von 200 MW vermutet. [Eirb] S. 10

Die irische Regierung geht davon aus, dass es an den Küsten von Irland im Jahr 2020 möglich ist 500 MW an Wellenkraftwerkskapazitäten zu installieren. Daher wird dieser Erzeugungstyp auch mit 0,22 € je kWh gefördert. Bis zum jetzigen Zeitpunkt gibt es noch keine kommerzielle Anlage in Irland. [Susd] S.25

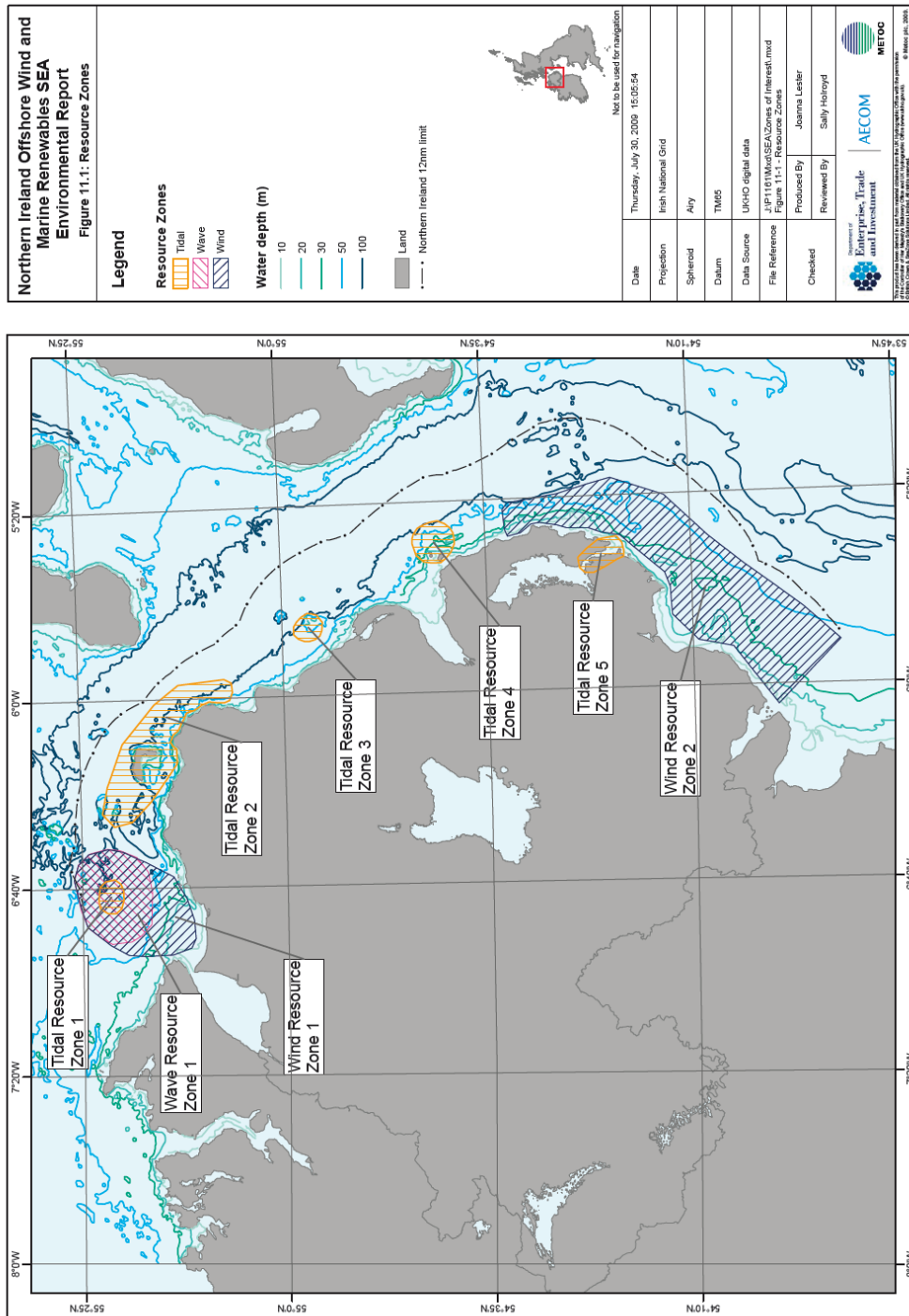


Abbildung 57: Potentielle Projektgebiete für Offshore-Wind und Wellenkraftwerke in Nordirland Quelle: [Theb] S. 13

Die Abbildung 58 zeigt den für die Datenbank recherchierten und georeferenzierten Kraftwerkspark der Republik Irland für das Jahr 2010. Die Kraftwerke werden in 13

verschieden Kategorien unterteilt. Die als Braunkohlekraftwerke gekennzeichneten Kraftwerke sind die mit Torf befeuerten Kraftwerksanlagen. Die Größe der Symbole steht in einem begrenzten Verhältnis zu Engpassleistung des Kraftwerks.

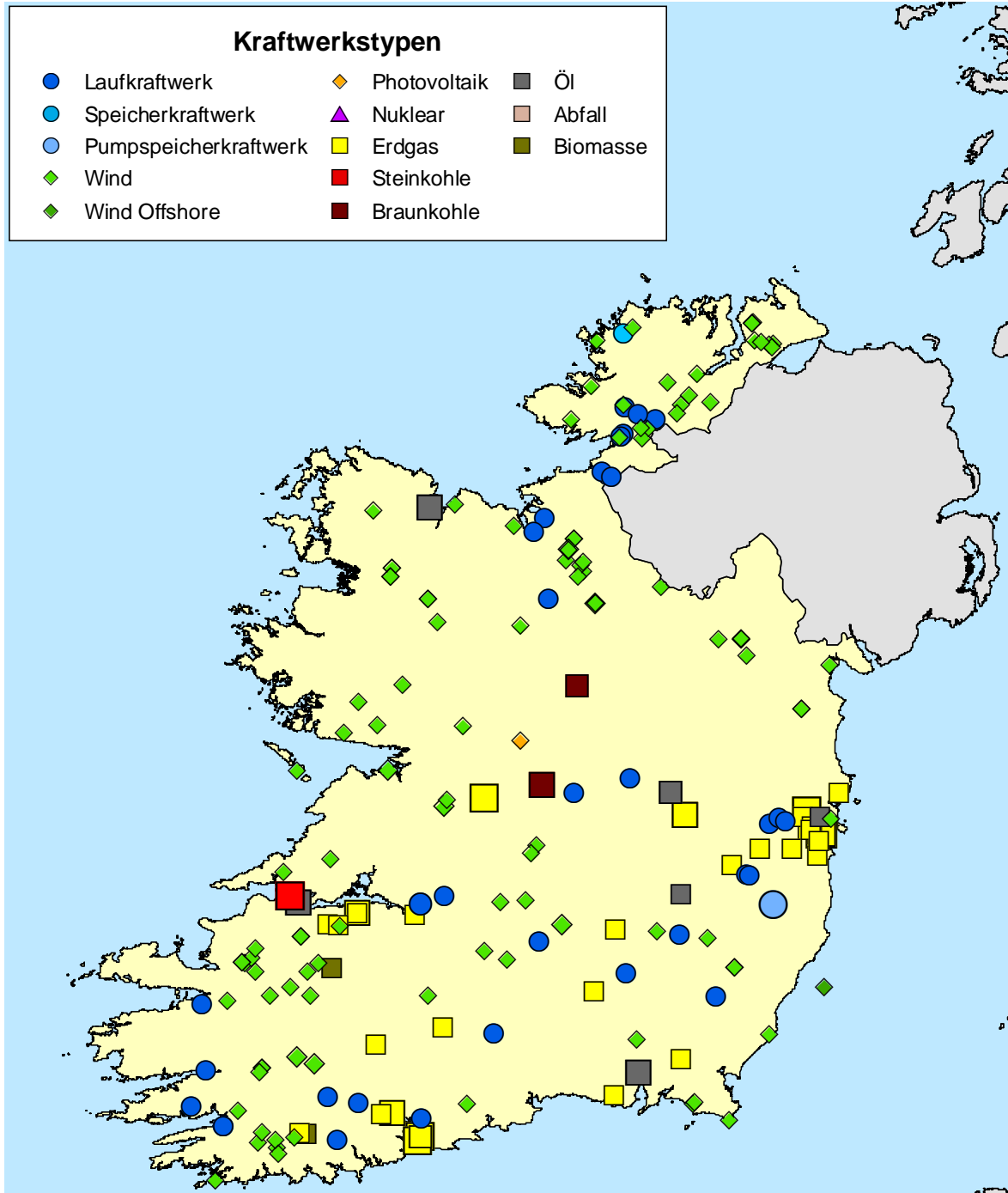


Abbildung 58: Kraftwerkspark der Republik Irland 2010 Quelle: eigene Darstellung

3.3 Das Elektrizitätsnetz der Insel Irland

Das Elektrizitätsnetz der Insel Irland ist durch die Aufteilung in zwei Netzgebiete geprägt. Das Netzgebiet in Nordirland wird durch die Behörde *Utility Regulator* reguliert. Diese Behörde ist nicht nur für die Regulierung des nordirischen Elektrizitätssystems zuständig, sondern überwacht auch die Gas- und Wasserversorgung. Im Netzgebiet der Republik Irland ist die *Commission for Energy Regulation (CER)* die zuständige Regulierungsbehörde und überwacht zusätzlich die Gasversorgung des Landes.

Alle relevanten Netzdaten werden für Nordirland aus [Sys] und für Irland aus der Quelle [Eira] entnommen. Auch die Daten der zukünftigen Netzprojekte werden aus diesen beiden Berichten entnommen und in die Netzdatenbank eingepflegt.

3.3.1 Übertragungsnetz der Insel Irland

Das Übertragungsnetz in Nordirland ist über die Tochter *Northern Ireland Electricity (NIE)* im Besitz von EirGrid. Außerdem ist EirGrid der Übertragungsnetzbetreiber von Irland und besitzt den Übertragungsnetzbetreiber von Nordirland *System Operators for Northern Ireland (SONI)*. Weiters besitzt *EirGrid* Anteile am *Single Electricity Market Operator (SEMO)* und am East West Interconnector zwischen Wales und Irland. *EirGrid* selbst ist Eigentum des irischen Staates.

Das öffentliche irische Unternehmen *Electricity Supply Board (ESB)* hält das Eigentumsrecht am irischen Übertragungsnetz. Durch die Trennung von Eigentum und Betrieb des irischen Übertragungsnetzes soll sichergestellt werden, dass es zu keinen wettbewerbsverzerrenden Handlungen kommen kann.

Das nordirische Übertragungsnetz besteht aus einer 275 kV Spannungsebene. Die Länge dieses Netzes beträgt rund 753 km. In die Datenbank wurden 693 km des Netzes aufgenommen.

In Irland wird das Übertragungsnetz mit einer 220 kV und einer 400 kV Spannungsebene betrieben. Die 400 kV Ebene ist in etwa 439 km und die 220 kV Ebene ist 1.850 km lang. Von diesen insgesamt 2.289 km Leitungslänge konnten 98,8 % oder 2.262 km in die Datenbank eingebunden werden. [Eird]

Die Verbindung zwischen den beiden Netzgebieten der Republik Irland und Nordirland befindet sich zwischen den Umspannwerken Tandragee in Nordirland und Louth in Irland. Wobei diese grenzüberschreitenden Leitung mit einer Nennspannung von 275 kV betrieben wird. Es gibt im untergeordneten 110 kV Netz zwei weitere Verbindungen zwischen den beiden Ländern, welche jeweils über einen Phasenschiebertransformator die

Möglichkeit einer Leitungstrennung aufweisen.



**TRANSMISSION SYSTEM 400kV, 275kV,
220kV AND 110kV - JANUARY 2012**

- 400kV Lines
- 275kV Lines
- 220kV Lines
- 110kV Lines
- - - 220kV Cables
- - - 110kV Cables
- 400kV Stations
- 275kV Stations
- 220kV Stations
- 110kV Stations
- ⊗ Phase Shifting Transformer
- Transmission Connected Generation
- Hydro Generation
- Thermal Generation
- ▲ Pumped Storage Generation
- Wind Generation

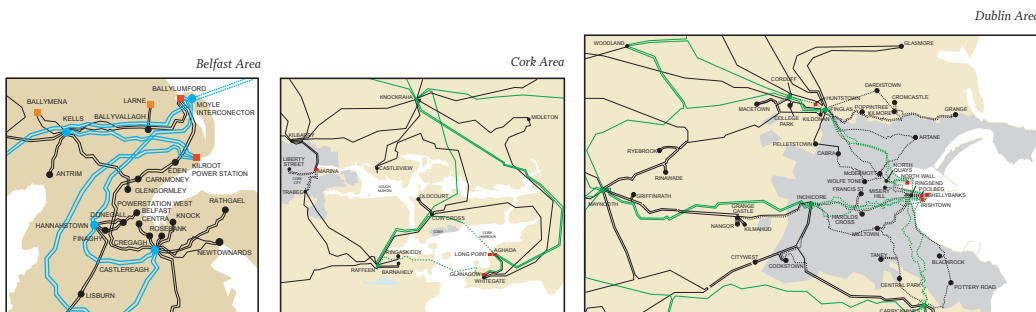
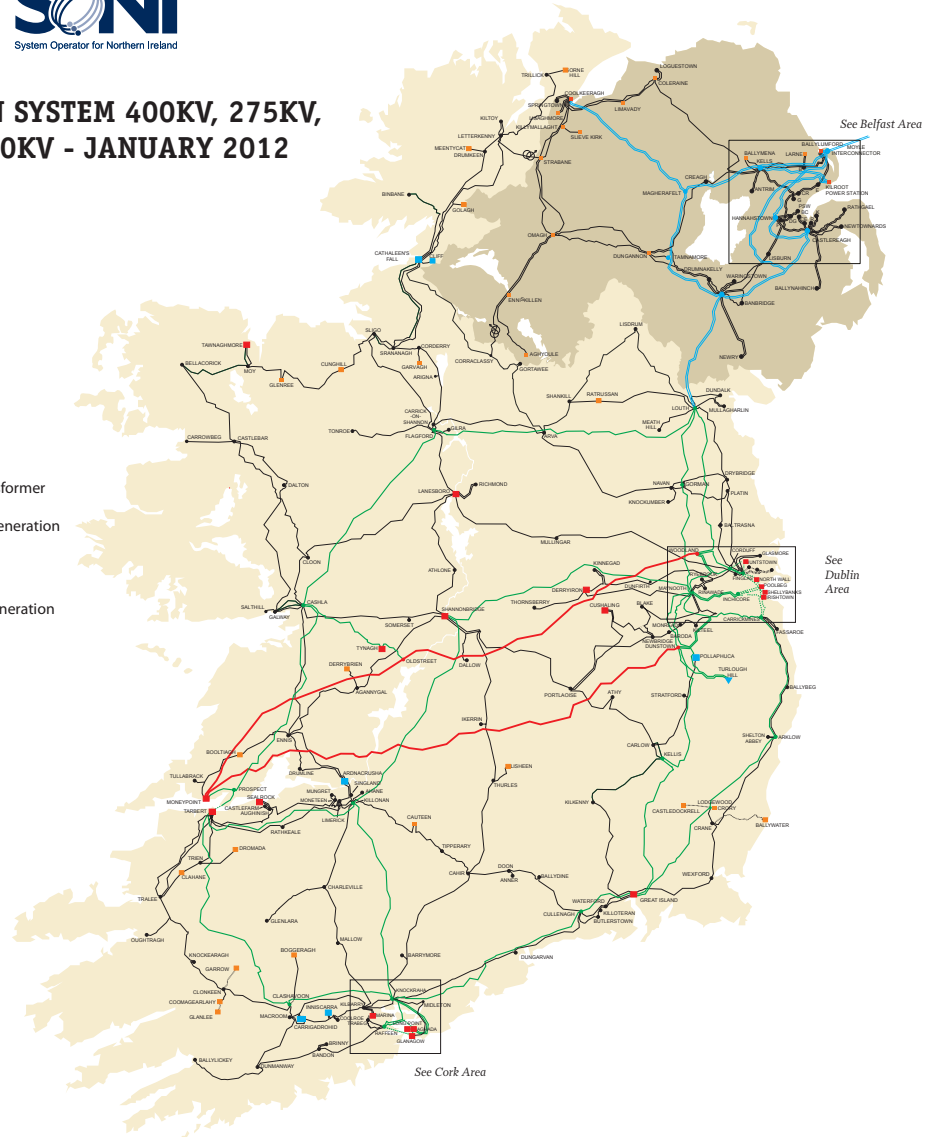


Abbildung 59: Karte des irischen Höchst- und Hochspannungsnetzes Quelle: [Eirc]

Die Karte des Höchst- und Hochspannungsnetzes und des bestehenden Kraftwerksparkes der Insel Irland ist in der Abbildung 59 dargestellt. Das für die Netzdatenbank erstellte Höchst- und Hochspannungsnetz wird in der Abbildung 30 gezeigt. In der ermittelten Netzkarte der Insel Irland wird der schematische Netzplan und nicht wie in der Abbildung 59 der geographische Verlauf der Leitungen veranschaulicht.

3.3.2 Verteilernetz der Insel Irland

In der Republik Irland gibt es ebenfalls einen Verteilernetzbetreiber und einen davon getrennten Eigentümer der Verteilernetzes. Für beide Aufgaben wurde von *CER* eine Lizenz an den Distribution Asset Owner- Electricity Supply Board (*DAO-ESB*) als Verteilernetzbesitzer und eine weitere Lizenz an *ESB Networks Ltd* als Verteilernetzbetreiber vergeben. Beide Unternehmen sind im Besitz der öffentlichen Hand. In Nordirland wird das Verteilernetz wie auch das Übertragungsnetz von Northern Ireland Electricity (*NIE*) betrieben.

3.4 Bedarf an elektrischer Energie in der Republik Irland

Wie in Kapitel 2.4 bereits beschrieben, wird der Verbrauch basierend auf regionalen Bevölkerungsstatistiken zu den einzelnen Netzknoten des Höchstspannungsnetzes zugeteilt. Dazu müssen die Lastknoten und der dazugehörige Bevölkerungsanteil bekannt sein. Die Zuteilung erfolgt, wie bereits für Großbritannien, anhand demographischer Gesichtspunkte.

3.4.1 Netzentnahmepunkte in der Republik Irland

Die Lastknoten für Nordirland werden aus der Siebenjahresprognose 2009/10- 2015/2016 des Übertragungsnetzbetreibers von Nordirland *SONI* entnommen. [Sys]

In diesem Bericht werden sogenannte *Bulk Supply Points (BSP)* definiert und angeführt. Dieser bezieht sich aber auf Knoten in der 110 kV bzw. 33 kV Ebene. Da aber das gesamte Netz einschließlich der 33 kV Verbindungen im beigefügten Netzplan vermerkt sind, ist die Zuteilung der *BSP* auf relevante Höchstspannungsknoten (220 kV, 275 kV und 400 kV) für die Lastzuteilung möglich.

Für Irland stand der Bericht zur Übertragungsprognose 2011 bis 2017 vom Übertragungsnetzbetreiber *EirGrid* [Eira] zur Verfügung. *EirGrid* bezeichnet die Verbindungspunkte zwischen dem Übertragungsnetz und dem Verteilernetz als *Transmission Interface Stations*. Hierbei handelt es sich um Knoten in der 110 kV Ebene. Die Ermittlung der für die Simulation relevanten Knoten im Höchstspannungsnetz erfolgt wieder mit Hilfe der ebenfalls im Bericht von *EirGrid* enthaltenen detaillierten Netzkarten.

Zukünftige Knoten im irischen Netz erhalten keinen Verbrauch. Gegebenenfalls müssen die vorgenommenen Netzreduktionen berücksichtigt werden, sodass nicht alle in den beiden Berichten angeführten Knoten realisiert werden konnten. Wobei sich die Netzreduktionen auf die beiden Ballungszentren Dublin und Belfast beschränken.

3.4.2 Bevölkerung der Republik Irland

Die für die Bestimmung der Verbrauchsverteilung benötigte Bevölkerungsverteilung in Irland soll in diesem Abschnitt behandelt werden. Um auch für zukünftige Szenarien die Bevölkerungsverteilung zu kennen, sollen mögliche Trends und Prognosen ermittelt werden.

Die für Nordirland benötigten Daten wurden bereits in Kapitel 2.4.2 erläutert.

Aus Tabelle 3 ist gut zu erkennen, dass die irische Bevölkerung in den letzten Jahren gewachsen ist. Im Zeitraum von 2002 bis 2006 betrug das durchschnittliche jährliche

Bevölkerungswachstum 2 %. Dies ist der höchste Wert seit Beginn der Aufzeichnungen.

Jahr	Bevölkerung	Veränderung seit der letzten Volkszählung	Durchschnittliche jährliche prozentuelle Veränderung seit der letzten Volkszählung
2002	3.917.203	291.116	1,3
2006	4.239.848	322.654	2,0
2011	4.581.269	341.421	1,6

Tabelle 3: Bevölkerungsentwicklung Irlands Quelle: eigene Darstellung, Daten entnommen aus [Cenc]

Um dieses Bevölkerungswachstum besser zu verstehen, ist es notwendig die Geburtenrate, die Sterberate und die Nettowanderung zu analysieren. Die Differenz aus Geburtenrate und Sterberate ergibt die sogenannte natürliche Wachstumsrate. Im Zeitraum von 2006-2011 kam es zu einem Bevölkerungsanstieg um 222.800 Personen. Dies entspricht einer natürlichen Wachstumsrate von 5,3 % bezogen auf den Bevölkerungsstand von 2006. Im internationalen Vergleich ist dies ein beachtlicher Anstieg, da der EU27 Schnitt bei 1 % im Jahr 2007 und 1,2 % im Jahr 2008 liegt. Diese Angaben beziehen sich auf die natürliche Wachstumsrate pro 1000 Einwohner. Demzufolge entsprechen die Vergleichswerte für Irland 9,8 % und 10,4 %. [Cenc]

Die Nettozuwanderung beträgt im Betrachtungszeitraum der Volkszählung 2006-2011 absolut 118.650 Personen. Damit wird eine durchschnittliche Zuwanderung von 23.730 Personen pro Jahr unterstellt. Dabei sei erwähnt, dass die Nettozuwanderung in der ersten Hälfte der Periode anstieg und in der zweiten Hälfte abgenommen hat. Dies ist auch in der Abbildung 60 ersichtlich. [Cenc]

Bei der in dieser Abbildung gezeigten Gegenüberstellung der Nettozuwanderung und des natürlichen Wachstums ist vor allem der nicht zu vernachlässigbare Einfluss der Zuwanderung auf das Bevölkerungswachstum ersichtlich.

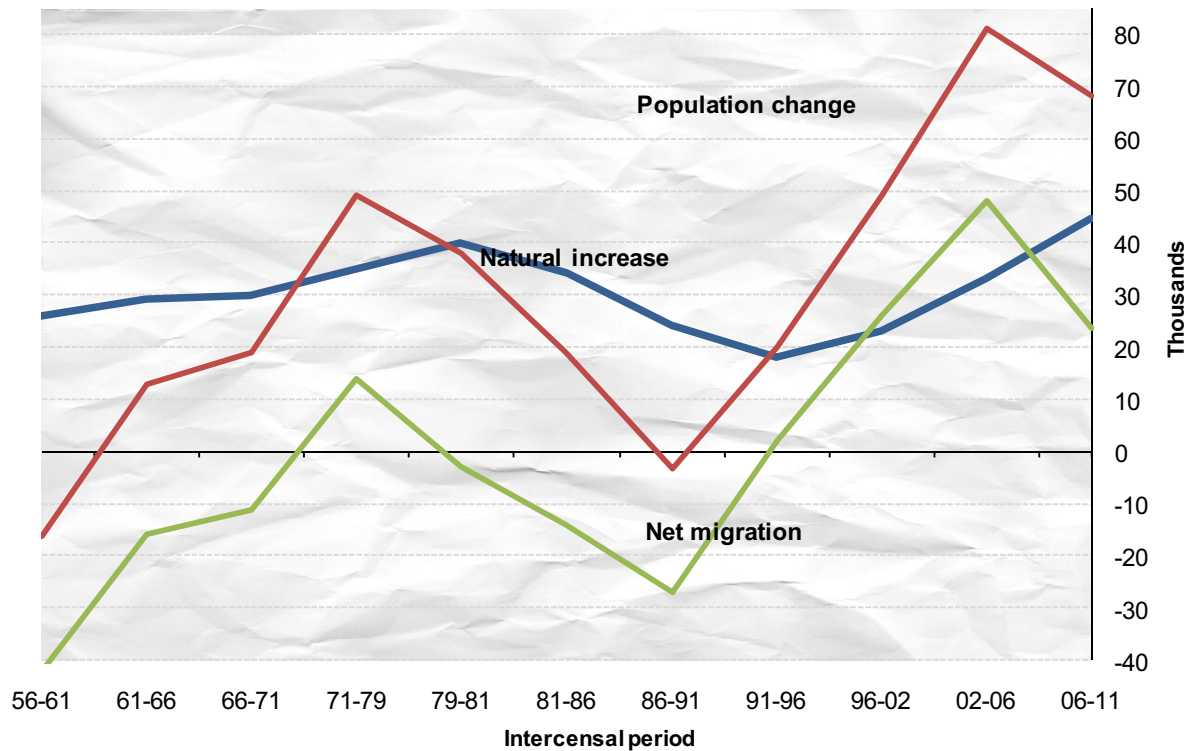


Abbildung 60: Bevölkerungsentwicklung in Irland Quelle: [Cenc]

Die Nettozuwanderung war in Irland in den letzten 50 Jahren starken Schwankungen unterworfen. Wobei im Jahr 1961 durch die starke Abwanderung der Tiefpunkt in der Bevölkerungsentwicklung erreicht wurde. In diesem Jahr betrug die Einwohnerzahl in Irland 2,8 Millionen.

In den Jahren um 1970 kam es zu einer vorläufigen Spitze der Zuwanderung, danach folgte ein Abwärtstrend der seinen negativen Höhepunkt mit 44.000 Auswanderungen im Jahr 1989 erreichte. Die endgültige Umkehrung dieses Auswanderungstrends kam in der Periode der Jahre 1991-1996. Diese positive Entwicklung gipfelt im Maximum der Periode 2002-2006, dabei wurde eine Nettozuwanderung von 191.000 Personen festgestellt. Ab diesem Zeitpunkt fallen die Kennwerte auf die bereits in den Absätzen zuvor angeführten Zahlen für die Periode 2006-2011 zurück. Diese Schwankungen sind vor allem durch wirtschaftliche Ursachen wie beispielsweise die aktuelle Wirtschaftskrise begründet. [Cenc]

Für die Abschätzung der zukünftigen Bevölkerungsentwicklung werden die Daten aus dem Bericht des *Central Statistics Office "Population and Labour Force Projections 2011-2041"* herangezogen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Prognose auf den Daten der

Volkszählung aus der Periode 2002-2006 basiert. Daher stimmen die in der Abbildung 61 gezeigten Werte für die aktuelle Periode von 2006-2011 nicht exakt überein. [Cend]

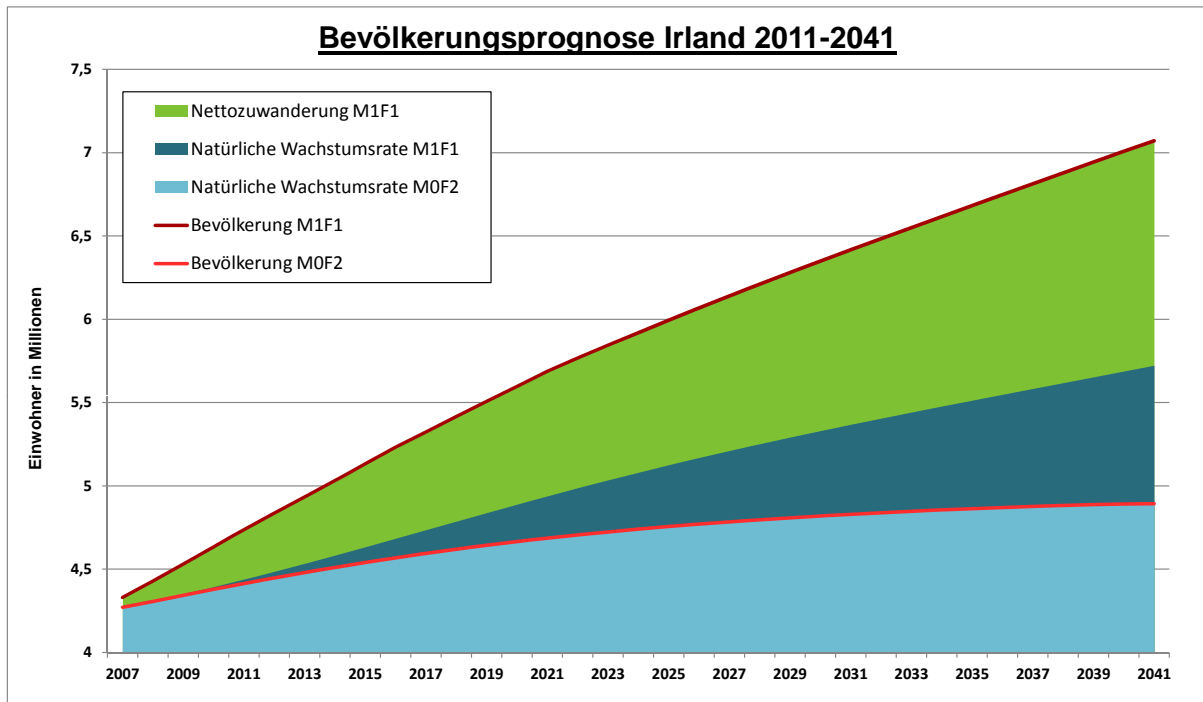


Abbildung 61: Bevölkerungprognose Irland 2011-2041 Quelle: eigene Darstellung, Daten entnommen aus [Cend]

Im Bericht für die Bevölkerungsprognose werden verschiedene mögliche Szenarien für die Bevölkerungsentwicklung betrachtet. Um das Spektrum der Möglichkeiten abzugrenzen, werden die zwei extremsten Szenarien für die Abbildung 61 ausgewählt. Das Szenario M1F1 unterstellt dabei die höchste Migrationsrate kombiniert mit einer sehr hohen Fertilität der Bevölkerung. Im Szenario M0F2 wird hingegen angenommen, dass das natürliche Wachstum im Vergleich zum Szenario M1F1 geringer ausfällt und ab dem Jahr 2016 eine stagnierende natürliche Wachstumsrate eintritt. Die Zuwanderungsbilanz wird in diesem Szenario als ausgeglichen angenommen, womit diese auch keine Beitrag zum Bevölkerungswachstum leistet.

Im Szenario M1F1 wird im Jahr 2041 ein Bevölkerungsstand von 7,072 Millionen Einwohnern in Irland erreicht. Dies entspricht einem Wachstum der Bevölkerung um 67 Prozent bezogen auf das Jahr 2006. Die Differenz zwischen den beiden Szenarien beträgt in etwa 2,2 Millionen im Jahr 2041. Diese Abweichung ist vor allem auf die Unterschiede in den Zuwanderungsannahmen zurückzuführen. Besonders bis zum Jahr 2021 beträgt der

Anteil der Nettozuwanderung an der Differenz zwischen den beiden Szenarien an die 90 %. Im späteren Verlauf spielt die stagnierende natürliche Wachstumsrate des Szenarios M0F2 eine immer größere Rolle. [Cend]



Abbildung 62: Karte der Counties in Irland Quelle: [Bro]

Die Abbildung 62 zeigt die zweite Verwaltungsebene in Irland. Diese sogenannten *Counties* sind für die Zuteilung der Bevölkerung zu den *Transmission Interface Stations* vollkommen ausreichend. Die Daten für die Einwohneranzahl je *County* stammen aus [Cenc]. In Nordirland ist die Verwaltungsgliederung einstufig. Es gibt 26 sogenannte *District Council Areas* die in weiterer Folge in Wahlbezirke aufgeteilt werden. [Offb] Für die Zuteilung zu den BSP werden die *District Council Areas* herangezogen. Die dafür notwendige

gen Daten werden aus [Offa] entnommen. Zur besseren Veranschaulichung der Aufteilung der *District Council Areas* wird auf die Abbildung 33 verwiesen.

3.4.3 Das Bedarfsverhalten in der Republik Irland

Der Verbrauch elektrischer Energie in der Republik Irland folgt einem charakteristischen Muster. Die Jahresspitzenlast tritt immer im Winter an einem Wochentag zwischen 17:00 h und 19:00 h auf. Wo hingegen die Jahresniedriglast immer an einem Sommerwochenende in den Mitternachtsstunden auftritt. [Eira] S. 3-3

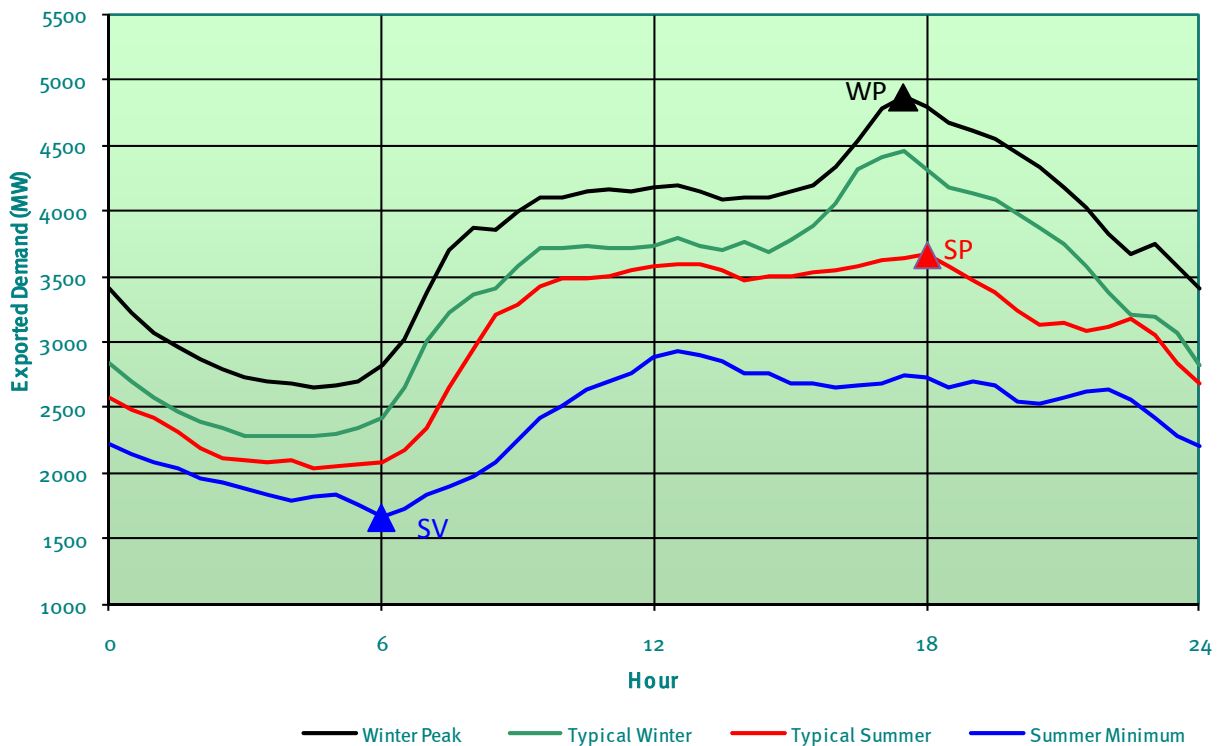


Abbildung 63: Tageslastprofile typischer Winter- und Sommertage in der Republik Irland für 2009
 Quelle: [Eira] S. 3-4

Die Abbildung 63 zeigt die vier charakteristischen Tageslastprofile des Elektrizitätssystems der Republik Irland. Die Profile schwanken zwischen dem niedrigsten Wert von 1.664 MW bis zum Höchstwert von 4.863 MW. Diese Gegenüberstellung zeigt recht deutlich wie weit der Bedarf in der Republik Irland schwanken kann. Auch über den Tagesverlauf sind die Schwankungen erheblich. [Eira] S. 3-3

Die irischen Tagesprofile aus der Abbildung 63 sind mit den britischen Tagesprofilen aus der Abbildung 34 vergleichbar. Dies ist nicht weiter verwunderlich, da die beiden Länder

sehr ähnliche geographische und klimatische Rahmenbedingungen aufweisen. Die Abbildung 64 zeigt die wöchentliche Spitzenlast für das Jahr 2009 in der Republik Irland. Hier ist wieder auf die ausgeprägte saisonale Schwankung der Spitzenlastwerte hingewiesen. Die Jahresspitze tritt auch hier in den Wintermonaten auf.



Abbildung 64: Wöchentliche Lastspitzen in der Republik Irland für 2009 Quelle: [Eira] S. 3-4

3.5 Der Elektrizitätsmarkt in Irland

Die Großhandelsmärkte in der Republik Irland und in Nordirland sind seit dem ersten November 2007 zu einem gemeinsamen Markt zusammengefasst. Dieser Markt wird als der sogenannte *Single Electricity Market (SEM)* bezeichnet. Dieser Markt bildet einen Pool mit Andienungspflicht und Kapazitätszahlungen für die Republik Irland und Nordirland. Die betreibende Organisation dieses Poolmarktes ist der *Single Electricity Market Operator (SEMO)*. *SEMO* ist ein Joint Venture zwischen *EirGrid* und *SONI*, den beiden Übertragungsnetzbetreibern von Irland und Nordirland. Der Markt wird durch eine Kooperation zwischen den beiden Regulierungsbehörden *CER* und *Utility Regulator* überwacht. In der Abbildung 65 wird ein grober Überblick über die Marktstruktur gegeben. [Coma]

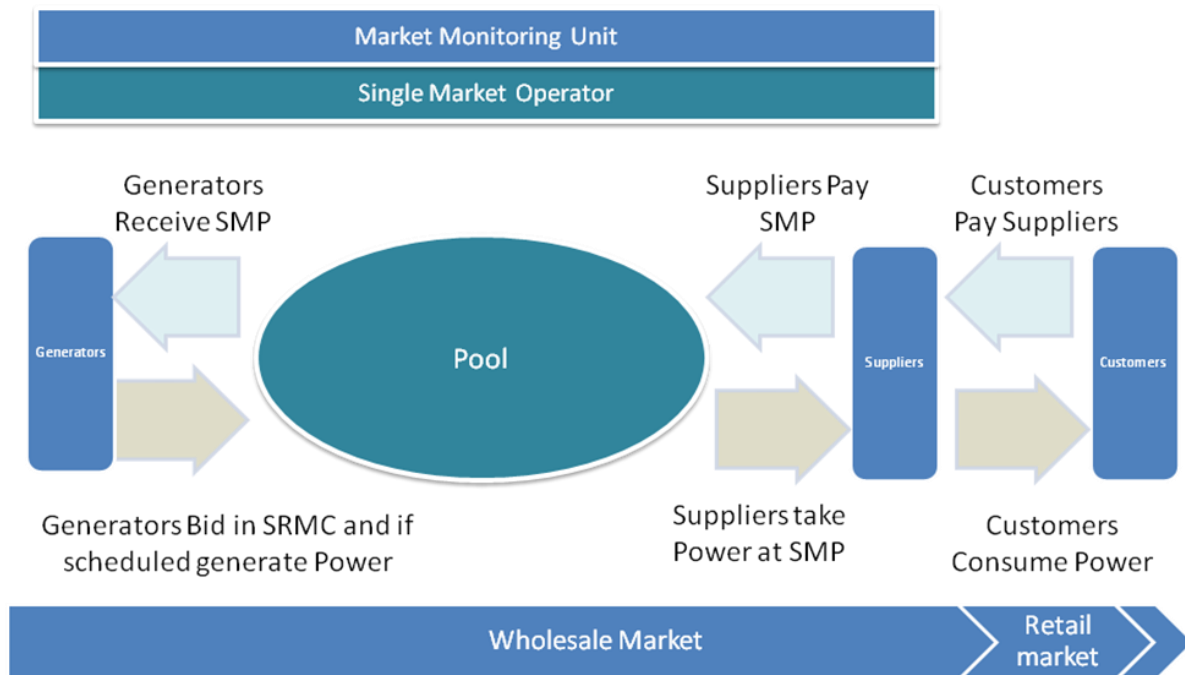


Abbildung 65: Überblick über den irischen Single Electricity Market Quelle: [All] S. 9

Im Gegensatz zum britischen Marktsystem, müssen alle Erzeuger und Versorger ihren Handel über diesen Pool-Markt abwickeln. Es kommt also nicht zu dem Effekt, dass ein Großteil der benötigten Strommengen am *OTC* Markt gehandelt werden. Dies soll zu einer besseren Transparenz und Liquidität des Marktes beitragen.

Die Preisbildung erfolgt durch die Ermittlung des System Marginal Price (*SMP*). Dieser

Systemgrenzpreis ergibt sich aus den kurzfristigen Grenzkosten der teuersten eingesetzten Anlage. Damit wird erreicht, dass bei der Einsatzreihenfolge immer jenes Kraftwerkes mit den niedrigsten variablen Kosten zuerst zum Zug kommt. Der dadurch generierte Kraftwerkseinsatz wird in Perioden von einer halben Stunde unterteilt. Die Kraftwerksbetreiber erhalten zusätzlich Kapazitäts- und Netzengpassentgelte. [Süß] S. 197

Der Großmarktpreis ist stark vom Gaspreis abhängig. Der Grund dafür liegt darin, dass fast 80 % des elektrischen Stroms in Gaskraftwerken erzeugt wird.

Der gesamte Kraftwerkseinsatz wird vom *SEMO* zentral verwaltet. Dies stellt sicher, dass die Versorgung mit elektrischer Energie in jeder Lastsituation gegeben ist. Die Kosten für diese notwendigen Regulierungsmaßnahmen werden direkt an den Verbraucher weitergereicht. [Coma]

Der gesamte elektrische Elektrizitätsmarkt *SEM* ist ein Markt mit einem Kapazitätsmechanismus. Der Kapazitätsmechanismus soll die Nachteile eines reinen Energiemarktes kompensieren. Die Aufgabe eines solchen Kapazitätsmechanismus ist es, in einem ausreichenden Maße langfristige Investitionen sicherzustellen und eine hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dies führt weg von einer Bepreisung der kurzfristigen Grenzkosten hin zu einer Bepreisung der langfristigen Grenzkosten. [Süß] S. 188

In Irland werden auch administrative Kapazitätzahlungen eingesetzt. Diese sollen die Vollkostenerwirtschaftung der Erzeuger sicherstellen und so für ausreichende Investitionen sorgen. Die Bestimmung der Kapazitätzahlungen wird vom Regulator mit Hilfe des sogenannten *Capacity Payment Mechanism* durchgeführt. Ziel ist durch diesen Mechanismus stabile Marktpreise zu erzielen. [Süß] S. 197

3.5.1 Marktstruktur in Irland

Die Marktstruktur der Unternehmen für Nordirland wird nicht in einem separaten Bericht veröffentlicht, sondern ist Teil der Marktangaben über Großbritannien aus dem Kapitel 2.5. Die *CER* veröffentlicht in ihren Bericht [Comb] die Marktanteile des *SEM*. In der Abbildung 66 ist die Marktstruktur dargestellt.

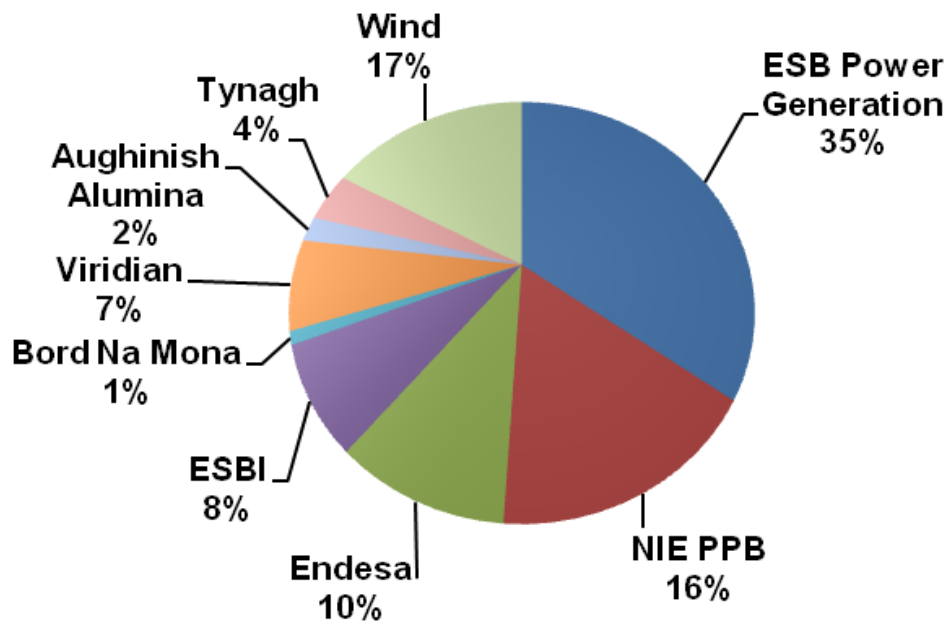


Abbildung 66: Marktanteile irischer Unternehmen (Republik Irland und Nordirland) nach installierten Kapazitäten 2009 Quelle: [Comb] S.53

Analysiert man den *HHI* im *SEM* erhält man einen Wert von 2003. Dies spricht für eine hohe Marktkonzentration. Den größten Marktanteil besitzen die beiden Unternehmen ESB Power Generation und NIE PPB mit einem *HHI* von 1.225 und 256. Der Marktanteil Wind soll in diesem Zusammenhang nur den Marktanteil der Windkraftanlagen darstellen und ist nicht auf ein spezielles Unternehmen bezogen.

Die drei größten Marktteilnehmer besitzen rund 60 % aller installierten Kapazitäten. Es gibt fünf Unternehmen die einen Marktanteil höher als fünf Prozent erreichen.

3.5.2 Marktpreise in Irland

Die Abbildung 67 zeigt den Verlauf des *SMP* von 2007 bis 2010. Aufgrund des hohen Anteils der Gaskraftwerke im irischen Kraftwerkspark ist der *SMP* vom Gaspreis abhängig. Die Werte auf der Ordinate sind in €/MWh aufgetragen. [Comc] S. 27

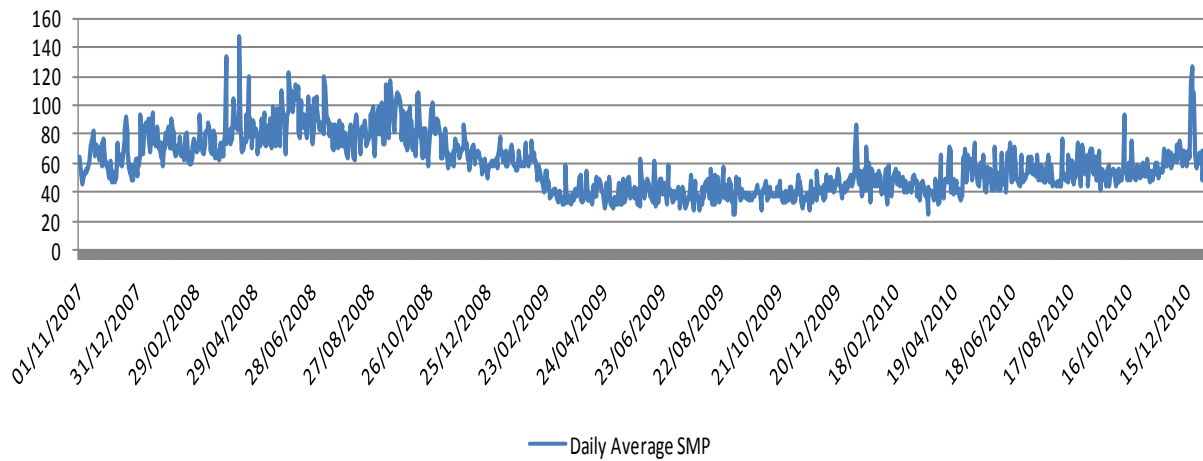


Abbildung 67: Verlauf der Preisentwicklung im *SEM* von 2007 bis Ende 2010 Quelle: [Comc] S.27

Der Trend der Preisentwicklung ist zurzeit ansteigend und bewegt sich auf das Preisniveau von Anfang 2007 zu. Diese Entwicklung befindet sich aber im erwarteten Rahmen. Der Grund dafür ist wiederum in den steigenden Preisen für fossile Energieträger zu finden. [Comc] S. 27

4 Entwicklung des Übertragungsnetzes in Großbritannien

Für den Höchstlastmonat Dezember (siehe Kapitel 2.4.3) wird eine stundengenaue Kraftwerkseinsatzoptimierung mit Berücksichtigung des Übertragungsnetzes und dessen Eigenschaften durchgeführt, um mögliche kritische Netzsituationen zu erkennen. Als Basisfall wird der Kraftwerkseinsatz des Dezember 2010 mit dem Netz 2010 herangezogen. In weiterer Folge werden basierend auf dem *Gone Green*-Szenario von *NGET* (hohe Durchdringung der erneuerbaren Energien) für den Dezember 2020 wiederum stundengenaue und kosten-optimierte Kraftwerkseinsätze mit DC-Lastfluss berechnet. Für das Szenario *Gone Green* wird das britische Übertragungsnetz von 2010 verwendet. Dabei auftretende Netzengpässe werden tatsächlichen Netzausbauplänen gegenübergestellt. Ziel der Analyse ist es, eine Aussage darüber zu treffen, in wie weit bis 2020 geplante Netzausbaumaßnahmen deckungsgleich mit den Ergebnissen der durchgeführten Lastflussrechnung sind, sowie eine Aussage darüber zu treffen wo im britischen Höchst- und Hochspannungsnetz zukünftige Engpässe zu erwarten sind.

4.1 Beschreibung der methodischen Vorgangsweise

Die prinzipielle Vorgehensweise ist in der Abbildung 70 mithilfe eines Flussdiagramms graphisch dargestellt. Alle notwendigen Ausgangsdaten wurden im Zuge dieser Arbeit ermittelt (Kraftwerke, Netzelemente etc.) oder stammen aus der instituts-internen Datenbank des Simulationsmodells ATLANTIS [Gutb] und liegen in Form von Microsoft Excel Tabellen vor. Dazu gehören alle relevanten Netzdaten wie Netzknoten, Leitungen, Transformatoren und Phasenschieber. Ebenfalls wird der Kraftwerkspark für das Jahr 2010 und alle bekannten Kraftwerksprojekte für die Analyse benötigt. In weiterer Folge wird auch die Verbrauchsaufteilung in den einzelnen Netzknoten berücksichtigt. Für die Einsatzoptimierung der Kraftwerke werden noch CO₂- und Brennstoffpreise verwendet. Für die thermischen Kraftwerke (Erdgas, Kohle, Öl), Kernkraftwerke, Biomasse und Müllverbrennungsanlagen wird ein gemeinsamer Wartungsfaktor und ein gemeinsamer Verfügbarkeitsfaktor verwendet. Bei den Laufwasserkraftwerken und den Speicherkraftwerken kommen hingegen ein gemeinsamer Erzeugungsfaktor und ein Verfügbarkeitsfaktor zum Einsatz. Bei den Photovoltaik-Anlagen wird ein Verfügbarkeitsfaktor ermittelt. Aus der Datenbank des *Balancing Mechanism Reporting System* von *Ellexon* werden die Ganglinien vom Dezember 2010 für die Analyse entnommen. Benötigt werden die

Ganglinien für den Verbrauch, der Windkrafterzeugung, der Pumpspeicherkraftwerke und der Belastung der grenzüberschreitenden HVDC-Leitungen nach Frankreich und Nordirland.

Um die Ganglinien Wind- und Pumpspeicherkraftwerke für die Analyse des zukünftigen Szenarios *Gone Green* zu erhalten, wird eine Hochrechnung der vorhandenen Ganglinien aus dem Jahr 2010 mit einer Trendanpassung durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Bemühungen sind in der Abbildung 68 und der Abbildung 69 gegenübergestellt.

Da ein massiver Ausbau der Windkraft von rund 5,38 GW im Jahr 2010 auf 26 GW bis 2020 erfolgen soll wird angenommen, dass der Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke bis 2020 stärker von der Windeinspeisung abhängen sein soll als dies 2010 der Fall ist. Aus einer Trendanalyse des Zusammenhangs von Windeinspeisung und Pumpspeichereinsatz geht hervor, dass die erhöhte Windeinspeisung die Pumpspeicherkraftwerke stärker beeinflusst.

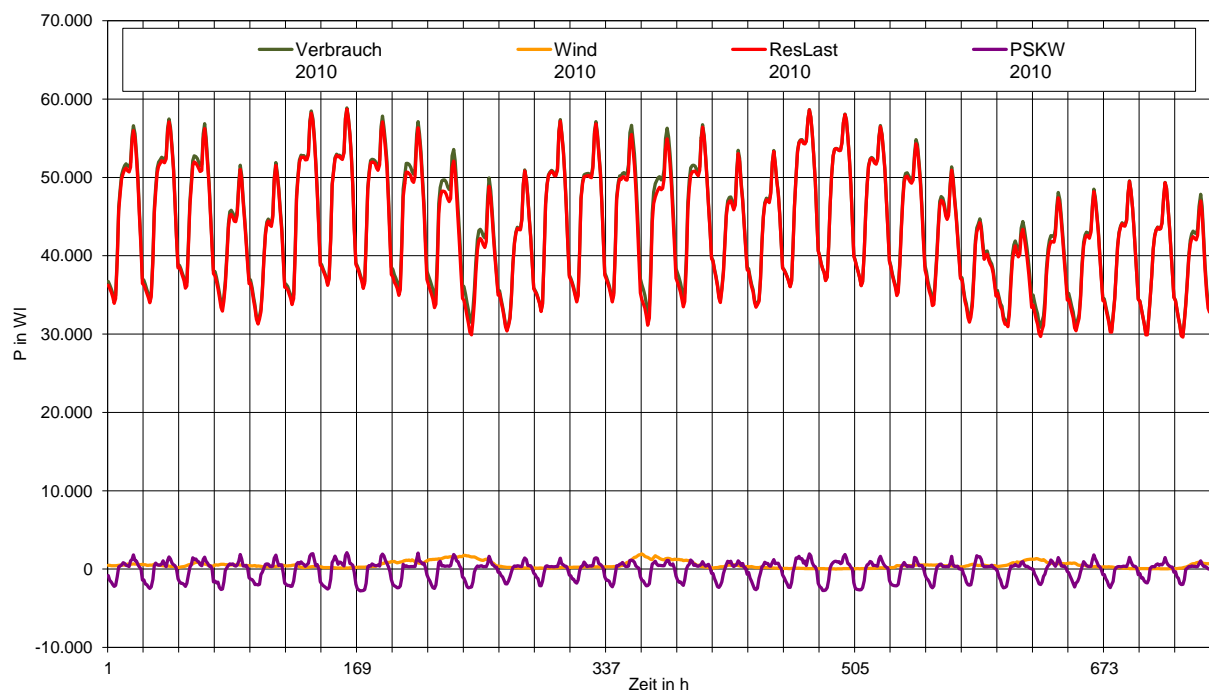


Abbildung 68: Ausgangsdaten der Hochrechnung der Ganglinien der Pumpspeicherkraftwerke mithilfe einer Trendanpassung für das Jahr 2020 Quelle: eigene Darstellung, Daten entnommen aus [Eleb]

Für das Jahr 2020 setzt sich Verlauf der Ganglinie der Pumpspeicherkraftwerke zu 40 % aus dem Verlauf der Ganglinie von 2010 und zu 60 % aus dem Einfluss der Windeinspeisung zusammen. Dabei wird der Umwälzungswirkungsgrad von rund 75 % beibehalten.

Weitere Informationen zu Speichervolumen, natürlichen Zulauf und möglichen Speicherefüllständen sind nicht bekannt, weshalb diese Nebenbedingungen in den der einfachen Modellierung der Ganglinien nicht berücksichtigt werden können. Das Ergebnis (Abbildung 69) ist eine dem offensichtlichen Tagesspeicherverlauf der Pumpspeicherkraftwerke überlagerte Monatscharakteristik des Pumpspeicherkraftwerkseinsatzes abhängig von der Windproduktion. Das bedeutet, dass eine hohe Windeinspeisung einen hohe Pumpleistung zur Folge hat

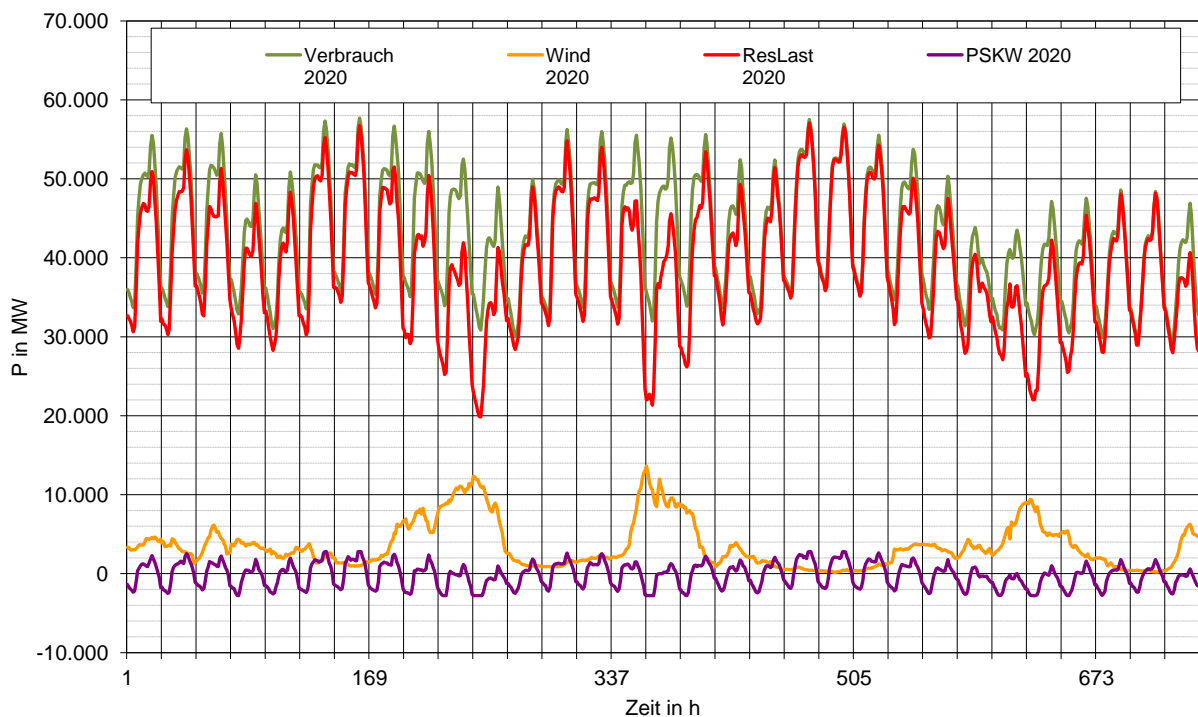


Abbildung 69: Ergebnis der Hochrechnung der Ganglinien der Pumpspeicherkraftwerke mithilfe einer Trendanpassung für das Jahr 2020 Quelle: eigene Darstellung, Daten entnommen aus [\[Eleb\]](#)

Da nun alle benötigten Daten zu Verfügung stehen, müssen diese in ein einheitliches Format gebracht werden, um diese für die Einsatzoptimierung der Kraftwerke und die DC-Lastflussrechnung verwenden zu können. Dies geschieht mit Hilfe von Matlab und einem dafür angefertigten Programm. Die Aufgabe dieses Programms ist es für jede einzelne Stunde des Monats Dezember 2010 bzw. 2020 eine Eingangsdatei für die Kraftwerksoptimierung zu generieren. Dies entspricht für ein Analysemonat einer Dateimenge von 744 Stück. Die Kernaufgabe des Programms besteht darin für jede Stunde für jedes Kraftwerk und jeden Netzentnahmepunkt einen Leistungswert zuzuweisen. Um diese

Vorgehensweise für die Kraftwerke und den Verbrauch besser zu verstehen wird die Methodik mithilfe der verwendeten Berechnungsformeln erklärt.

Methodik der Leistungszuteilung

- Windkraftanlagen, Pumpspeicherkraftwerken, Netzentnahmepunkten und Interconnectoren wird ihre charakteristische Ganglinie zugewiesen
- Laufwasserkraftwerke und Speicherkraftwerke

$$P_{max} \text{ in W} = P_{Netto} \text{ in W} * Vf * Erz_{Wasser} \quad (1)$$

- Thermische Kraftwerke, Kernkraftwerke, Biomasse und Müllverbrennungsanlagen

$$P_{max} \text{ in W} = P_{Netto} \text{ in W} * Vf * Wf_{ThermNucDez} \quad (2)$$

- Photovoltaikanlagen

$$P_{max} \text{ in W} = P_{Netto} \text{ in W} * Vf \quad (3)$$

Für jeden Kraftwerkstyp wird der ihm eigene Verfügbarkeitsfaktor zugeordnet. Die Verfügbarkeitsfaktoren werden der internen Datenbank des Institutes entnommen. Die Leistungen der britischen Photovoltaikanlagen werden mit dem Faktor Null multipliziert. Es wird davon ausgegangen, dass dieser Kraftwerkstyp keinen Beitrag zur Spitzenlastabdeckung leistet.

Es wird ebenfalls allen Netzentnahmepunkten entsprechend ihrer Verbrauchsgewichtung ein Leistungswert zugewiesen. Alle übrigen benötigten Daten, wie zum Beispiel die Brennstoffpreise, werden ebenfalls den einzelnen Kraftwerken je nach Kraftwerkstyp bzw. Brennstoff zugeteilt. Je nach Analysejahr (2010,2020) werden auch die Netzdaten aufbereitet und in das geforderte Format transformiert. Für das Jahr 2020 wird für das Netz 2010 auch ein zur Integration der neuen Kraftwerke (vor allem Offshore-Windkraftanlagen) unabdingbarer Netzausbau berücksichtigt.

In einem nächsten Schritt wird für jede Analysestunde des Monats Dezember eine Kraftwerkseinsatzoptimierung mit DC-Lastfluss durchgeführt. Dabei handelt es sich um ein Optimierungsmodell, welches im Zuge der Entwicklung des Simulationsmodells

ATLANTIS am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation an der Technischen Universität Graz entwickelt wurde. Die Beschreibung des Modells Atlantis kann in der Quelle [Guta] entnommen werden.

Um die n-1 Sicherheit des britischen Höchst- und Hochspannungsnetzes zu überprüfen, wird für alle Netzelemente nur eine maximale Auslastung von 70 % der thermischen Leistung gestattet. In Ausnahmefällen, wie die grenzüberschreitenden HVDC-Leitungen nach Frankreich und Nordirland oder Sticheleitungen zu Pumpspeicherkraftwerken, werden auch Auslastungen von 100 % der maximalen thermischen Last zugelassen. Dies gilt sowohl für die Analyse des Basisszenarios als auch für das Szenario *Gone Green*.

Wird in einem ersten Durchlauf der vorgegebene Grenzwert der thermischen Leistung einer Leitung überschritten, werden die Kennwerte erhöht und es erfolgt ein zweiter Berechnungsdurchlauf. Muss in diesem Fall der Berechnungsvorgang wiederholt werden, wird diese Tatsache vermerkt und für eine quantitative Aussage über die Netzsicherheit herangezogen.

Die nun erhaltenen Ergebnisse werden mit Hilfe verschiedener Softwaretools zur Visualisierung und Auswertung der Ergebnisse analysiert und ausgearbeitet.

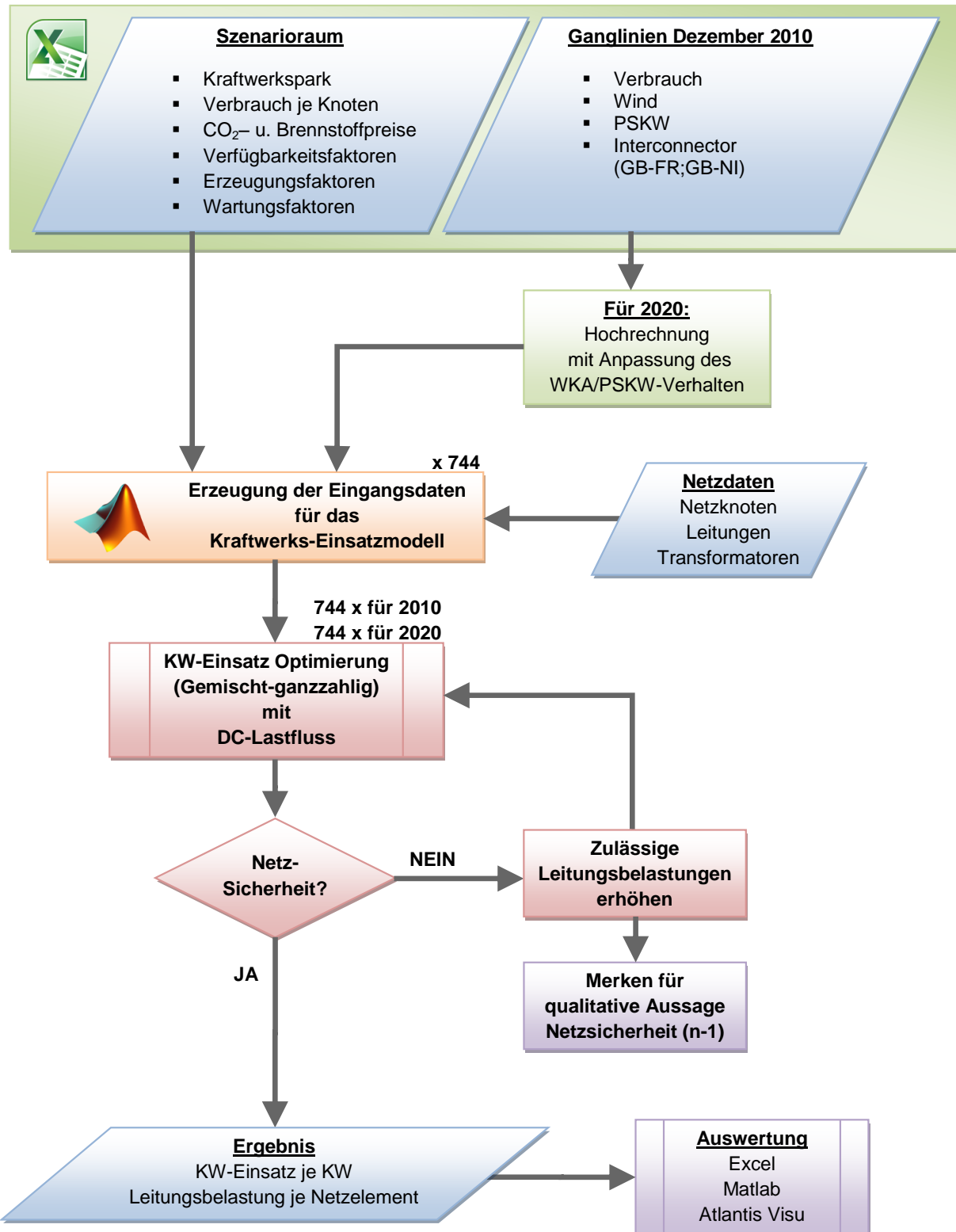


Abbildung 70: Flussdiagramm des Analyseprozesses Quelle: eigene Darstellung

4.2 Annahmen für die Analyse

Für die Analyse der Entwicklung des Übertragungsnetzes von Großbritannien müssen gewisse Annahmen und Vereinfachungen getroffen werden. Diese Annahmen sollen in diesem Kapitel erläutert werden.

Für den Kraftwerkspark in Großbritannien stehen nun die Ganglinien für die Windkraftanlagen, Pumpspeicherkraftwerke und dem Verbrauch zur Verfügung. Diese Ganglinien werden jedem Kraftwerk und Netzentnahmepunkt zugeordnet. Diese charakteristischen Ganglinie wird nun mit der für das Szenario benötigten Maximalleistung multipliziert und man erhält so die Ganglinie für das jeweilige Kraftwerk bzw. dem jeweiligen Netzentnahmepunkt. Aus dieser Ganglinien wird dann in weitere Folge der Leistungswert für jede Stunde entnommen. Die Ermittlung der jeweilige Maximalleistung wird in der folgenden Formel erklärt und wird mit Hilfe des Verhältnisses der gesamten installierter Leistung des jeweiligen Kraftwerkstyps zu der Engpassleistung des einzelnen Kraftwerks ermittelt.

$$P_{KW,x,h} \text{ in W} = GL_h \text{ in W} * \frac{P_{Engpass,x} \text{ in W}}{\sum P_{Engpass,Typ} \text{ in W}} \quad (4)$$

Für die thermischen Kraftwerke werden keine Anfahrtkosten und Teillastwirkungsgrade berücksichtigt. Auch werden für die Analyse des Szenarios *Gone Green* keine altersbedingten Wirkungsgradveränderungen einkalkuliert.

Für den Kraftwerkspark werden die bekannten Abschaltzeiten der Kraftwerke berücksichtigt. Auch werden die Neubauprojekte in der Analyse für das Szenario *Gone Green* einbezogen. Kommt es zu einer Abweichung zwischen den Kennwerten (z.B.: Engpassleistung, Abschaltzeitpunkt der *AGR*) des recherchierten Kraftwerksparks für 2020 und den Vorgaben des Szenario *Gone Green* wird diese Differenz auf alle neuen Kraftwerksprojekte aufgeteilt.

Wie bereits im Kapitel 4.1 erörtert, wird bei der Annahme der Ganglinien ein Hochrechnung mit Trendanpassung basierend auf den Ganglinien des Dezembers 2010 für die Wind- und Pumpspeicherkraftwerke durchgeführt. Dadurch wird der Kraftwerkseinsatz für diese beiden Kraftwerkstypen für die Analysen fixiert.

Kraftwerkstyp	Erzeugungskosten (€/MWh)
Windkraftanlagen (On- und Offshore)	3.6
Pumpspeicherkraftwerk (Pumpbetrieb)	199
Pumpspeicherkraftwerk (Turbinierbetrieb)	2.5
Laufkraftwerk	2.5
Speicherkraftwerk	2.5
Abfall	2.5
Photovoltaik	2.5
Biomasse	29.5
Braunkohle	66.14
Erdgas	53.51
Erdgas_CC	50.75
Erdgas_GT	53.51
Erdgas_IC	53.51
Öl	153.56
Öl_CC	201.98
Öl_GT	153.56
Öl_IC	153.56
Steinkohle	66.14
Kernkraftwerk (Alle Typen)	7.67

Abbildung 71: Erzeugungsfaktoren und Verfügbarkeitsfaktoren-Zuordnung der Kraftwerkstypen Quelle: eigene Darstellung, Daten entnommen aus [Natb]

Zusätzlich wird für die thermischen Kraftwerke und die Kernkraftwerke ein normierter Wartungsfaktor für den Monat Dezember von 1,0841 [Eurc] angenommen. Für die Wasserkraftwerke (außer Pumpspeicherkraftwerke) wird ein Erzeugungsfaktor von 0,12 [Depe] vorausgesetzt.

Für das britischen Höchst- und Hochspannungsnetz werden für das Szenario *Gone Green* rudimentäre Netzerweiterungen gegenüber dem Netz des Basisszenarios eingebaut. Diese dienen in erster Linie dazu neue Kraftwerksprojekte in einem Mindestmaß in das bestehende Netz einzugliedern. Für die Analyse wird nur der im *National Electricity Transmission System Seven Year Statement 2011* [Natd] dargestellte Schaltzustand des Netzes verwendet. Es werden daher keine Sonderschaltzustände und Schaltmaßnahmen zur Berücksichtigung von Engpässen einbezogen.

Für die Optimierung des Kraftwerkseinsatzes wird die Annahme getroffen, dass eine Abnahmeverpflichtung für die Erzeugung aus Windkraftanlagen solange besteht, bis die Netzsicherheit nicht mehr gegeben ist. Es wird keine Power Demand Side Management

in den Berechnungen durchgeführt. Für die Beurteilung der Netzsicherheit wird keine explizite n-1 Betrachtung vorgenommen, sondern eine Begrenzung des thermischen Limits auf 70 % des ursprünglichen Wertes.

4.3 Beschreibung des Szenario 2010

Eine umfassende Beschreibung des britischen Elektrizitätssystems wurde bereits im Kapitel 2 durchgeführt. In diesem Kapitel wird der Fokus auf das zeitliche Verhalten des Elektrizitätssystems im Dezember 2010 gelegt. Um eine bessere Übersicht über die geographische Verteilung des Kraftwerksparks und das Höchst- und Hochspannungsnetz von Großbritannien zu erhalten wird dieses in der Abbildung 75 dargestellt. Dabei ist vor allem die Häufung der Wasserkraftwerke in Schottland und thermischer Kraftwerke in England auffällig. Es tritt ebenfalls eine Konzentration des Verbrauchs in England auf. Daher kommt es zwischen Schottland und England zu einem regen Leistungsaustausch. Im überwiegenden Teil der Fälle ist die Richtung dieses Leistungsaustausches von Schottland nach England.

Die für die Analyse des Basisszenarios 2010 verwendete Ganglinie des Verbrauchs für den Dezember 2010 ist in der Abbildung 72 dargestellt. Außerdem ist die Residuallast dem Verbrauch gegenübergestellt. Die Ganglinie der Residuallast ist die Differenz aus Verbrauchsganglinie und der Ganglinie für die Erzeugung aus Windkraftwerken in der Abbildung 73. Die Ganglinien der Residuallast stellt jene Last dar, die durch die regelbaren Kraftwerke gedeckt werden muss, da für die Erzeugung der Windkraftanlagen eine prinzipielle Abnahmepflicht besteht. Wie bereits erwähnt, besteht diese Abnahmepflicht solange bis die Netzsicherheit nicht mehr gewährleistet werden kann.

Ebenfalls sind in der Abbildung 72 die Zeitpunkte der für die Ergebnisauswertung verwendeten Extremfälle mit strichlierten vertikalen Linien eingezeichnet. Diese Momentaufnahmen des britischen Elektrizitätssystems werden in dieser Arbeit als *Snapshots* bezeichnet. Für den Verbrauch werden folgende Extremfälle ausgewählt.

- Snapshot A: Starklast (Peak-Periode, Jahreshöchstlast)
- Snapshot B: Schwachlast (Offpeak-Periode)
- Snapshot C: Starklast
- Snapshot D: Schwachlast (Offpeak-Periode)

Als Peak-Periode werden alle Stunden zwischen 8:00 und 20:00 bezeichnet. Alle anderen Stunden sind sogenannte Offpeak-Perioden.

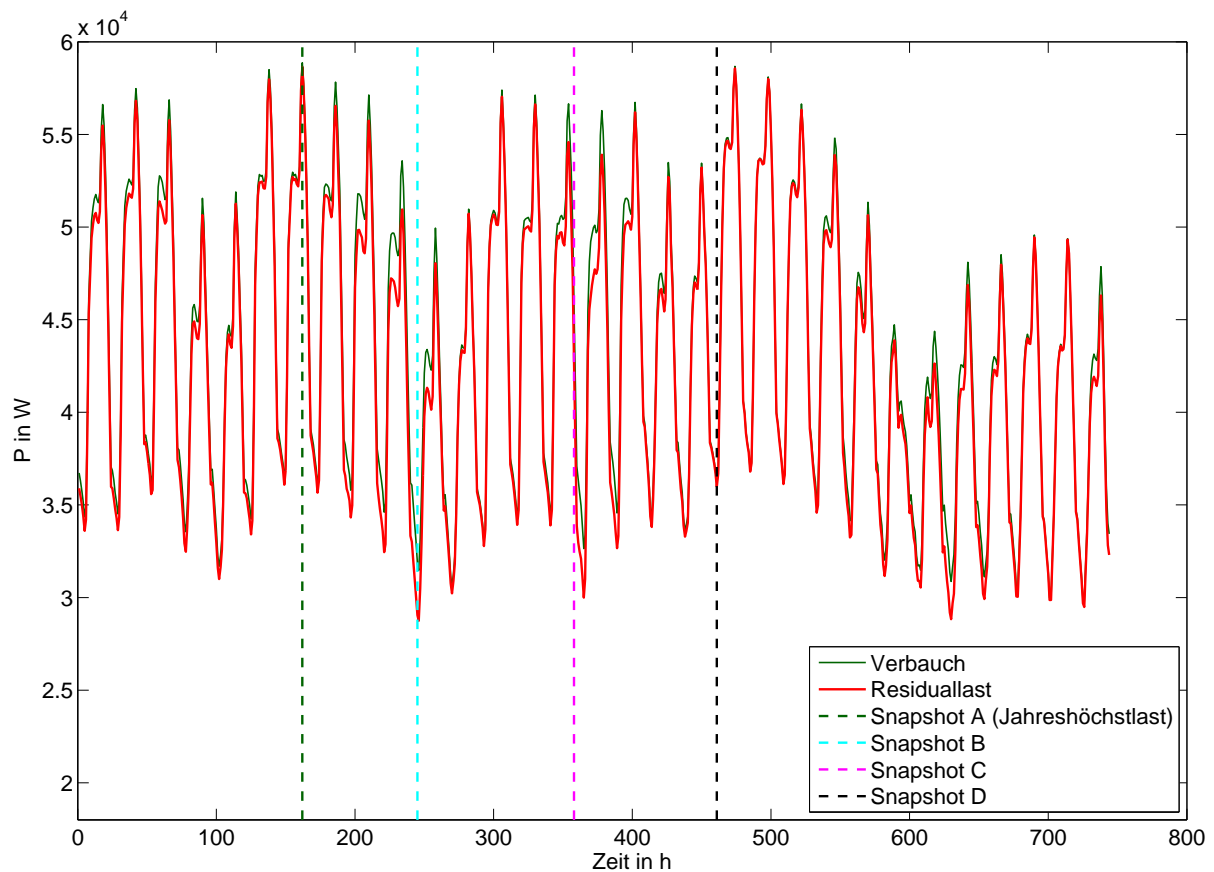


Abbildung 72: Ganglinie des Verbrauchs und der Residuallast für den Dezember 2010 Quelle: eigene Darstellung, Daten entnommen aus [Eleb]

Die Zeitpunkte der *Snapshots* werden in allen gezeigten Ganglinien für das Basisjahr 2010 und das Szenario *Gone Green* auf dieselbe Weise gekennzeichnet, um einen besseren Bezug zwischen den beiden Szenarios und den einzelnen Ganglinien herzustellen.

Aus diesem Grund sind auch in der Abbildung 73 die Zeitpunkte der vier ausgewerteten *Snapshots* eingezeichnet. Die Abbildung zeigt den Verlauf der Erzeugung aller Windkraftanlagen (On- und Offshore).

Das Jahr 2010 ist ein schwaches Jahr für die Winderzeugung in Großbritannien. Die durchschnittliche Jahresauslastung der Windkraftwerke beträgt in diesem Jahr rund 24 %. Im Zeitraum von 2003 bis 2009 bewegt sich die prozentuale Auslastung der Windkraftwerke in Großbritannien zwischen 25 % und 28 %. Als Beispiel sei hier der 7.12.2010 um 18:00 angeführt. Zu diesem Zeitpunkt tritt die viert höchste je gemessene Jahreshöchstlast auf und es speisen von den rund 5.300 MW an bestehenden Windkraftanlagen nur etwa 300 MW ein. Dies entspricht einer Auslastung von 5,7 %. [Ren]

Im Hinblick auf die vollzogene Netzanalyse für 2010 und 2020 (basierend auf 2010) kann aufgrund des zugrunde gelegten schwachen Windjahres 2010 von einer Worst Case Betrachtung ausgegangen werden. Höhere Windweinspeisungen führen tendenziell zu einer höheren Netzbelastung, da einen potenzialbedingte geographische Trennung zwischen Winderzeugungsstandorten und Verbrauchszentren vorliegt.

Für die *Snapshots* werden folgende Extremfälle für die Windkraftherzeugung herangezogen.

- Snapshot A: Schwachwind (Peak-Periode, Jahreshöchstlast)
- Snapshot B: Starkwind (Offpeak-Periode)
- Snapshot C: Starkwind
- Snapshot D: Schwachwind (Offpeak-Periode)

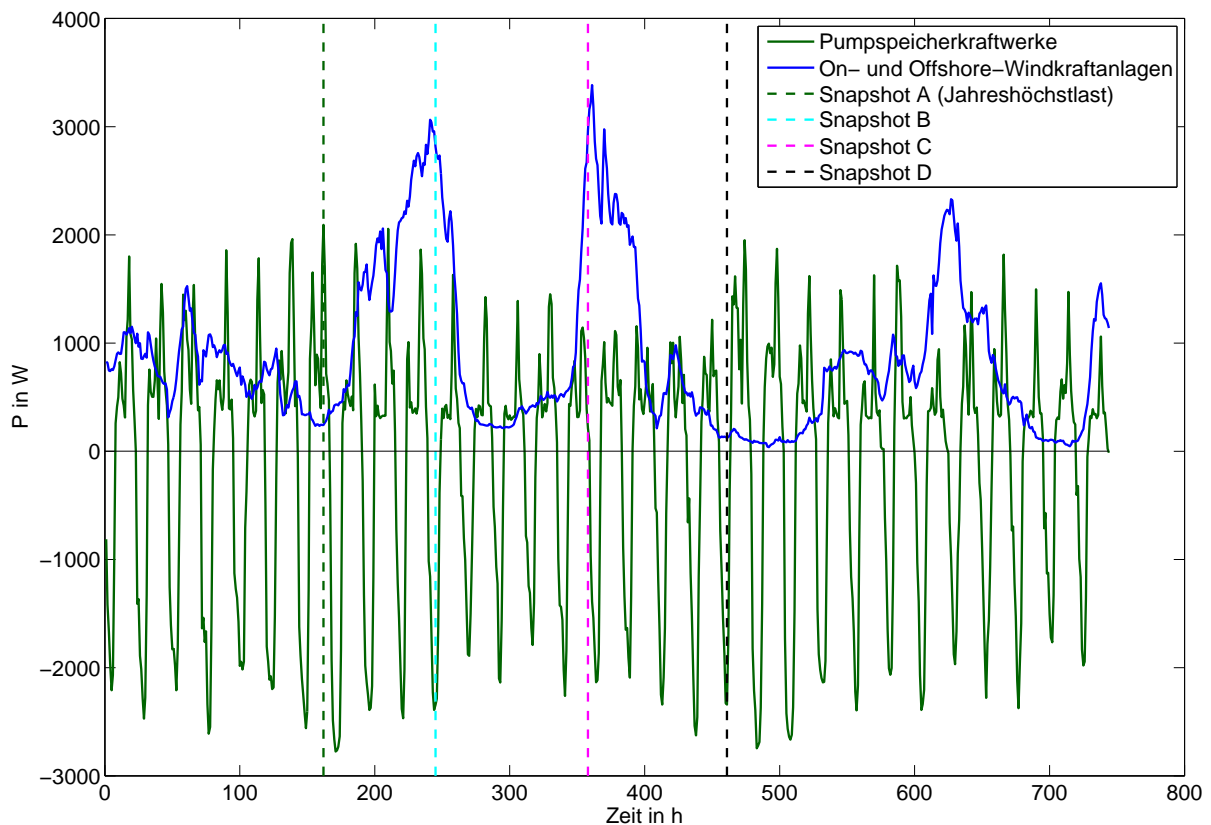


Abbildung 73: Ganglinie der Pumpspeicherkraftwerke und der On- und Offshore-Windkraftanlagen für den Dezember 2010 Quelle: eigene Darstellung, Daten entnommen aus [\[Eleb\]](#)

In der Abbildung 73 wird auch die Ganglinie für die Pumpspeicherkraftwerke dem Verlauf der Erzeugung aus Windkraft gegenübergestellt. Dabei ist zu erkennen, dass es sich vorwiegend um Tagesspeicher handelt, deren Einsatzverhalten 2010 kaum eine Abhängigkeit von der Winderzeugung aufweist. Die installierte Leistung der Pumpspeicherkraftwerke beträgt 2.744 MW. Hierbei treten für die einzelnen *Snapshots* folgende Betriebsfälle für die Pumpspeicherkraftwerke auf.

- Snapshot A: 2.029 MW im Turbinierbetrieb (Peak-Periode, Jahreshöchstlast)
- Snapshot B: 2.344 MW im Pumpbetrieb (Offpeak-Periode)
- Snapshot C: 213 MW im Turbinierbetrieb
- Snapshot D: 2.328 MW im Pumpbetrieb (Offpeak-Periode)

Die Ganglinien der Interconnectoren (grenzüberschreitende HVDC-Verbindungen) nach Frankreich und Nordirland sind in der Abbildung 74 dargestellt. Die Belastung der beiden Interconnectoren für die einzelnen *Snapshots* ist wie folgt.

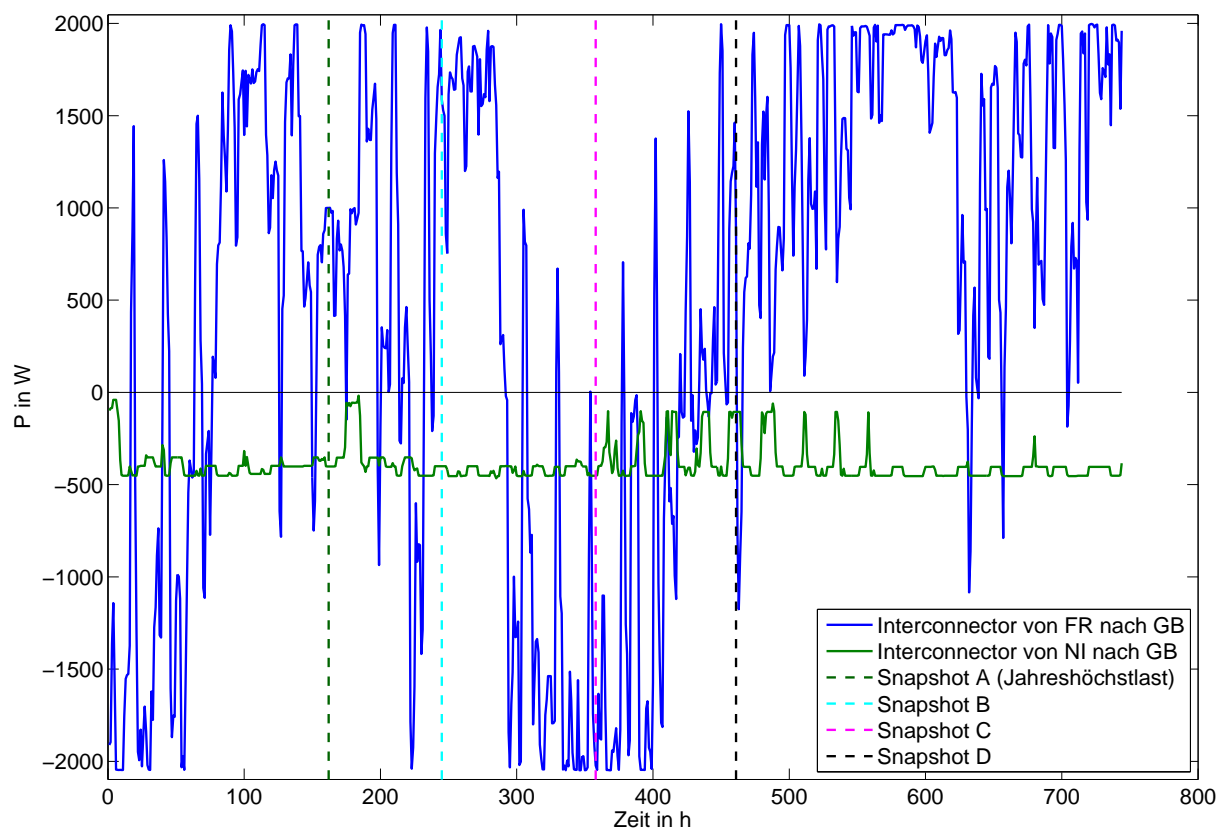


Abbildung 74: Ganglinien der grenzüberschreitenden HVDC-Leitungen nach Frankreich und Nordirland für den Dezember 2010 Quelle: eigene Darstellung, Daten entnommen aus [Eleb]

- Snapshot A: -402 MW NI +1.000 MW FR (Peak-Periode, Jahreshöchstlast)
- Snapshot B: -400 MW NI +1.927 MW FR (Offpeak-Periode)
- Snapshot C: -452 MW NI - 2.023 MW FR
- Snapshot D: -138 MW NI +1.190 MW FR (Offpeak-Periode)

Ein negatives Vorzeichen stellt immer einen Export aus Großbritannien dar und bei einem positiven Vorzeichen handelt es sich um einen Import nach Großbritannien. Die Verbindung nach Nordirland ist immer in Richtung Nordirland belastet. Der Interconnector nach Frankreich weist hingegen starke Fluktuationen zwischen Import und Export auf. Die Verbindung nach Niederlande ging erst Ende des Jahres 2011 in Betrieb und wird daher für das Basisszenario 2010 nicht berücksichtigt.

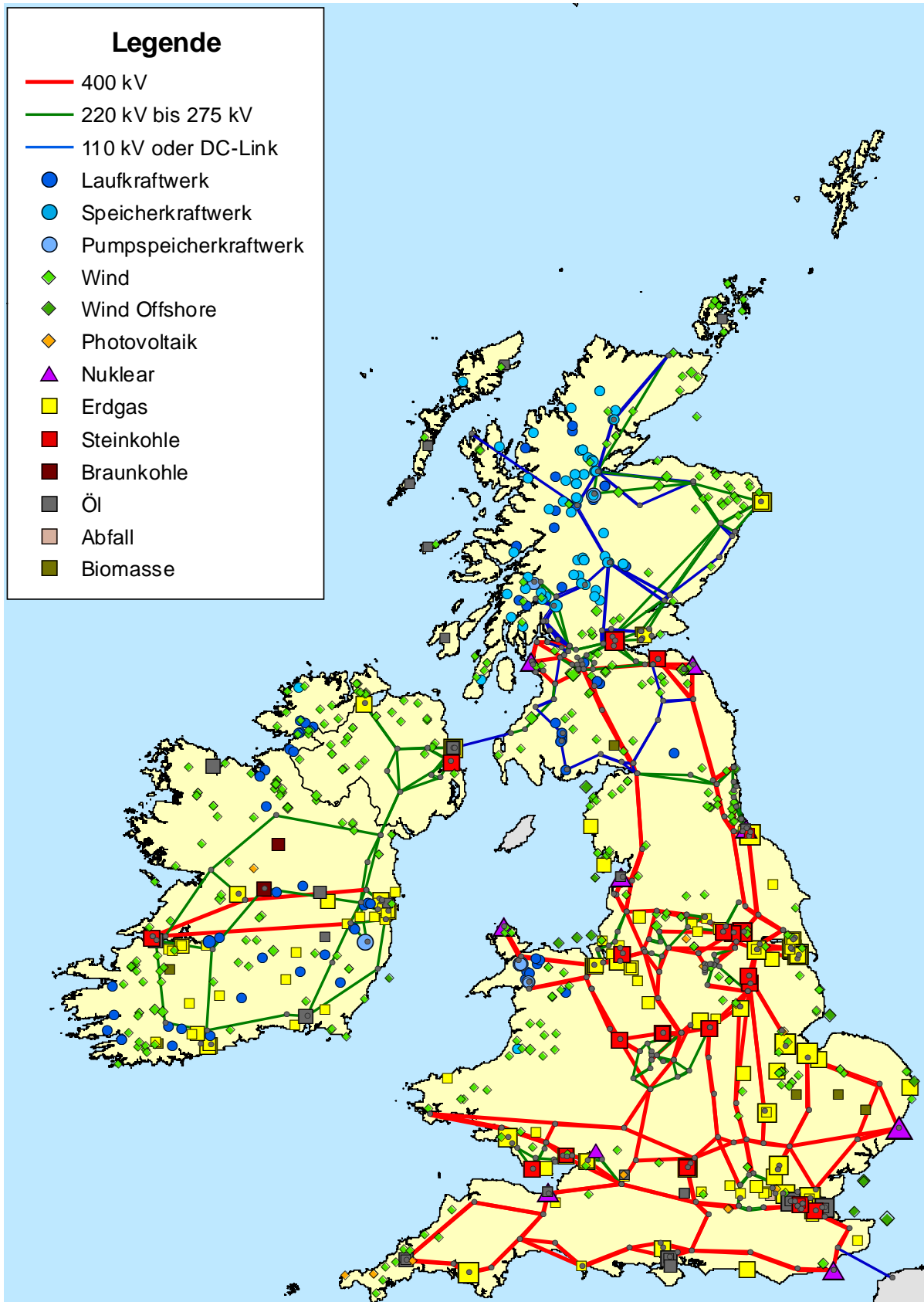


Abbildung 75: Das Höchst- und Hochspannungsnetz und die Kraftwerke der britischen Inseln 2010
 Quelle: eigene Darstellung

4.4 Beschreibung des Szenarios Gone Green für 2020

Wie bereits in der Zielsetzung erörtert, wird zur Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des britischen Übertragungsnetzes eine Prognose für das Jahr 2020 durchgeführt. Für diesen Zweck wird ein wahrscheinliches Erzeugungs- und Verbrauchsszenario für das Jahr 2020 benötigt. Ebenso relevant sind die Brennstoff- und CO₂-Preise im Jahr 2020. Im November 2011 wurden von *NGET* [Natf] mögliche zukünftige Entwicklungsszenarien des Energiesystems im Vereinigten Königreich publiziert. Die in diesen Bericht vorgestellten Szenarien sind sehr detailliert ausgeführt und enthalten neben möglichen zukünftigen Energieerzeugungsprognosen auch konkrete neue Erzeugungskapazitäten für die einzelnen Kraftwerkstypen. Außerdem werden in diesen Szenarien eine Reihe weiterer Teilbereiche des gesamten Energiesektors mit eingebunden. Die zwei wichtigsten Untersuchungen in diesen Zusammenhang sind das *Ten Year Statement* (TYS) und das *Offshore Development Information Statement* (ODIS).

Grundsätzlich soll der Bericht [Natf] die Szenarien für die möglichen Entwicklungen des zukünftigen Gas- und Elektrizitätssystems veranschaulichen. Der Bericht erscheint jährlich und die darin beschriebenen Prognosen bilden auch die Basis für den Planungsprozess von *NGET*. Daher wurden alle Daten für die folgende Dokumentation und für die Prognose aus diesem Bericht [Natf] entnommen. Falls eine andere Quelle verwendet wurde, wird diese gesondert angeführt.

Um ein gewisses Spektrum an möglichen zukünftigen Entwicklungen abzudecken, wurden unterschiedliche Szenarien entworfen. Als Unterscheidungskriterium zwischen den Szenarien wird die Zielsetzung für erneuerbare Energien und die Reduktion von Emissionen bis 2020 angeführt.

Im Szenario *Slow Progression* wird von einer langsamen Veränderung ausgegangen. Aus diesem Grund werden die Ziele für das Jahr 2020 erst nach 2025 erreicht. Das Szenario *Gone Green* hingegen ist darauf ausgelegt alle energiepolitischen Ziele bis zum Jahr 2020 zu erreichen. Auch werden die Ziele für das Jahr 2030 und 2050 erfüllt. In der Abbildung 76 ist der Entwicklungsverlauf des Szenarios *Gone Green* den 2020-Zielen gegenübergestellt. Als eine dritte Möglichkeit wird das Szenario *Accelerated Growth* angeführt. Hier wird von der gleichen Verbrauchsentwicklung wie im Szenario *Gone Green* ausgegangen, aber die Entwicklung der Offshore-Winderzeugung geht deutlich ambitionierter vonstatten. Dadurch werden die 2020 Ziele früher als gefordert erreicht.

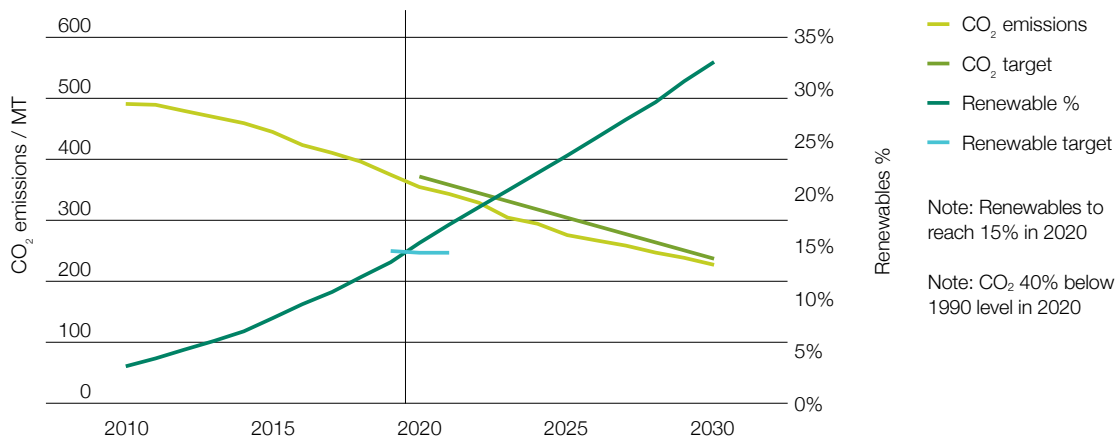


Abbildung 76: *Gone Green*: Entwicklung der CO₂-Emissionen und des Anteils an erneuerbaren Energien Quelle: [Natf] S. 11

Ziel der in dieser Arbeit durchgeführten Analyse ist es, mögliche zukünftige Engpässe im britischen Übertragungsnetz aufzuzeigen. Hohe Durchdringungsraten erneuerbarer Energien führen für gewöhnlich zu einem Anstieg volatiler Lastsituationen, da die dargebotsabhängige Erzeugung insbesondere in Windkraftwerken in meist verbrauchsfernen und netztechnisch wenig erschlossenen Gebieten anfällt. Eine Erreichung der 2020-Ziele vor dem Jahr 2020 wird als wenig realistisch erachtet hinsichtlich der langen Vorlaufzeiten für Energieinfrastrukturprojekte (Kraftwerke und Netze). Daher fiel die Wahl auf das Szenario *Gone Green*. Die Tabelle 4 zeigt die wichtigsten Eckdaten des Szenarios.

	2020	2030
Total Energy Demand	1471TWh	1402TWh
Renewable	232TWh	474TWh
Renewable %	15% (Target 15%)	33% (No Target)
CO₂ emissions and reduction	355 MT CO ₂ (-40%, target -37%)	228 MT CO ₂ (-62%, target -60%)

Tabelle 4: Eckpunkte des Szenarios *Gone Green* Quelle: [Natf] S. 5

Trotz der detaillierten Beschreibung der Szenarien im offiziellen Bericht, ist die darauf aufbauende Prognose gewissen Unsicherheiten unterworfen. Als Beispiel solcher unvorhergesehenen Ereignisse seien die grade angespannte Wirtschaftslage oder der Beschluss

neuer Rahmengesetze der Regierung genannt. Das gewählte Szenario *Gone Green* repräsentiert trotz allem einen ausgewogenen Entwicklungsverlauf zur Erreichung der 2020 Ziele. Die Sektoren Wärme, Transport und Elektrizität werden zu gleichen Teilen gefordert ohne einen bestimmten Sektor besondere Anstrengungen abzuverlangen.

4.4.1 Rahmenbedingungen in den Sektoren Wirtschaft, Wärme und Transport

Um die Vorgaben aus dem Szenario *Gone Green* und deren Herkunft besser nachvollziehen zu können, wird in diesem Kapitel versucht, die gegebenen Rahmenbedingungen kurz zu umreißen. Allgemein wird ein durchschnittliches Wirtschaftswachstum von 2,5 % pro Jahr angenommen. Es ist in allen Sektoren der Trend zu beobachten, dass die derzeit eingesetzten Primärenergieträger verstärkt durch Elektrizität substituiert werden. Dies geht Hand in Hand mit einer massiven Effizienzsteigerung und einem daraus resultierenden generellen Verbrauchsrückgang.

Der Wirtschaftssektor

Die Nachfrage an elektrischer Energie ist im Szenario *Gone Green* weniger von der wirtschaftlichen Gesamtentwicklung, als viel mehr von der Wachstumsrate der Haushalte an sich abhängig.

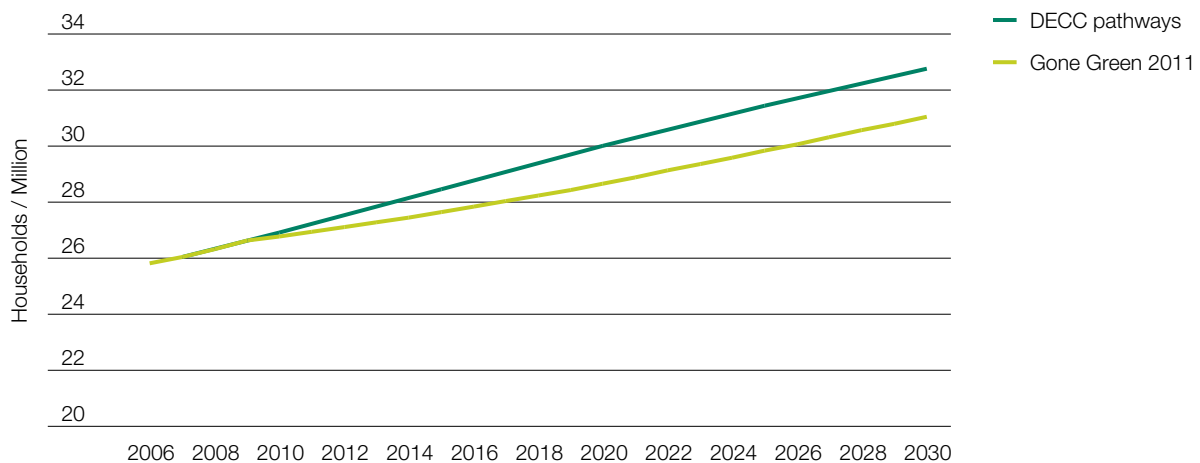


Abbildung 77: Projektion der Anzahl der Haushalte im Szenario *Gone Green* Quelle: [Natf] S. 17

Wie in der Abbildung 77 zu erkennen ist, kommt es bei dieser Prognose zu einer Abweichung mit den von *DECC* veröffentlichten Daten. In beiden Projektionen werden die

gleichen Ausgangswerte verwendet. In der Erstellung der Prognose für die *UK Future Energy Scenarios* wurden aber langsamere Wachstumswerte herangezogen. Der Abstand zwischen den beiden Prognosen erreicht im Jahr 2030 eine Höhe von 5 %.

Das relative Verhältnis der einzelnen Brennstoffpreise ist ein ausschlaggebendes Kriterium für die Einsatzplanung der Kraftwerke. Hinzu kommt insbesondere der Einfluss der CO₂-Preise auf die Reihenfolge der thermischen Kraftwerke in der Merit Order der variablen Erzeugungskosten. Um den Ausstoß an CO₂-Emissionen so gering wie möglich zu halten, ist es notwendig, dass alle Gaskraftwerke vor den Kohlekraftwerken zum Einsatz kommen. Aus diesem Grund ist die im Szenario *Gone Green* verwendete Merit Order auf hohe CO₂ Preise angewiesen. Die hohen CO₂-Preise führen zu einem Ersatz der Kohlekraftwerke durch Gaskraftwerke. Das Ausmaß an Redispatchmaßnahmen zur Engpassbeseitigung kann durch den Ausbau des Übertragungsnetzes vermindert werden.

Brennstoff	€/MWh
Erdgas	23.75
Kohle	13.43
Öl	46.79

CO2 Emission	t/MWh
Erdgas	0.20
Kohle	0.32
Öl	0.25

Kosten	€/t
CO2	31.2

Tabelle 5: Brennstoff- und CO₂-Preise des Szenarios *Gone Green* Quelle: eigene Darstellung, Daten entnommen aus [Natb]

Der Großhandelsmarktpreis für elektrische Energie folgt, durch den steigenden Anteil an Gaskraftwerken am Erzeugungsmix, stark dem Verlauf des Gaspreises. Die prognostizierte Preisentwicklung ist in der Abbildung 78 dargestellt. Weitere Einflussfaktoren für die Preisentwicklung sind:

- 3. Phase des EU-Emissionshandels verursacht eine Kostensteigerung bei den CO₂-Zertifikaten
- *LCPD*³ verursacht einen Rückgang der Gewinnspannen bei den Erzeugern,
- *LCPD* verursacht einen Preisverfall bei Kohle
- steigende Anzahl an teuren CO₂-armen Kraftwerken (*CCS*⁴)

³ LCPD ... **L**arge **C**ombustion **P**lant **D**irective

⁴ CCS ... **C**arbon **C**apture and **S**torage

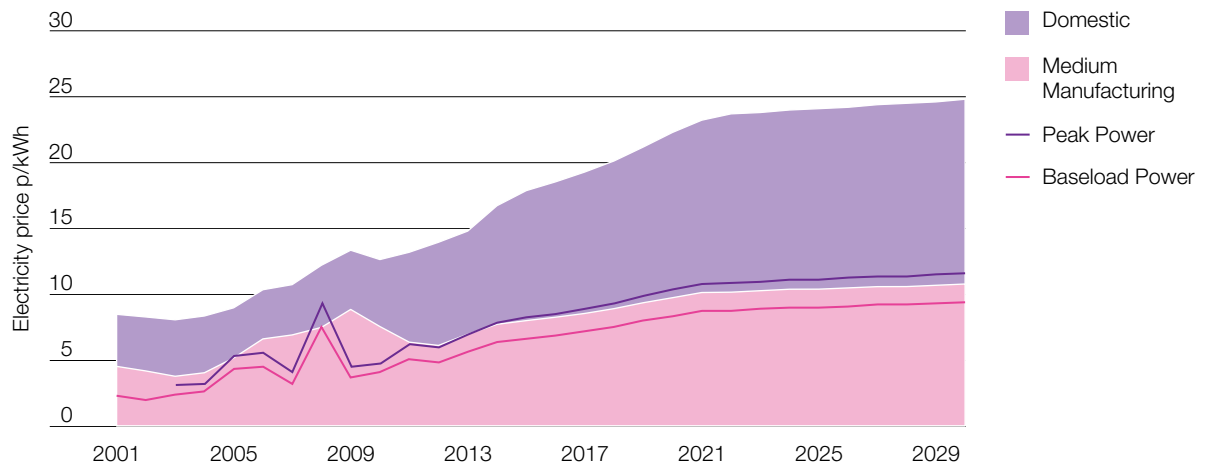


Abbildung 78: Prognostizierte Preisentwicklung im Szenario *Gone Green* Quelle: [Natf] S. 16

Am Einzelhandelsmarkt wird davon ausgegangen, dass der Großhandelspreis an den Endkunden weitergereicht wird. Zusätzlich zu diesen Kosten wird es zu einem Preisaufschlag zur Erreichung der Energieeffizienzziele beim Endkunden kommen.

Der Wärmesektor

Die Entwicklung des Energieverbrauchs für Raumwärme wird sehr stark von der Marktdurchdringung von effizienten Gasthermen und des Grades der thermischen Sanierung der Haushalte beeinflusst. Allein durch die thermische Sanierung der Haushalte werden im Szenario *Gone Green* bis 2030 56 TWh an kumulierter Energie eingespart. Bei den Boilern wird eine durchschnittliche Effizienzsteigerung am Markt von 73 % auf 83 % bis zum Jahr 2030 angenommen. Die Auswirkungen dieser Entwicklungen sind in der Abbildung 79 zu sehen.

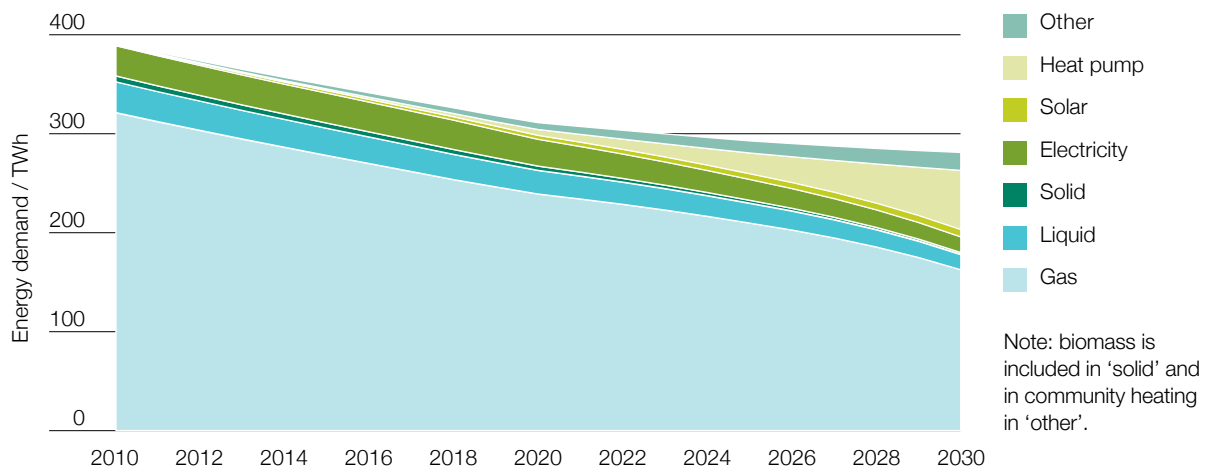


Abbildung 79: Entwicklung des Energieverbrauchs für Raumwärme von Haushalten im Szenario *Gone Green* Quelle: [Natf] S. 24

Ebenfalls ist aus der Abbildung 79 ersichtlich, dass der Markt für Neuinstallationen von Wärmepumpen dominiert wird. Bis 2020 wird damit gerechnet, dass die Anzahl der Wärmepumpen im Privatsektor einen Höhe von 1,2 Millionen Stück erreicht. Im Jahr 2030 wird sogar mit einer Anzahl von 7,7 Millionen Wärmepumpen gerechnet. Dies bedeutet einen zusätzlichen Zubau an neuen Kraftwerkskapazitäten zur Deckung der Lastspitzen der Wärmepumpen von 100 GW bis 150 GW. [Natf] S. 19

Der Transportsektor

Allen voran kommt es zu einem Zuwachs im Sektor der Personenbeförderung um 15 % bis zum Jahr 2030. Durch neue technologische Entwicklungen geht man davon aus, dass sich der Treibstoffverbrauch der Verbrennungsmotoren um 40 % verringern wird. Diese Entwicklungen werden in der Abbildung 80 verdeutlicht. Es wird auch von einer leichten

Verschiebung, von 7 % auf 9 %, der Passagierzahlen von der Straße auf die Schiene ausgegangen.

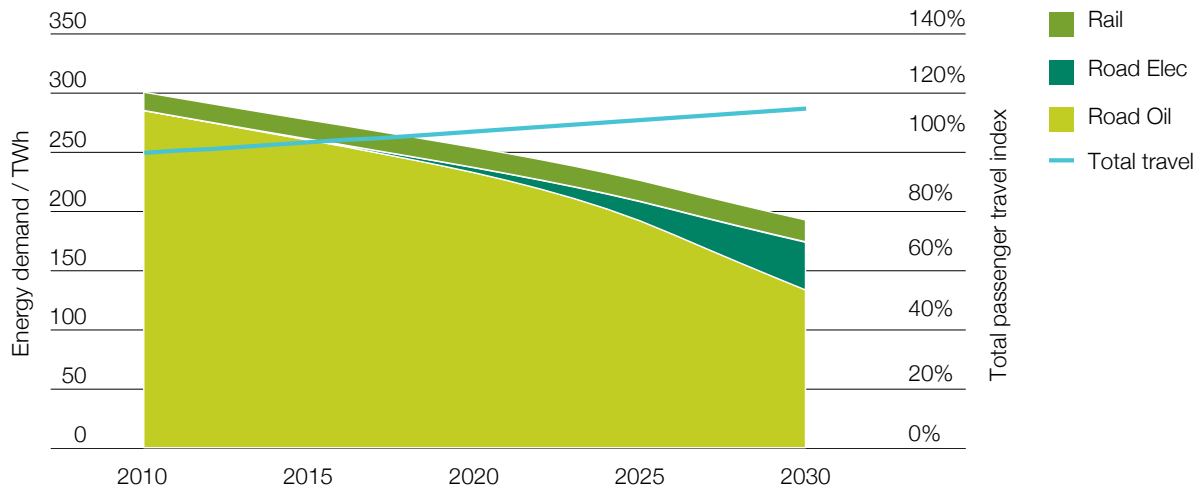


Abbildung 80: Entwicklung des Energieverbrauchs für Personentransport über Land im Szenario *Gone Green* Quelle: [Natf] S. 29

Eine bedeutende Rolle wird der Elektromobilität beigemessen. Diese soll bis zum Jahr 2027 einen Anteil am Neuwagenmarkt von 75 % erreichen. Damit werden sich 12,8 Millionen Elektrofahrzeuge auf dem britischen Straßen bewegen und dadurch ein Zehntel der gesamten Fahrzeugflotte darstellen. In Summe wird der Anteil der erneuerbaren Energien am Transportsektor einen Wert von 7 % im Jahr 2020 erreichen und bis zum Jahr 2030 auf einen Wert von 10 % anwachsen.

4.4.2 Interconnectoren im Szenario *Gone Green*

Im Szenario *Gone Green* des Berichtes [Natf] wird die Erweiterung der Kapazitäten bei den grenzüberschreitenden HGÜ-Leitungen auf 7.588 MW ebenfalls berücksichtigt. Wobei unterstellt wird, dass Großbritannien ein Nettoexporteur ist. Die Verbindungen nach Irland werden in der Regel immer Strom exportieren, wobei es in späterer Zukunft zu einem Rückgang dieser Exporte kommen wird. Der Grund liegt im vermehrten Ausbau der Kraftwerkskapazitäten in Irland und Nordirland. In Spitzenlastzeiten wird bei den Verbindungsleitungen zum kontinentalen Europa weder ein Export noch ein Import stattfinden.

Für die Analyse in dieser Arbeit ist es notwendig das Übertragungsnetz des Basisszenarios 2010 zu verwenden. Daher werden keine zukünftigen grenzüberschreitenden HVDC-

Leitungsprojekte berücksichtigt. Auch werden die Ganglinien der Interconnectoren aus der Abbildung 74 für die Analyse des Szenarios *Gone Green* unverändert übernommen.

4.4.3 Verbrauch elektrischer Energie im Szenario *Gone Green*

In der Abbildung 81 wird der angenommene Strombedarf der Endkunden zeitlich dargestellt. Die Hauptfaktoren für den Rückgang des Strombedarfs bis 2020 sind die bereits im Kapitel 4.4.1 angeführten Entwicklungen hinsichtlich der Energieeffizienzmaßnahmen. Ein weiterer Einflussfaktor auf den Verbrauch sind die Brennstoffpreise die wiederum von der wirtschaftlichen Gesamtsituation abhängen.

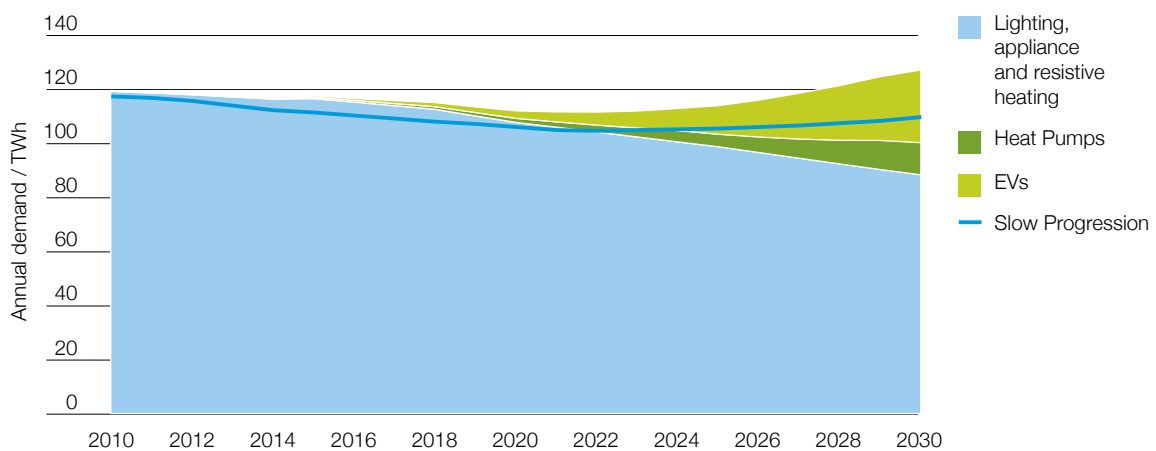


Abbildung 81: Strombedarf der Endkunden im Szenario *Gone Green* Quelle: [Natf] S. 36

Neue Technologien wie Wärmepumpen und Elektroautos sind weitere Bestandteile des zukünftigen Verbrauchsverhaltens die eine Auswirkung auf den Strombedarf haben. Diese Einflussfaktoren führen zu einer Steigerung des Verbrauchs. Aus der Abbildung 81 ist zu erkennen, dass diese Auswirkungen erst nach 2020 einen relevanten Einfluss auf den Strombedarf ausüben.

Ein weiterer wichtiger Faktor nach 2020 bleiben die Auswirkungen der Energieeffizienzmaßnahmen. Auch ist vorauszusehen, dass eine Veränderung der vertikalen Netzlast durch den verstärkten Einsatz von dezentralen Erzeugungseinheiten auftreten wird.

Der Verbrauchsrückgang im Szenario *Gone Green* beträgt gegenüber dem Basisszenario 2010 rund 2 %. Dieser Rückgang wird auf die Ganglinie des Basisszenario 2010 übertragen. In der Abbildung 82 ist die dadurch erhaltene Ganglinie für den Verbrauch des Szenarios *Gone Green* dargestellt. Ebenfalls wird wieder die Ganglinien der Residuallast aus der Differenz zwischen Verbrauchsganglinien und der Ganglinien der Winderzeugung

gebildet. Dabei ist der größere Einfluss des Ausbaus der Windkraftanlagen auf die Residuallast des Szenarios *Gone Green* gegenüber der Residuallast des Basisszenarios 2010 (Abbildung 82) deutlich zu sehen.

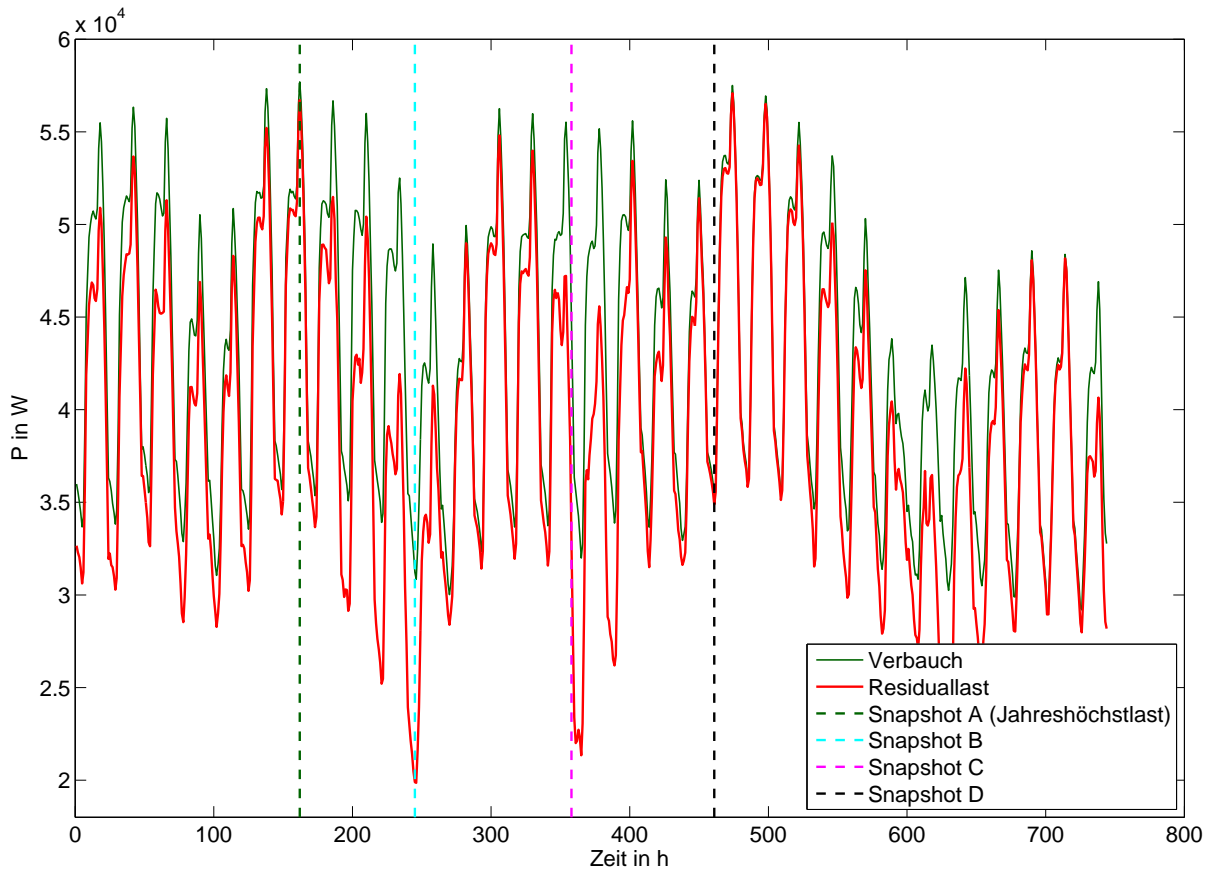


Abbildung 82: Ganglinie des Verbrauchs und der Residuallast für den Dezember 2020 Quelle: eigene Darstellung

Auch in dieser Abbildung des Verbrauchs sind die Zeitpunkte der *Snapshots* für die Ergebnisauswertung eingezeichnet. Um einen Vergleich zwischen den Analyseergebnissen des Szenarios *Gone Green* und dem Basisszenario 2010 anstellen zu können, werden dieselben Zeitpunkte der *Snapshots* auch für das Szenario *Gone Green* herangezogen.

4.4.4 Erzeugung von elektrischer Energie im Szenario *Gone Green*

Für die Analyse des Szenarios *Gone Green* werden, wie bereits in den vorangegangenen Abschnitten erwähnt, konkrete Leistungen für die einzelnen Kraftwerkstypen benötigt. Diese sollen nun in diesem Kapitel erläutert werden.

Die im Bericht [Natf] beschriebenen Szenarios sind immer darauf ausgelegt, mit dem angegebenen Kraftwerkspark die Winterhöchstlast (*Average Cold Spell Peak Demand*) decken zu können. Mehrere Besonderheiten sind allen Szenarien zu Grunde gelegt.

- Kraftwerke die unter die *LCPD* fallen laufen bis 2015 aus
- Magnox Reaktoren laufen bis 2020 aus
- AGR Reaktoren erhalten einen Laufzeitverlängerung um 5 Jahre
- Windanlagen tragen maximal 5 % zur Spitzenlastdeckung bei (Sicherheitsfaktor)

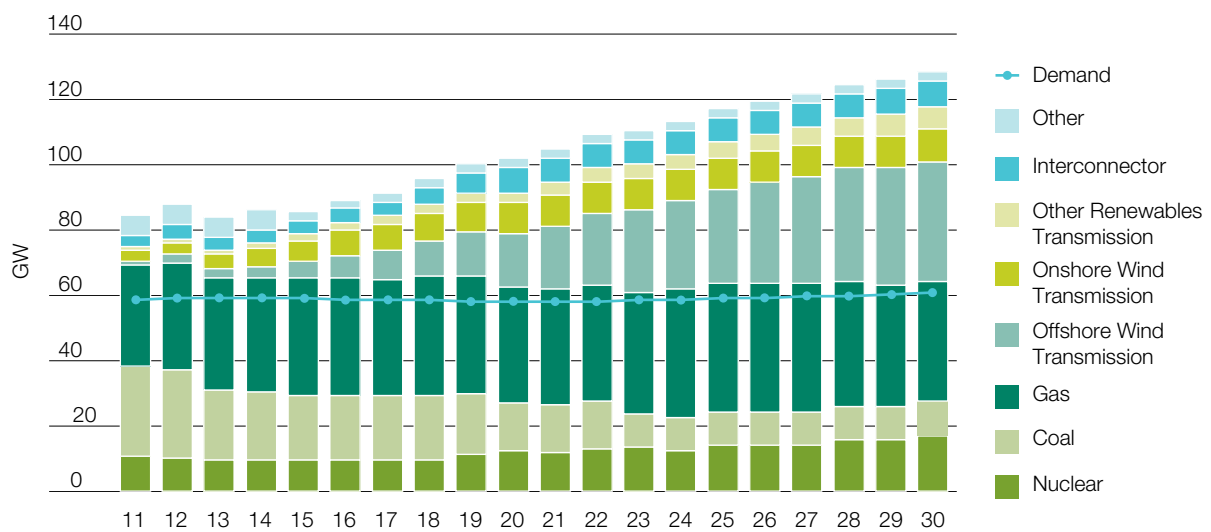


Abbildung 83: Verbrauch und Erzeugungskapazitäten nach Type im Szenario *Gone Green* von 2011 (11) bis 2030 (30) Quelle: [Natf] S. 43

Der Verlauf der Struktur der britischen Kraftwerkskapazitäten für das Szenario *Gone Green* ist in der Abbildung 83 dargestellt. Das erste neue Kernkraftwerk soll vor 2020 an das Netz gehen. Der Großteil der bestehenden Kohlekraftwerke geht spätestens 2023 außer Betrieb. Ab dem Jahr 2023 werden die ersten Kohlekraftwerke mit Kohlendioxid-Speicherung fertiggestellt sein.

Bei den existierenden Gaskraftwerken wird von einer Lebensdauer von 25 Jahren ausgegangen. In dieser Periode werden an die 13 GW an neuen *CCGT*-Kraftwerken ans Netz gehen. Von diesen neuen Kraftwerkskapazitäten sind 7 GW zur *CCS* befähigt und werden ebenfalls ab dem Jahr 2023 verfügbar sein.

Die markanteste Entwicklung durchläuft die Windkraft. Die gesamte installierte Leistung soll bis zum Jahr 2020 eine Höhe von 27 GW erreichen, davon sind 17 GW im

Offshore-Bereich vorgesehen. Der Verlauf dieses Wachstumsprozesses erzielt 2030 einen Wert von 47 GW (davon 37 GW Offshore). In diesem Zusammenhang ist auch die marine Erzeugung einem relativen schnellen Fortschritt unterworfen und wird 2030 eine Höhe von 4 GW an installierter Leistung erreichen. Unter dem Begriff marine Erzeugung fallen die Wellen- und Gezeitenkraftwerke.

Dieser veränderte Kraftwerkspark wirkt sich natürlich auch auf die Zusammensetzung der Jahreserzeugung aus, deren Prognose in der Abbildung 84 veranschaulicht wird.

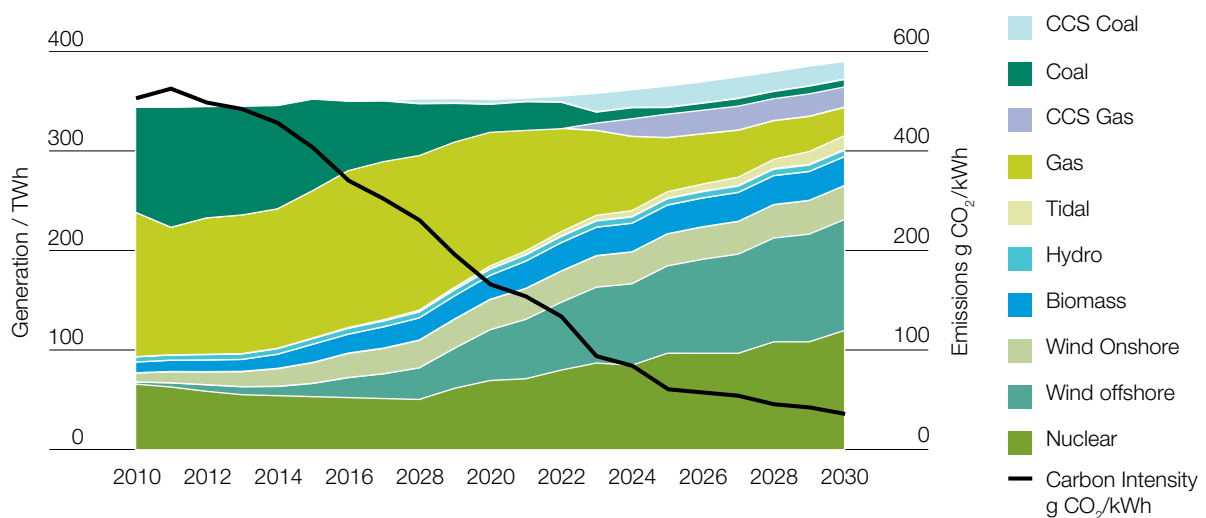


Abbildung 84: Jahreserzeugung nach Kraftwerkstyp und CO₂ Intensität im Szenario *Gone Green*
 Quelle: [Natf] S.43

Ebenfalls in der Abbildung 84 dargestellt wird die Entwicklung der Kohlenstoffdioxidintensität der Elektrizitätserzeugung. Dieser Kennwert fällt von 500g CO₂/kWh auf einen Wert von 222g CO₂/kWh 2020 und erreicht seinen Tiefpunkt von 48g CO₂/kWh im Jahr 2030.

Aus der Datenquelle [Nata] des Berichts [Natf] werden nun die für die Analyse des Szenarios *Gone Green* benötigten Kraftwerkskapazitäten der einzelnen Kraftwerkstypen entnommen. Ebenfalls wird die Ganglinie der Windeinspeisung von Dezember 2010 auf die entsprechende installierte Leistung für das Szenario *Gone Green* hochgerechnet. Diese Ganglinie ist in der Abbildung 85 dargestellt. Auch wird die mit Hilfe der bereits im Vorfeld beschriebenen Analyse ermittelte Pumpspeicherganglinie für 2020 in der Abbildung 85 gezeigt.

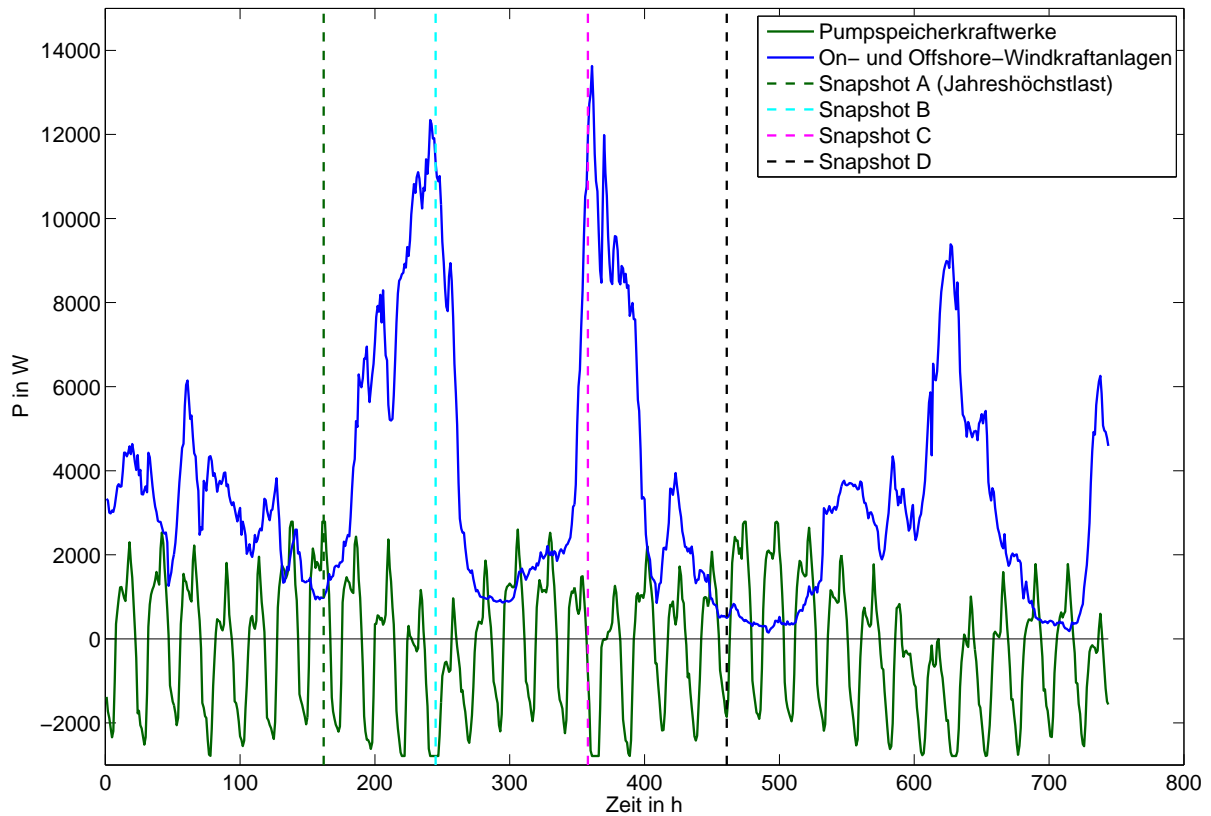


Abbildung 85: Ganglinie der Pumpspeicherkraftwerke und der On- und Offshore-Windkraftanlagen für den Dezember 2020 Quelle: eigene Darstellung, Daten entnommen aus [Eleb]

Der Einfluss der erhöhten Windeinspeisung auf die Pumpspeicherkraftwerke ist in der Abbildung 85 ersichtlich. Bei einer hohen Windeinspeisung kommt es zu einem gesteigerten Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke im Pumpbetrieb.

In der Abbildung 86 ist der Kraftwerkspark für das Jahr 2020 dargestellt. Ebenfalls wird das zukünftige Übertragungsnetz mit allen bis dato bekannten Ausbauprojekten gezeigt. Für das Szenario *Gone Green* wird aber das Übertragungsnetz für das Jahr 2010 verwendet. Eine Ausnahme bilden dabei die unbedingt erforderlichen Ausbaumaßnahmen zur Einbindung der zukünftigen Kraftwerksprojekte. Hierbei geht es vor allem um die Anbindung der Offshore-Windparks durch HVDC-Leitungen.

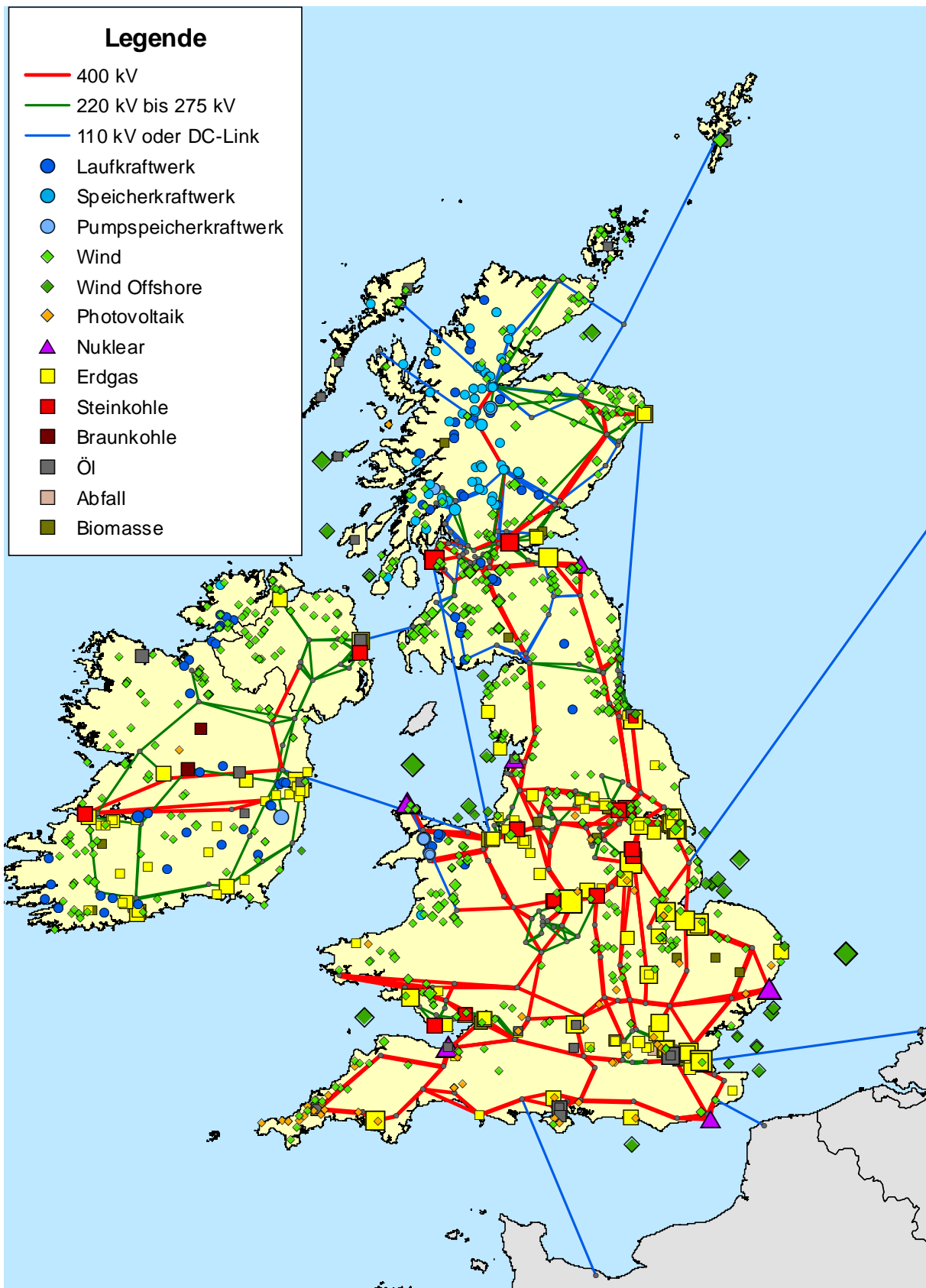


Abbildung 86: Das Höchst- und Hochspannungsnetz im Jahr 2020 und die Kraftwerke der britischen Inseln 2020 Quelle: eigene Darstellung

4.5 Auswertung der Ergebnisse der Systemanalyse 2010 u. 2020

Ein Ziel der Arbeit ist es, die bei der Analyse des britischen Elektrizitätssystems auftretende Engpässe mit tatsächlich geplanten Netzausbauprojekten zu vergleichen. Um dies bewerkstelligen zu können, werden für den Vergleich die Netzausbauprojekte aus den *Ten Year Network Development Plan 2012 (TYNDP)* der *ENTSO-E* [Eurd] herangezogen.

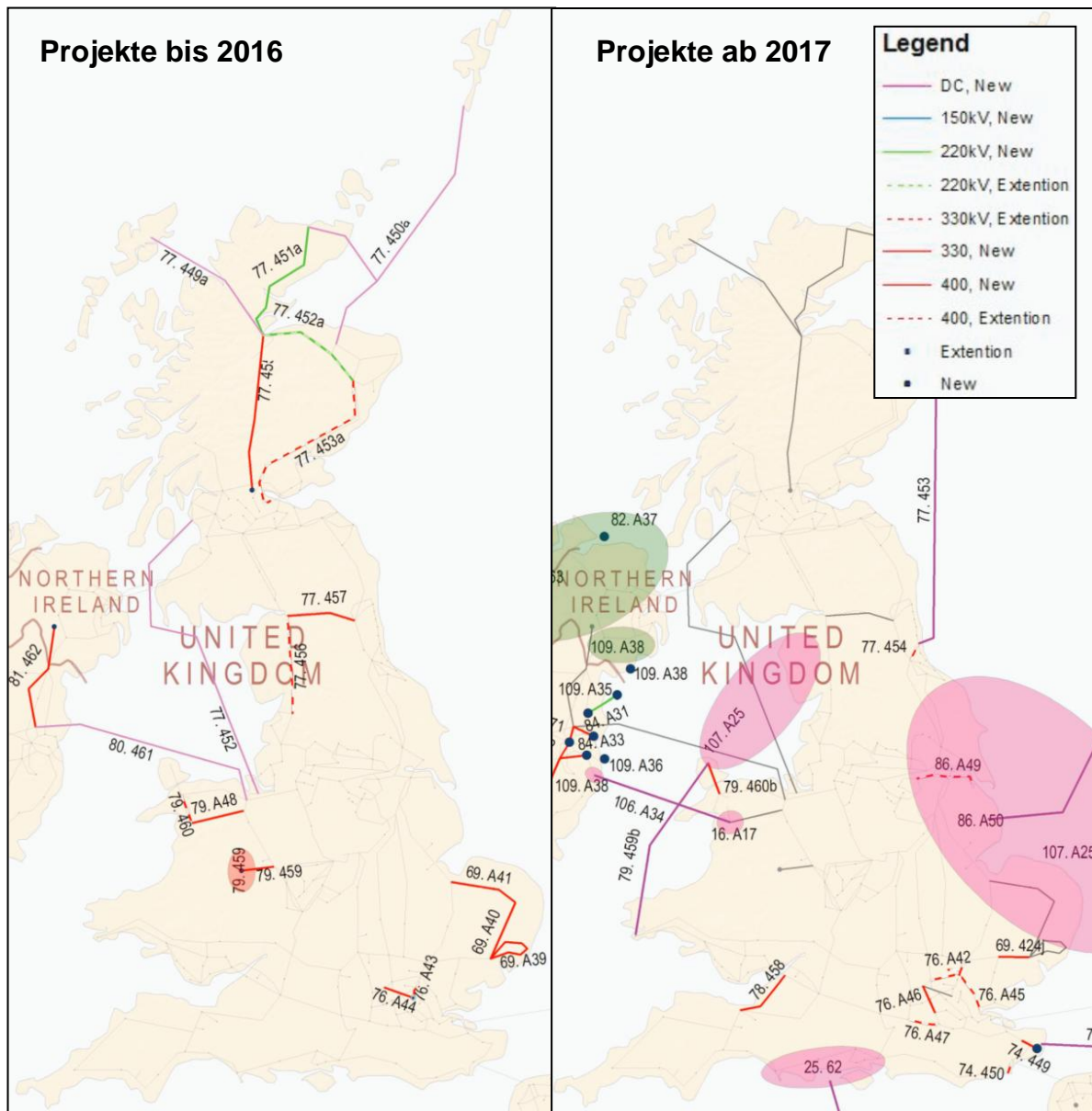


Abbildung 87: Geplante Netzausbauprojekte in Großbritannien des *Ten Year Network Development Plan 2012 (TYNDP)* Quelle: [Eurd]

Die aktuell geplanten Netzausbauprojekte sind in der Abbildung 87 dargestellt. Die linke Karte zeigt alle Projekte die bis 2016 verwirklicht werden sollen und die rechte Karte zeigt alle Projekte die ab dem Jahr 2017 geplant sind. Die bei den einzelnen Leitungen eingetragenen Nummern dienen der Projektbeschreibung und Zuordnung. Für diese Arbeit genügt es sich einen groben Überblick zu verschaffen. Zu diesem Zweck wird in weiterer Folge nur auf die beiden ersten Ziffern der Projektkennung eingegangen.

Alle Ausbauprojekte mit der Kennnummer 77 dienen dazu die erneuerbaren Energien in Schottland und die abgelegenen schottischen Inseln in das Übertragungsnetz einzubinden. Die Netzausbauprojekte die mit den Ziffern 69 beginnen, sorgen für die Anbindung eines neuen Kernkraftwerks und der Offshore-Windparks an der britischen Ostküste. Mit der Anfangsnummer 76 gekennzeichnete Projekte betreffen den Großraum London und werden aufgrund der sich verändernden Verbrauchsnachfrage und des Exports in Richtung europäischen Festlandes benötigt. Dieser Export fließt aus dem Norden durch London zu den Interconnectoren in der Nähe der Themse Mündung. Die Projekte mit der Kennnummer 79 sollen dafür sorgen, dass das Übertragungsnetz verstärkt wird, um die zusätzlichen erzeugte Leistung der erneuerbaren Energien abtransportieren zu können. Die Leitung im Projekt 78 wird benötigt um die erneuerbaren Energien aus dem Südwesten von Peninsula, das Kernkraftwerksprojekt in Hinkley Point und ein *CCGT*-Kraftwerk in Seabank in das Übertragungsnetz zu integrieren. Die Projekte mit der Kennnummer 86 sollen dabei helfen Offshore-Windkraftanlagen in der Nordsee einzubinden. Die eingezeichneten kreisförmigen Gebiete sind Zonen die für neue Interconnectoren vorgesehen sind. Hier geht es vor allem um die grenzüberschreitenden HVDC-Verbindungen zwischen Großbritannien und den Ländern Irland, Norwegen, Frankreich und Belgien.

4.5.1 Darstellung der Ergebnisse für die Analyse 2010

Um die Ergebnisse der Analyse darzustellen wird folgendermaßen vorgegangen. In einem ersten Schritt wird das Verhalten der einzelnen Netzelemente über den gesamten Betrachtungszeitraum überprüft. In weiterer Folge werden die einzelnen *Snapshots* untersucht.

Im Zuge der Analyse des Verhaltens der einzelnen Netzelemente werden für das Jahr 2010 fünf Zonen ermittelt. Diese Zonen beschreiben jene Netzgebiete in denen das gewählte 50 % Limit der thermischen Leistung überdurchschnittlich oft überschritten wird. In der Abbildung 88 ist eine Übersichtskarte des britischen Übertragungsnetzes mit den lokalisierten Zonen dargestellt. Um die betroffenen Netzabschnitte besser abbilden zu können, wird zusätzlich in der Abbildung 88 für jede Zone eine vergrößerte Detailkarte

gezeigt.

Die Zone 1 befindet sich im Norden von Schottland und umfasst die Städte Glasgow und Edinburgh. Der Netzabschnitt der Zone 2 schließt ein Gebiet im Zentrum von Großbritannien rund um Manchester, Sheffield und die umgebenden Ballungszentren ein. Die Zone 3 grenzt direkt an die Zone 2 an und umsäumt den östlichen Teil von Wales und den Ballungsraum Birmingham. In der Zone 4 wird der Netzabschnitt rund um das Mündungsgebiet des Flusses Severn und des Ballungsraums Bristol wiedergegeben. Der Großraum London wird von der Zone 5 umschlossen.

Um diese Zonen ermitteln zu können, muss die Anzahl der Lastflussfälle mit der Überlastung von Leitungen über 50 % der thermischen Leistung bekannt sein. Deshalb wurden die Ergebnisse der 744 Kraftwerksoptimierungen mit Hilfe von Matlab ausgewertet. Als Resultat dieser Bemühungen erhält man die in der Abbildung 89 dargestellte Anzahl der Überlastungen je Netzelement.

Auf der Abszisse sind die betroffenen Netzelemente und ihre Bezeichnung aufgetragen. Die Ordinate stellt die Anzahl der vorgefallenen Überschreitungen des thermischen 50 % Limits in Prozent der 744 durchgeführten stündlichen Kraftwerkseinsatzoptimierungen mit DC-Lastfluss dar. Wobei die Netzelemente der Größe nach absteigend sortiert sind. Um eine gewisse Übersichtlichkeit zu gewährleisten ist es notwendig, nur jene Netzelemente darzustellen die in mindestens 10 % der möglichen Lastflussfälle das thermische 50 % Limit überschreiten.

Unter der Zuhilfenahme der Ergebnisse aus der Abbildung 89 werden nun die betroffenen Leitungen farblich codiert und in der Abbildung 90 dargestellt. Die farbliche Kodierung nach der Anzahl der Überschreitungen wird aber nur in der mittleren Übersichtskarte verwendet. In den Detailkarten der betroffenen Zonen sind die Leitungen entsprechend ihrer Spannungsebene nach der Legende der Netzübersichtskarte in der Abbildung 88 wiedergegeben. Die Nummern bei den betroffenen Leitungen stellen in Verbindung mit der Tabelle 6 den Bezug zu Abbildung 89 her.

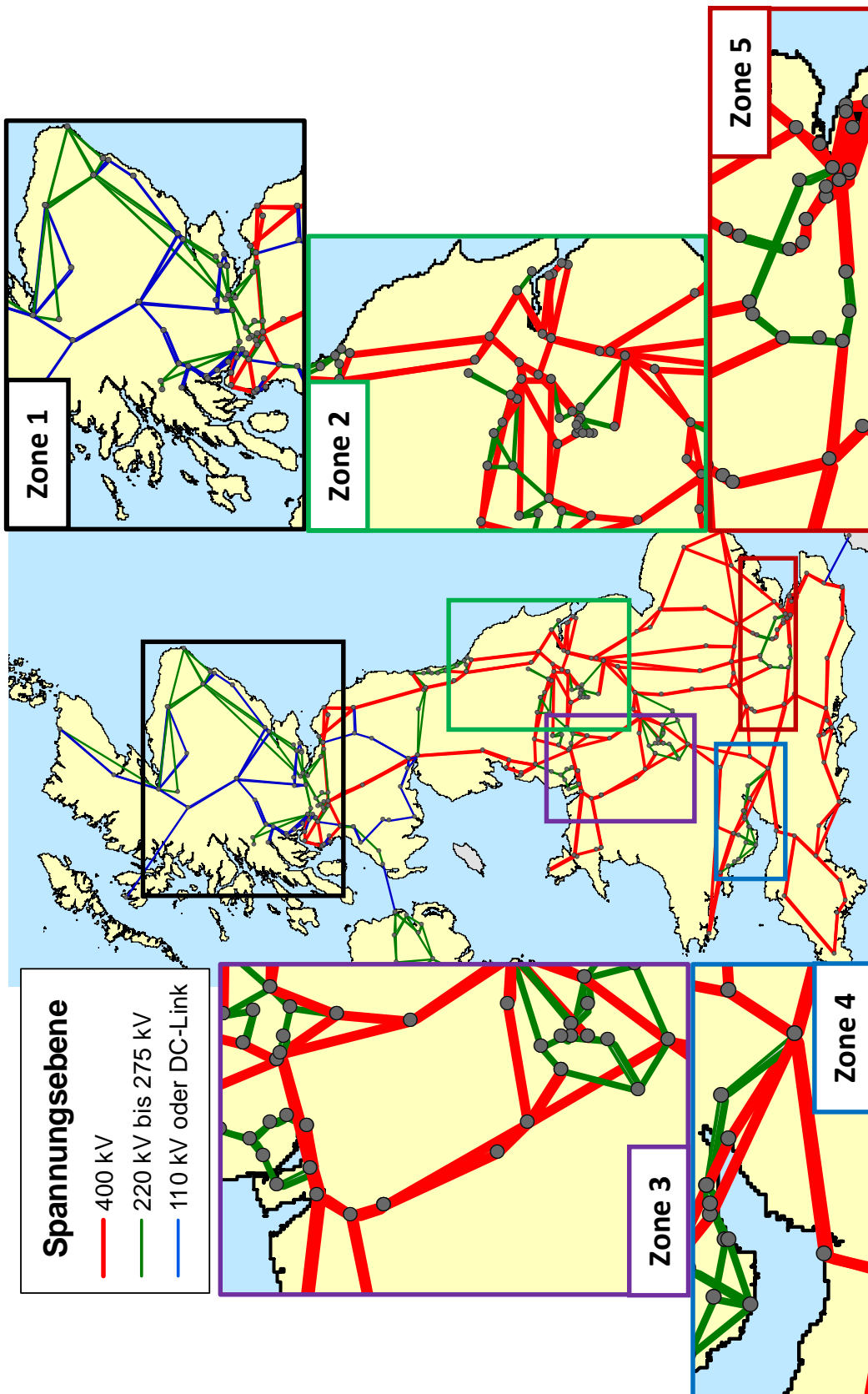


Abbildung 88: Übersicht über die betrachteten Netzausschnitte für das Basisszenario 2010 Quelle: eigene Darstellung

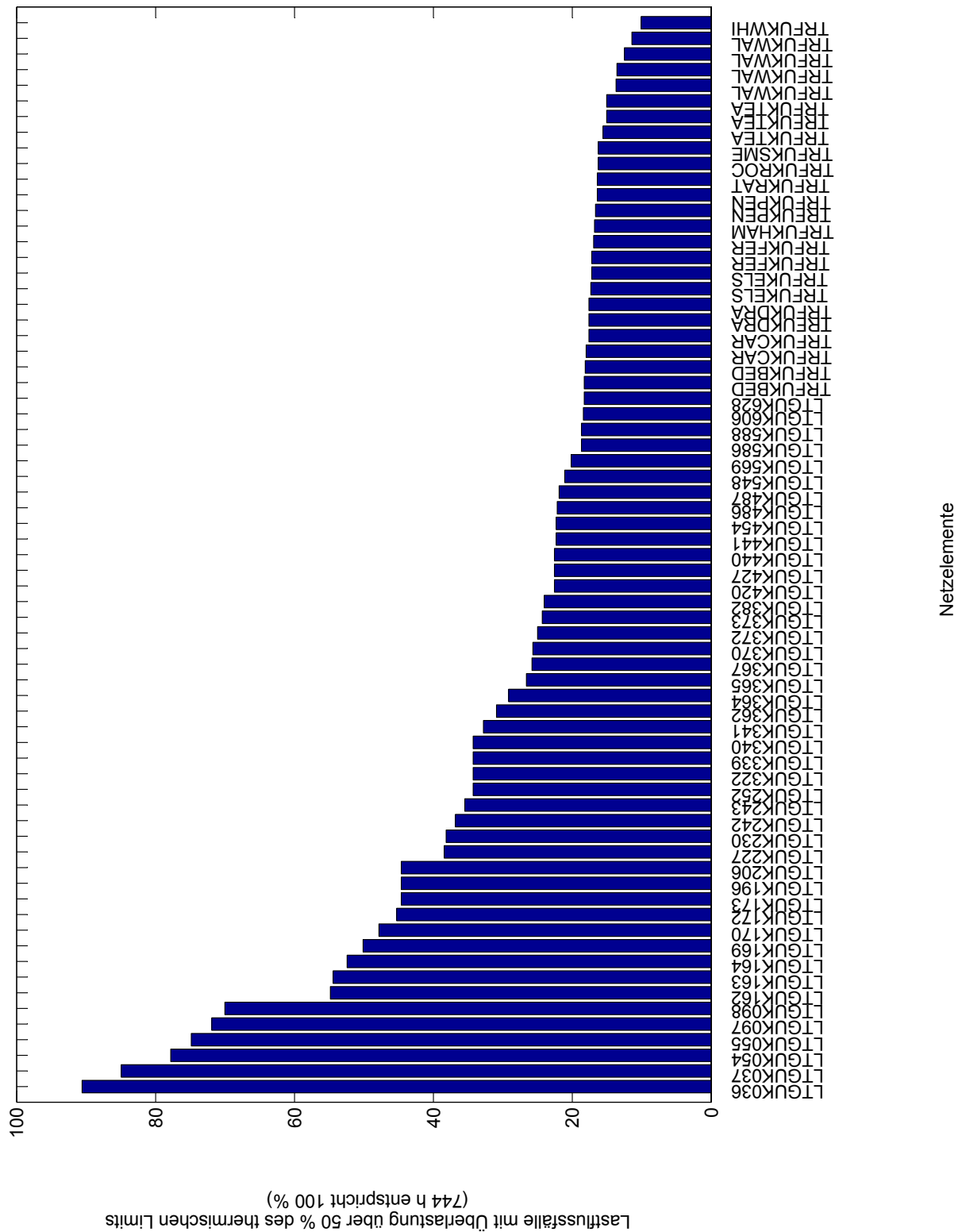


Abbildung 89: Anzahl der Überschreitungen des thermischen 50 % Limits der Netzelemente des Basisszenarios 2010 Quelle: eigene Darstellung

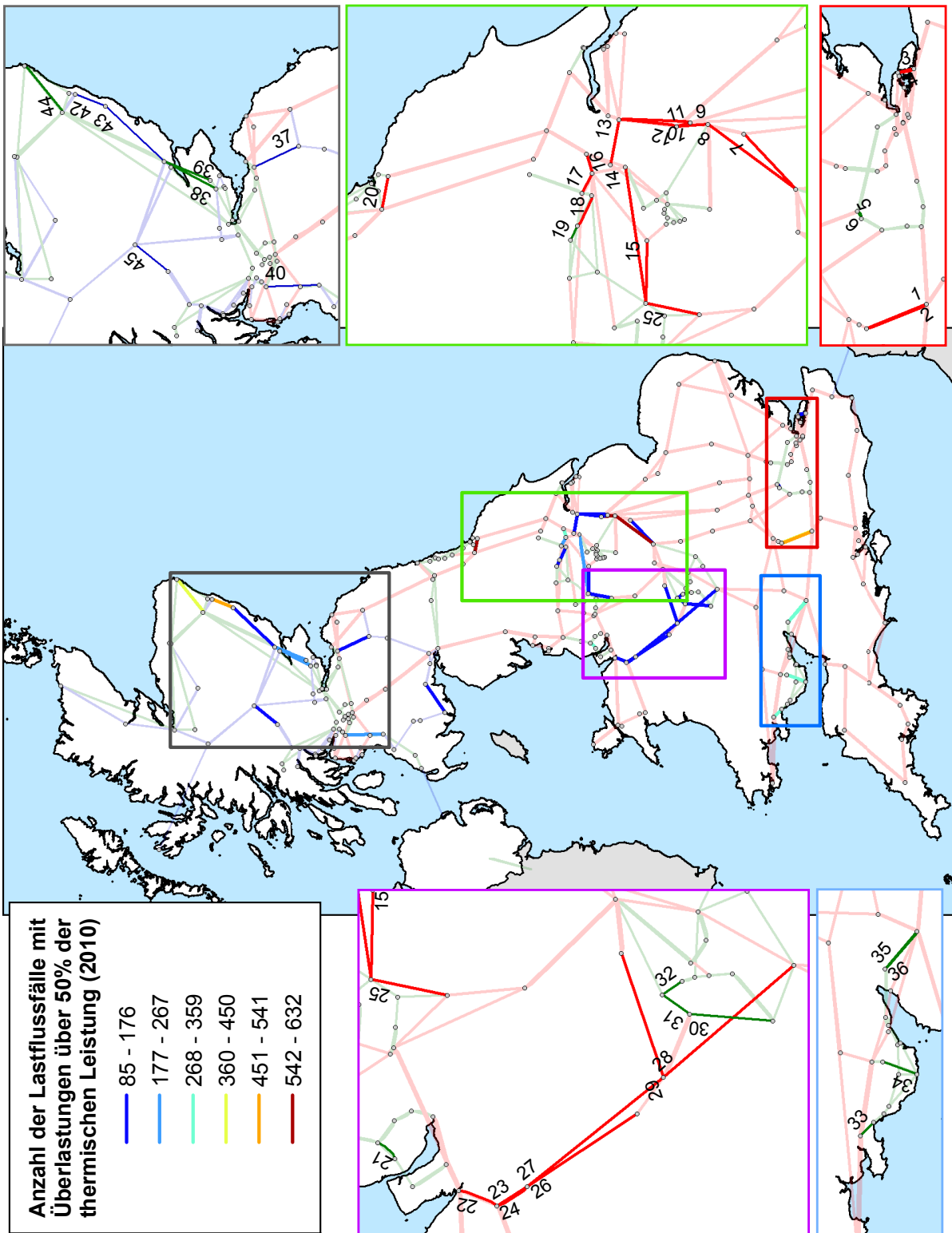


Abbildung 90: Übersicht der von der Überschreitung des thermischen 50 % Limits betroffenen Leitungselemente für das Jahr 2010 (In den gezeigten Detailausschnitten ist die Spannungsebene nach der Legende der Netzübersicht farblich codiert) Quelle: eigene Darstellung

Leistungsbezeichnung	Nummer	Leistungsbezeichnung	Nummer	Leistungsbezeichnung	Nummer
LTGUK036	1	LTGUK227	16	LTGUK373	31
LTGUK037	2	LTGUK230	17	LTGUK382	32
LTGUK054	3	LTGUK242	18	LTGUK420	33
LTGUK055	4	LTGUK243	19	LTGUK427	34
LTGUK097	5	LTGUK252	20	LTGUK440	35
LTGUK098	6	LTGUK322	21	LTGUK441	36
LTGUK162	7	LTGUK339	22	LTGUK454	37
LTGUK163	8	LTGUK340	23	LTGUK486	38
LTGUK164	9	LTGUK341	24	LTGUK487	39
LTGUK169	10	LTGUK362	25	LTGUK548	40
LTGUK170	11	LTGUK364	26	LTGUK569	41
LTGUK172	12	LTGUK365	27	LTGUK586	42
LTGUK173	13	LTGUK367	28	LTGUK588	43
LTGUK196	14	LTGUK370	29	LTGUK606	44
LTGUK206	15	LTGUK372	30	LTGUK628	45

Tabelle 6: Zuteilung der Leistungsbezeichnungen zu den Leitungsnummern für das Basisszenario 2010
 Quelle: eigene Darstellung

In der Zone 1 kommt es vor allem zu Überschreitungen bei den Nord-Süd Leitungen. Aber auch die Leitung 45 in der Nähe des Netzknoten Errochty ist häufig über dem festgelegten Limit belastet. Die am häufigsten überlasteten Leitungen in der Zone 1 sind die Leitungen in der Nähe des Gaskraftwerks Peterhead.

Im Gebiet der Zone 2 sind mehr Leitungen häufiger von einer Überlastung betroffen. Besonders ausgeprägt tritt diese Häufung der Überlastungen bei den Nord-Süd Leitungen zwischen Lincoln und Nottingham auf.

Die Leitungen in der Zone 3 vom Kernkraftwerk Wylfa und den Pumpspeicherkraftwerken in Wales nach Birmingham verletzen ebenfalls in mehr als 10 % der Fälle das gewählte Überlastungskriterium.

In der Zone 4 werden die Leitungen in der untergeordneten Spannungsebene häufiger stärker beansprucht. Im Großraum London, der die Zone 5 darstellt, überschreiten die Leitungen 1 und 2 in mindestens 60 % der Lastflussfälle die 50 % des thermischen Limits.

Bei den *Snapshots* handelt es sich um die Darstellung ausgewählter Extremfälle für bestimmte stundengenaue Zeitpunkte der Analyse. Die Extremfälle werden nach dem Verhalten des Verbrauchs und der Windkrafteinspeisung ausgewählt.

- Snapshot A: Starklast/Schwachwind (Peak-Periode, Jahreshöchstlast)
- Snapshot B: Schwachlast/Starkwind (Offpeak-Periode)
- Snapshot C: Starklast/Starkwind
- Snapshot D: Schwachlast/Schwachwind (Offpeak-Periode)

Für die Beschreibung der Ergebnisse wird die Zoneneinteilung aus der Abbildung 88 herangezogen. Die farbliche Kodierung der Netzelemente bedeutet bei einer graphisch dargestellten einer 100 % Auslastung, dass eine Auslastung von 70 % bezogen auf die thermische Leistung erreicht wird. Das bedeutet das die zulässige thermische Belastung auf 70 % der maximal möglichen thermischen Belastung eines Netzelementes reduziert wird. Die Dies Einschränkung gelten für die *Snapshots* des Basisszenarios 2010 und des Szenarios *Gone Green*.

Snapshot A:

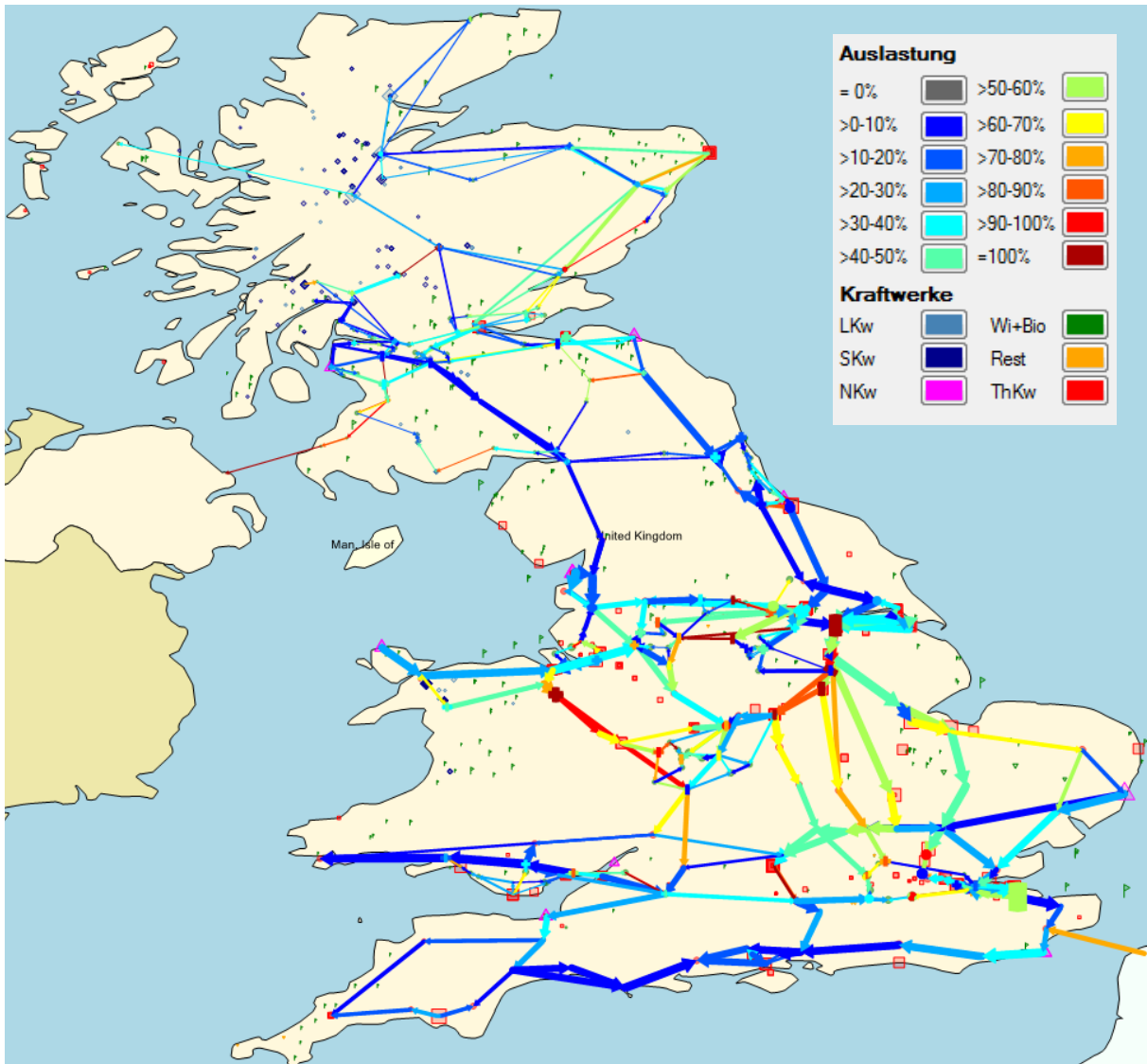


Abbildung 91: Ergebnisse für einen Schwachwind/Starklast Extremfall für das Basisszenario 2010 (Snapshot A) Quelle: eigene Darstellung

Der *Snapshot A* in der Abbildung 91 zeigt den Zustand des Übertragungsnetzes im Falle der Jahreshöchstlast mit einer schwachen Windeinspeisung. Dieser *Snapshot A* ist im Basisszenario 2010 jener Fall der die größte Belastung für das britische Hoch- und Höchstspannungsnetz darstellt. Besonders auffällig ist die Auslastung des Übertragungsnetzes in der Zone 2 und der Zone 3. Aber auch in der Zone 1 kommt es zu einem ausgeprägten Lastfluss in Richtung der Ballungszentren im Süden.

Snapshot B:

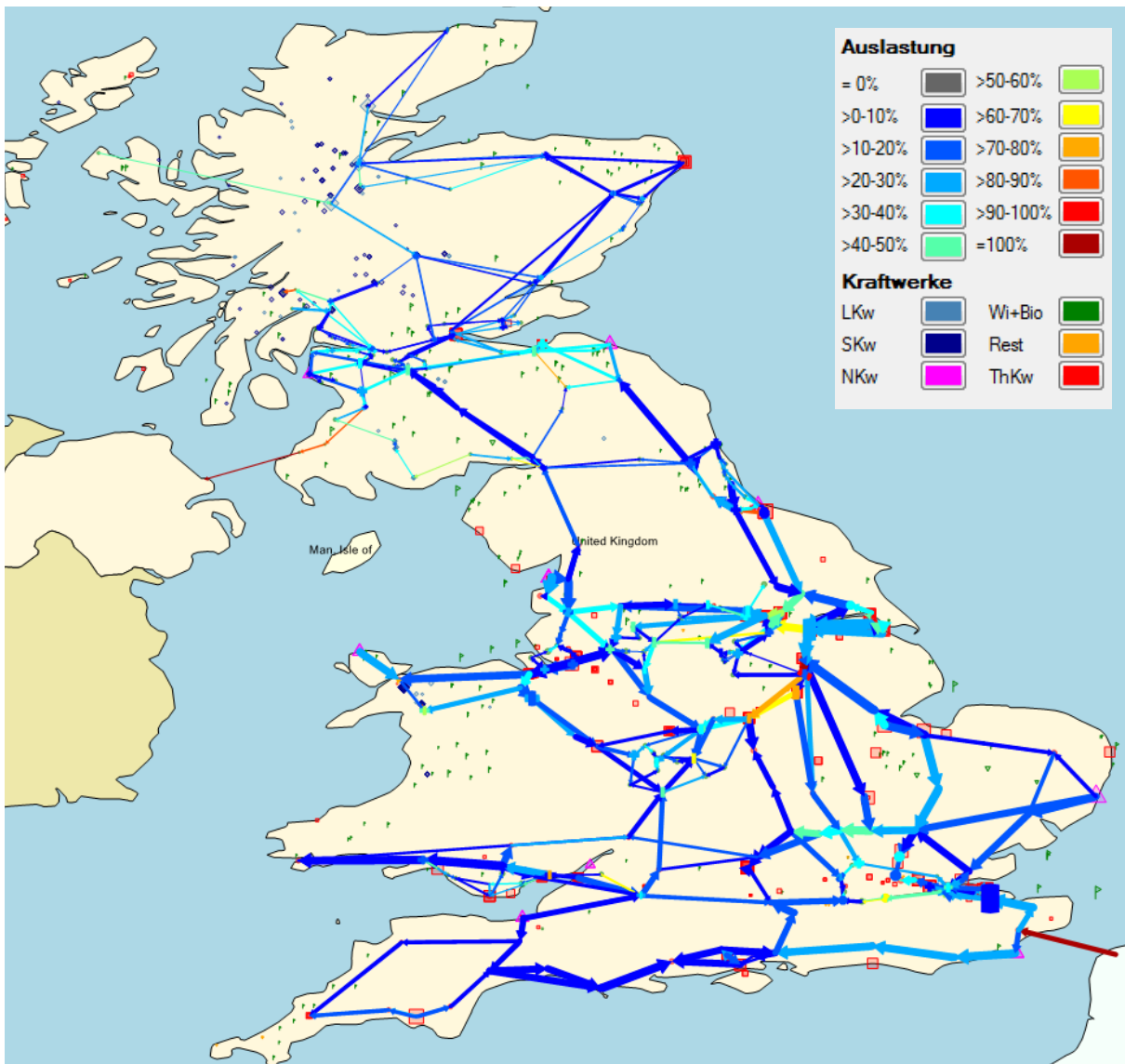


Abbildung 92: Ergebnisse für einen Starkwind/Schwachlast Extremfall für das Basisszenario 2010 (Snapshot B) Quelle: eigene Darstellung

Für den Extremfall einer starken Windeinspeisung und eines schwachen Verbrauchs der in der Abbildung 92 gezeigt wird, ist das Übertragungsnetz nur gering belastet. Einzig in der Zone 2 kommt es zu einer ausgeprägter Belastung der bereits erwähnten Leitungen 1 und 2.

Snapshot C:

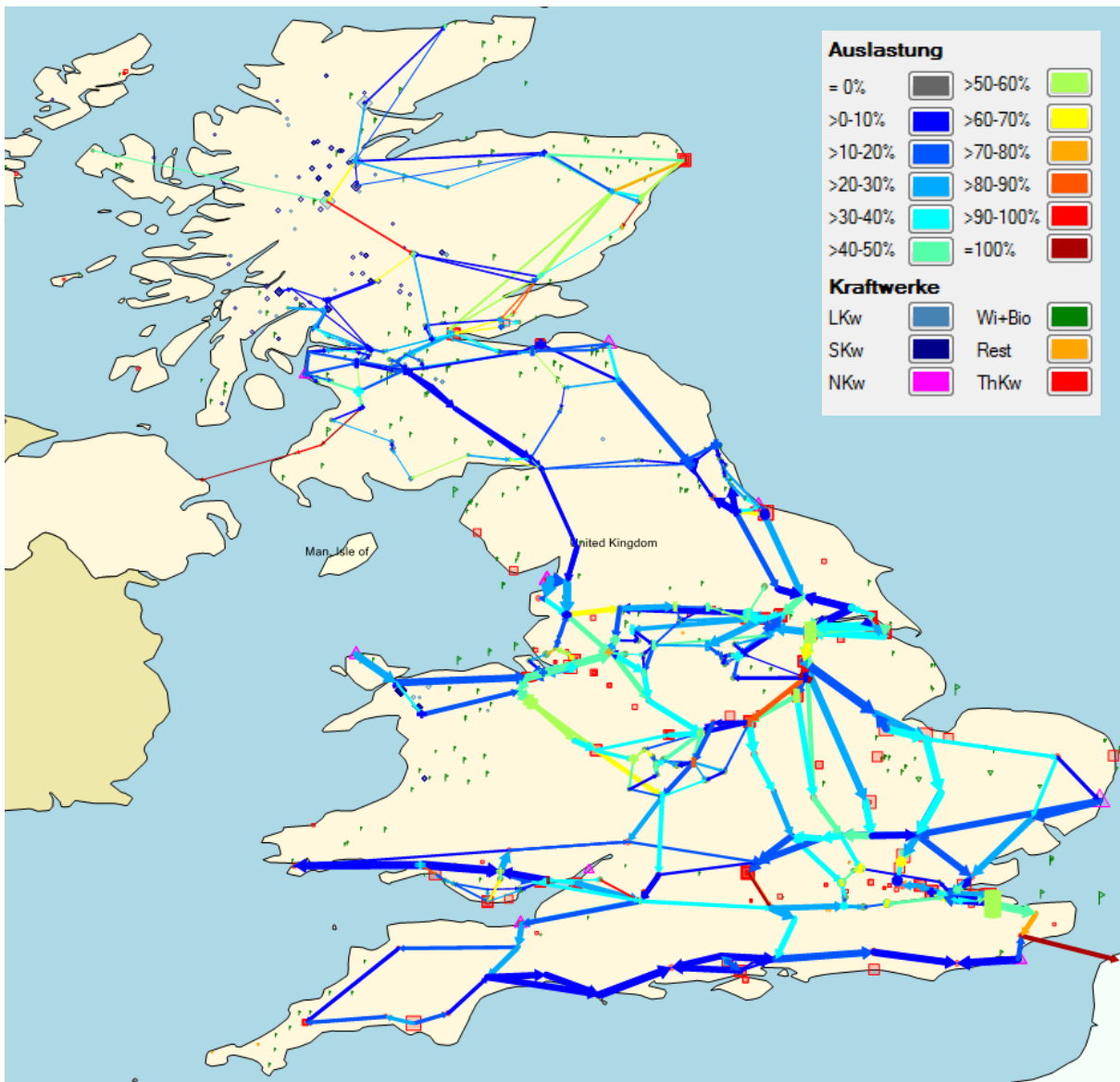


Abbildung 93: Ergebnisse für einen Starkwind/Starklast Extremfall für das Basisszenario 2010 (Snapshot C) Quelle: eigene Darstellung

Ein bemerkenswerter Extremfall ist der *Snapshot C* in der Abbildung 93. Dieser Fall zeigt die zu erwartende Belastung der Nord-Süd Leitungen in der Zone 1. Überraschenderweise sind die Leitungen in der Nähe der Verbrauchszentren in der Zone 2 und 3 weniger belastet als erwartet. Dies weist auf einen positiven Einfluss von Windeinspeisung in der Nähe der Ballungszentren auf die Leitungsbelastungen hin.

Snapshot D:

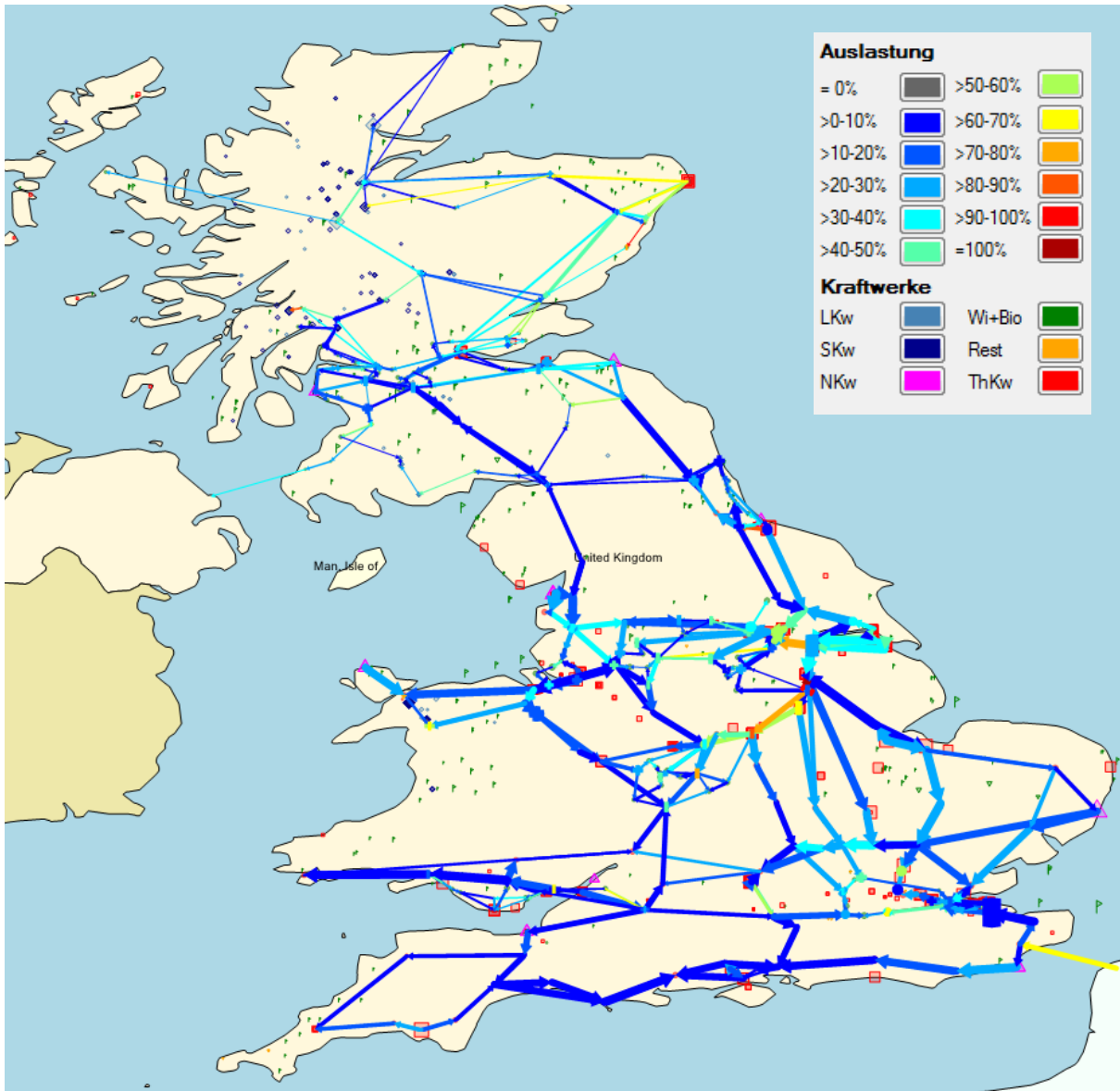


Abbildung 94: Ergebnisse für einen Schwachwind/Schwachlast Extremfall für das Basisszenario 2010 (Snapshot D) Quelle: eigene Darstellung

Der *Snapshot D* in der Abbildung 94 ist für den Extremfall eines schwachen Verbrauchs und einer schwachen Winderzeugung beispielhaft. Hier kommt es zu einer starken Abschwächung des bisher auftretenden ausgeprägten Nord-Süd Lastflusses. In manchen Fällen kommt es sogar zu einer Umkehr des Lastflusses vom Süden in den Norden, da bei Schwachwind verstärkt thermische Kraftwerke im Süden zur Lastdeckung eingesetzt

werden müssen. Ein Süd-Nord Lastfluss wird insbesondere bei gleichzeitigem Eintritt von Schwachwind und Trockenperiode (wenig Wasserkraft in Schottland) eintreten.

4.5.2 Darstellung der Ergebnisse für die Analyse 2020

Für die Darstellung der Ergebnisse der Analyse für das Jahr 2020 wird wieder eine zweistufige Auswertung vorgenommen. Als erstes erfolgt die Beurteilung der Belastung der einzelnen Netzelemente für den gesamten Betrachtungszeitraum Dezember 2020 (744 Stunden) und in einem weiteren Schritt werden die einzelnen *Snapshots* untersucht. Für die Berechnung zur Ermittlung der hier gezeigten Ergebnisse wird der Kraftwerkspark des Szenarios *Gone Green* mit dem zur Einbindung der zukünftigen Kraftwerksprojekte notwendigen Netzausbaus des Übertragungsnetzes aus dem Jahr 2010 herangezogen. Die Zeitpunkte der *Snapshots* werden beibehalten, um einen Vergleich zwischen den beiden Analysen (2010 und 2020) zu ermöglichen.

Aufgrund der unterschiedlichen Belastungen der einzelnen Leitungen, im Vergleich zum Basisszenario 2010, im Betrachtungszeitraum des Jahres 2020 verändern sich die Netzausschnitte bzw. Zonen für die Beurteilung des Netzzustandes. In der Abbildung 95 sind die einzelnen Zonen und ihre Zuordnung zum gesamten britischen Übertragungsnetzes dargestellt. Die Zone 1 und die Zone 2 beinhalten den jeweils östlichen und westlichen Teil des schottischen Übertragungsnetzgebietes. In der Zone 3 werden die Ballungszentren Manchester, Sheffield und Birmingham zusammengefasst. Die Zone 4 umfasst den Großraum London.

Die Darstellung der Ergebnisse der Auswertung der Anzahl der Lastflussfälle mit einer Überschreitung über 50 % des thermischen Limits erfolgt auf die gleiche Weise wie im Basisszenario 2010. Die Abbildung 96 zeigt die explizite Analyse für jedes Netzelement der Größe nach sortiert. Die maximal mögliche Anzahl der Überschreitungen beträgt 100 % bzw. 744 h. Die geographischen Zuordnung wird in der Abbildung 97 vorgenommen. Die in dieser Abbildung angegebenen Leitungsnummern können wieder mithilfe der Tabelle 7 den einzelnen Leitungen in der Abbildung 96 zugeordnet werden.

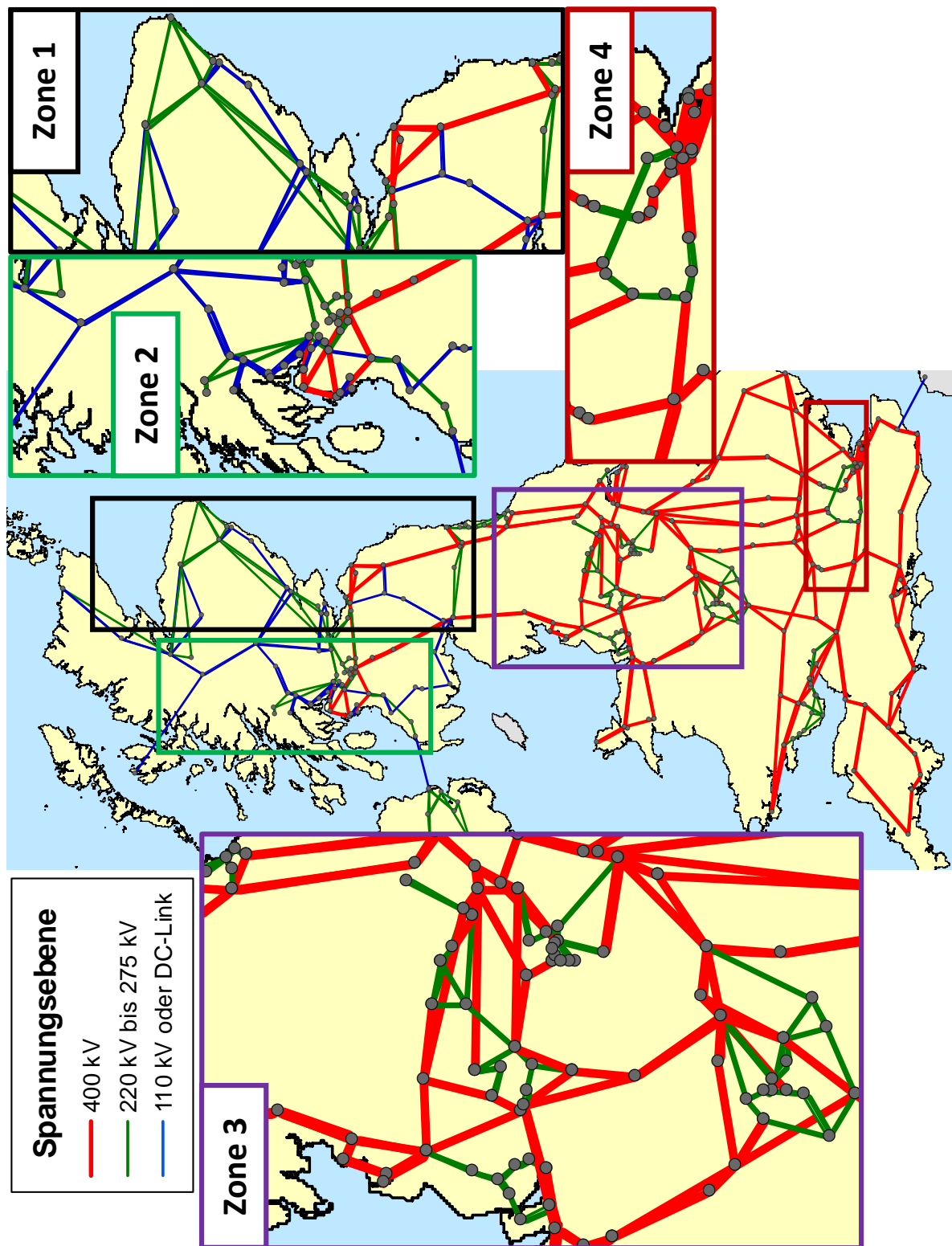
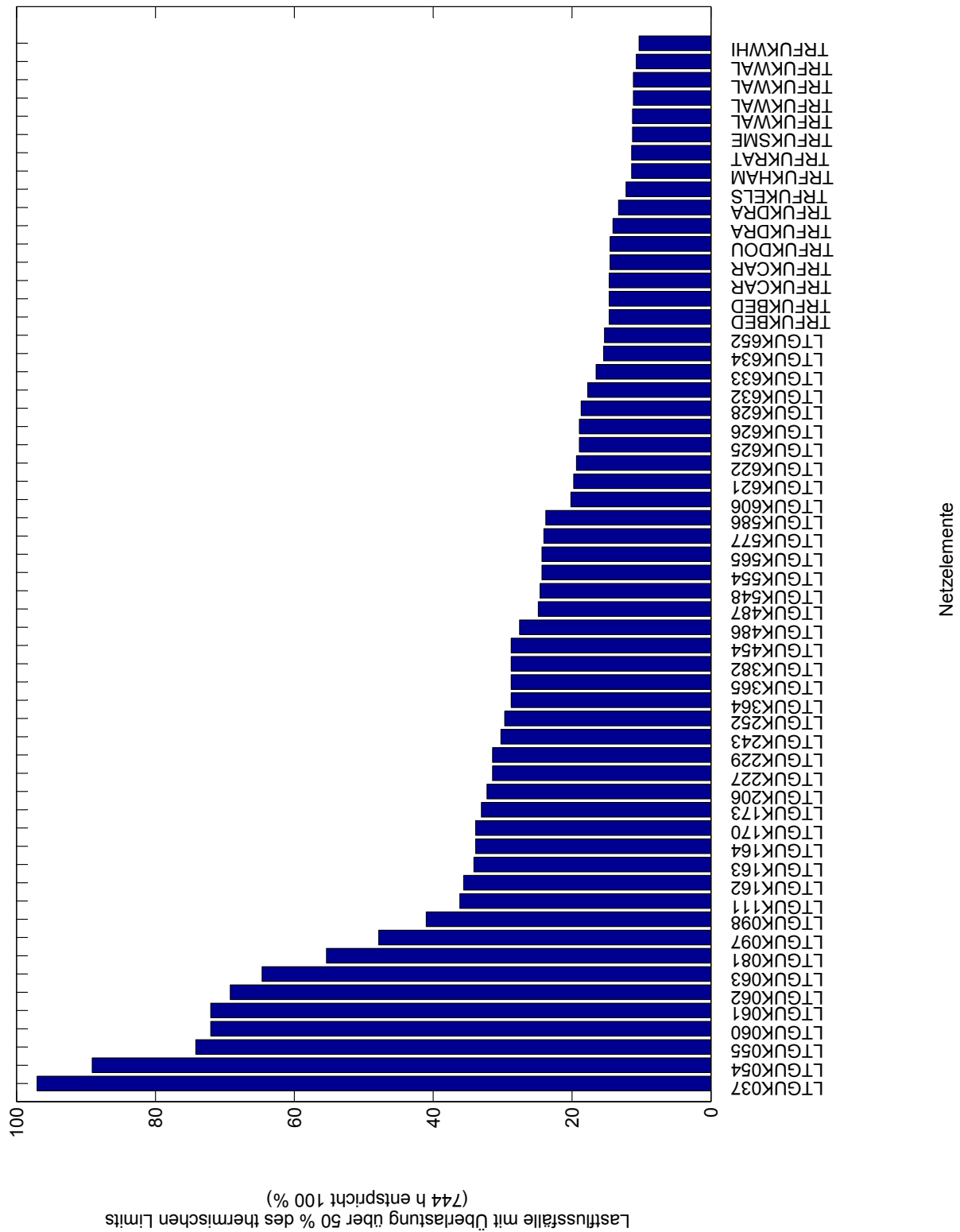


Abbildung 95: Übersicht über die betrachteten Netzausschnitte für das Szenario *Gone Green* Quelle: eigene Darstellung



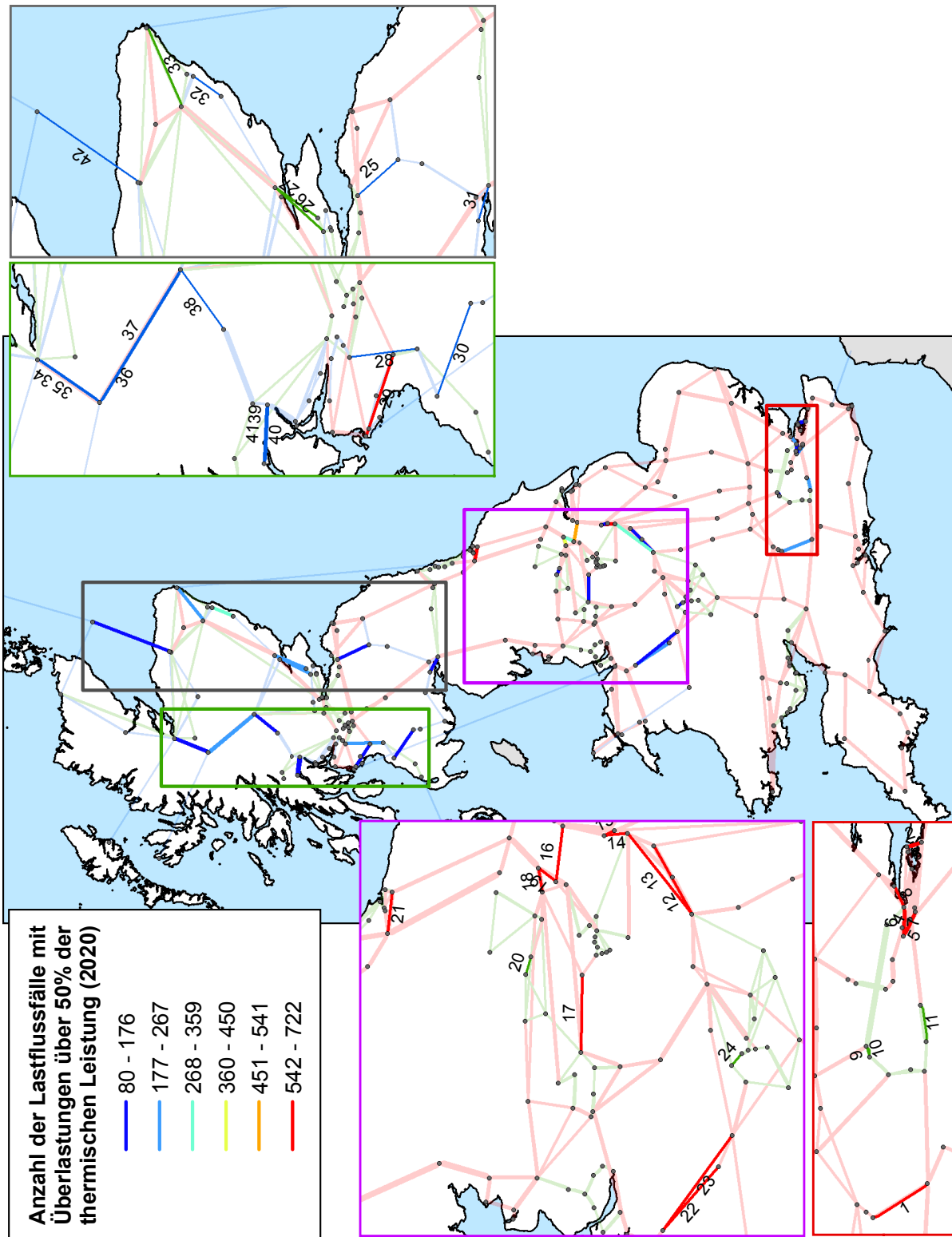


Abbildung 97: Übersicht der von der Überschreitung des thermischen 50 % Limits betroffenen Leitungselemente für das Jahr 2020 (In den gezeigten Detailausschnitten ist die Spannungsebene nach der Legende der Netzübersicht farblich codiert) Quelle: eigene Darstellung

Leitungsbezeichnung	Nummer	Leitungsbezeichnung	Nummer	Leitungsbezeichnung	Nummer
LTGUK037	1	LTGUK173	16	LTGUK577	31
LTGUK054	2	LTGUK206	17	LTGUK586	32
LTGUK055	3	LTGUK227	18	LTGUK606	33
LTGUK060	4	LTGUK229	19	LTGUK621	34
LTGUK061	5	LTGUK243	20	LTGUK622	35
LTGUK062	6	LTGUK252	21	LTGUK625	36
LTGUK063	7	LTGUK364	22	LTGUK626	37
LTGUK081	8	LTGUK365	23	LTGUK628	38
LTGUK097	9	LTGUK382	24	LTGUK632	39
LTGUK098	10	LTGUK454	25	LTGUK633	40
LTGUK111	11	LTGUK486	26	LTGUK634	41
LTGUK162	12	LTGUK487	27	LTGUK652	42
LTGUK163	13	LTGUK548	28		
LTGUK164	14	LTGUK554	29		
LTGUK170	15	LTGUK565	30		

Tabelle 7: Zuteilung der Leitungsbezeichnungen zu den Leitungsnummern für das Szenario *Gone Green*
 Quelle: eigene Darstellung

Aus der Abbildung 97 geht hervor, dass die Menge der Netzelemente deren Anzahl der Lastflussfälle mit Überlastung über 50 % der thermischen maximal möglichen Leistung im Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 2010 kleiner ist, die Anzahl der Überlastungen jedoch zunimmt.

In der Zone 1 sind vor allem wieder die Leitungen in der Nähe des Gaskraftwerkes Peterhead betroffen. Aber auch auf den Nord-Süd Verbindungen treten vermehrt Überlastungen auf.

Die erhöhte Nord-Süd Belastung kann auch in der Zone 2 beobachtet werden. Neu gegenüber der Analyse/2010 ist die Überlastung der Leitungen in der Nähe der schottischen Pumpspeicherkraftwerke.

Im Vergleich zu 2010 ist 2020 eine hohe Anzahl an Überlastungen in der Zone 3 in der Nähe großer Ballungszentren. Auch im Großraum London treten eine hohe Anzahl von Überlastungen auf. Im Vergleich zum Basisszenario 2010 sind dort auch deutlich mehr Leitungen betroffen

Die *Snapshots* für das Jahr 2010 unterliegen den gleichen Einschränkungen wie im Basis-szenario 2010. Daher hat sich auch der Bezug der Farbcodierung auf 70 % des maximal möglichen thermischen Limits nicht geändert.

Snapshot A:

Im *Snapshot A* in der Abbildung 98 wird der Extremfall eines hohen Verbrauchs und einer niedrigen Windeinspeisung dargestellt. In der Zone 1 tritt ein starker Lastfluss vom

Gaskraftwerk Peterhead nach Süden auf und belastet dadurch die betroffenen Leitungen. In der Zone 2 sind die Leitungen in der Nähe der Pumpspeicherkraftwerke und des Kernkraftwerks Hunterston stark ausgelastet. In der Zone 3 zeigt sich eine hohe Belastung der Leitungen in der Nähe der Ballungszentren. Wobei auch eine ausgeprägte Nord-Süd Komponente des Lastflusses sichtbar wird. Der Großraum London in der Zone 4 stellt ein großes Verbrauchszentrum dar. Dieser Ballungsraum belastet in Starklastzeiten die umgebenden Leitungen.

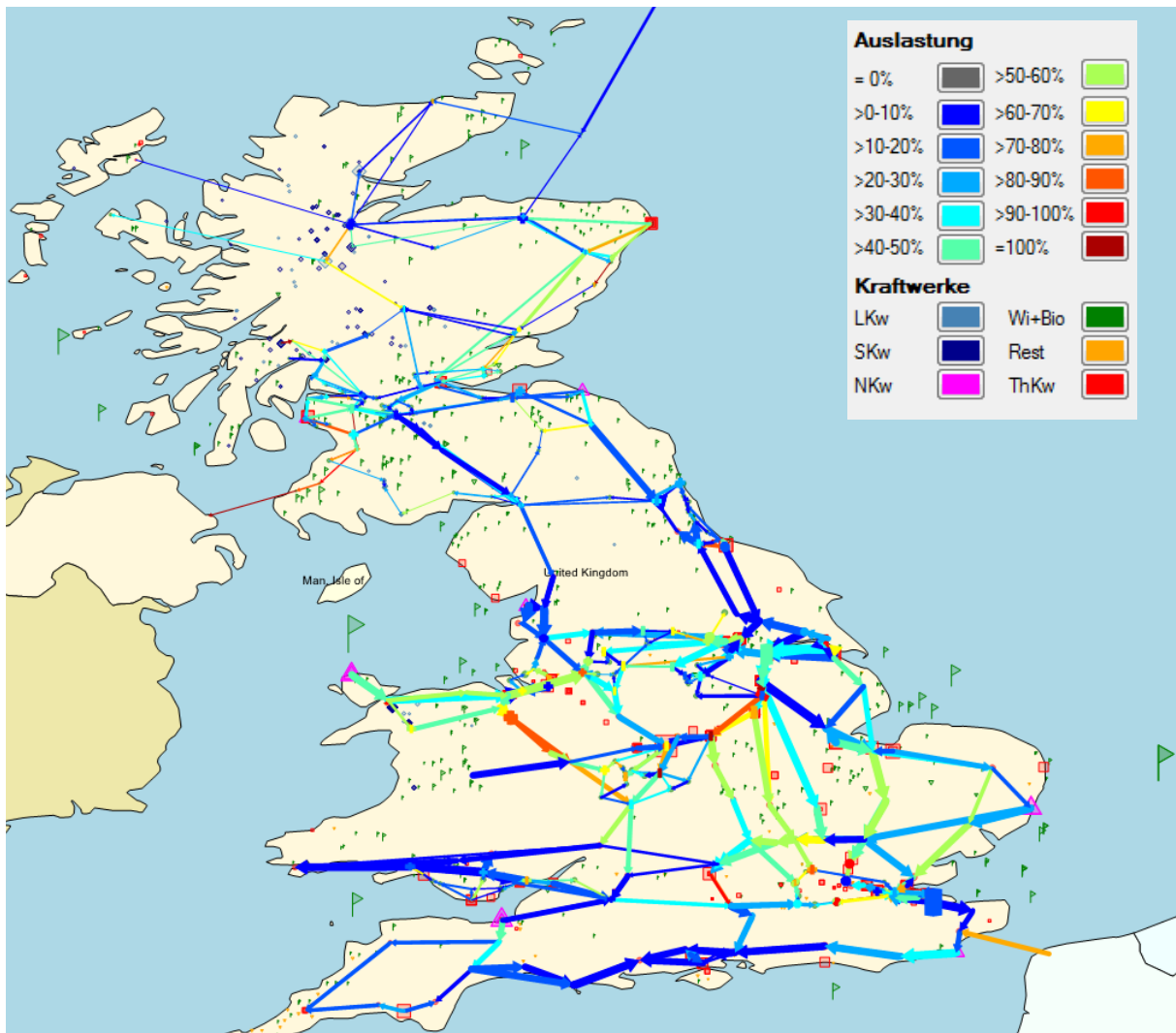


Abbildung 98: Ergebnisse für einen Schwachwind/Starklast Extremfall für das Basisszenario 2010 (Snapshot A) Quelle: eigene Darstellung

Snapshot B:

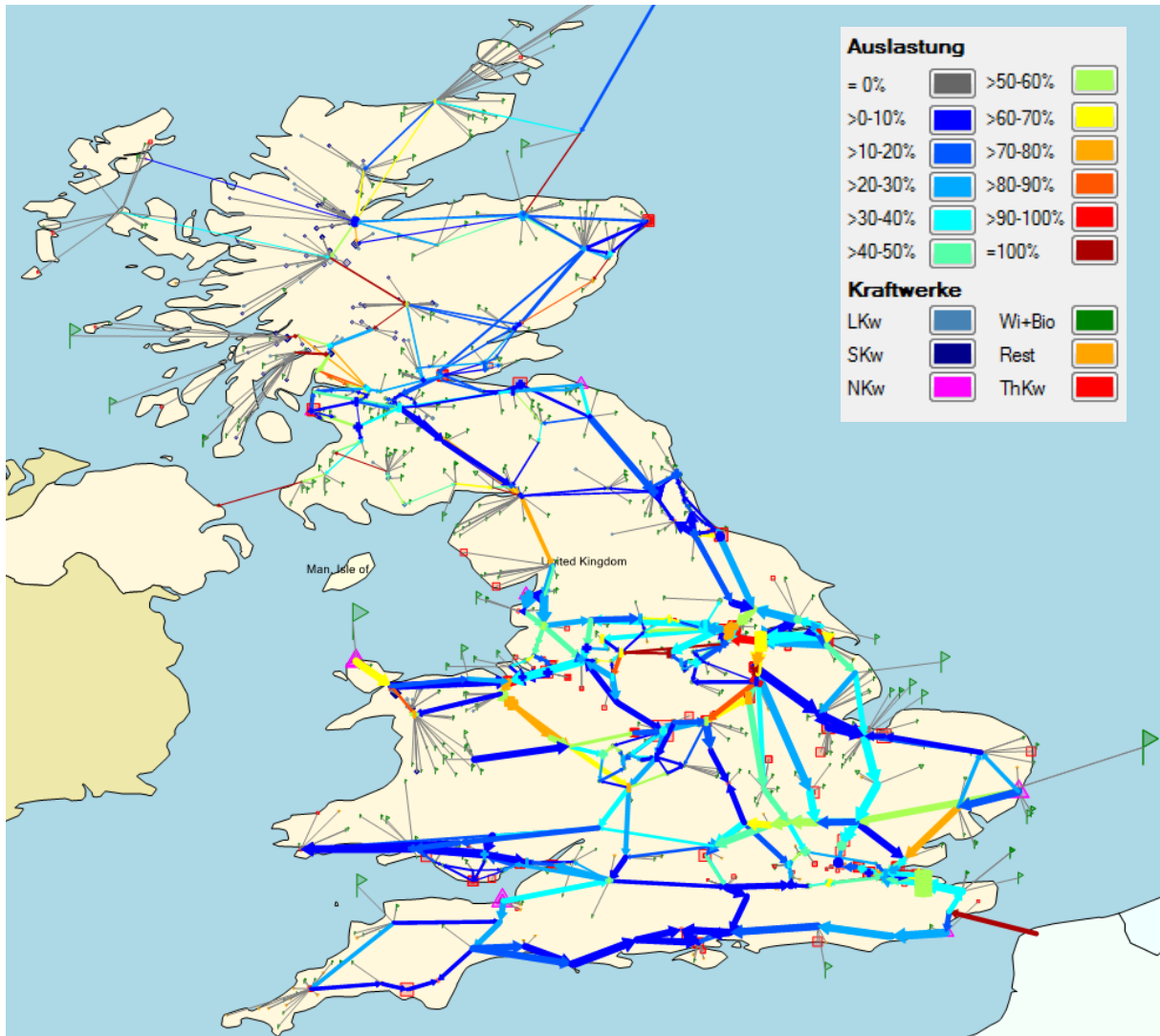


Abbildung 99: Ergebnisse für einen Starkwind/Schwachlast Extremfall für das Basisszenario 2010 (Snapshot B) Quelle: eigene Darstellung

In der Abbildung 99 wird ein Starkwind/Schwachlast-Extremfall gezeigt. Hier wird in der Zone 1 und der Zone 2 durch die massive Windeinspeisung ein großflächiger Engpass verursacht. Die Leitungen nach England sind stärker belastet als im *Snapshot A*. Stark belastet werden auch die Leitungen in der Zone 3. Wobei in dieser Zone die Offshore-Windparks der Grund für einen starken Lastfluss in Richtung Landesinneren sind. Der Großraum London in der Zone 4 ist schwach ausgelastet, aber auch hier tritt ein Lastfluss von Ost nach West auf. Der Grund sind hier die installierten Offshore-Windparks an der

britischen Ostküste.

Snapshot C:

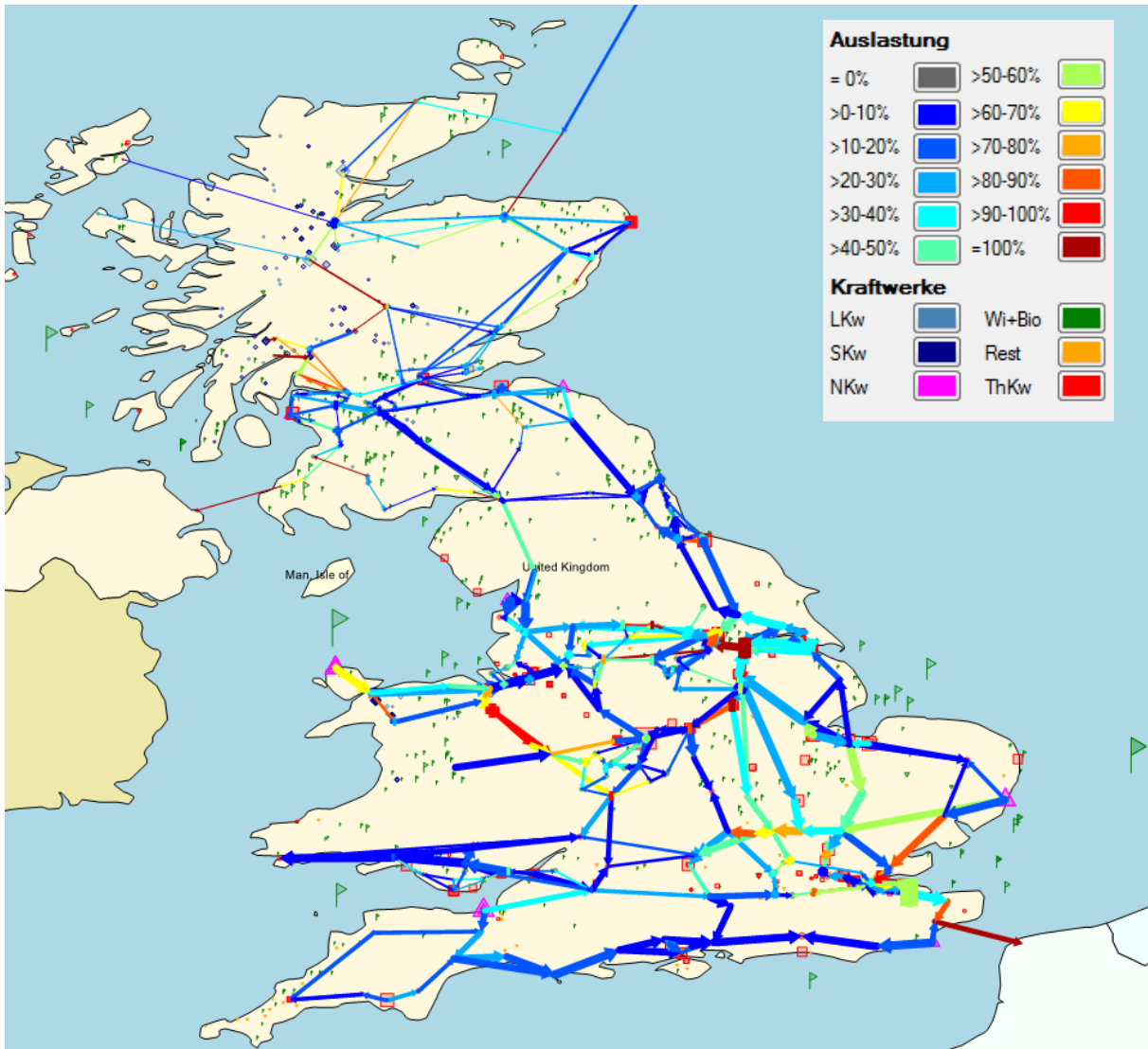


Abbildung 100: Ergebnisse für einen Starkwind/Starklast Extremfall für das Basisszenario 2010 (Snapshot C) Quelle: eigene Darstellung

Der *Snapshot C* in der Abbildung 100 zeigt eine massive Belastung des britischen Übertragungsnetzes. Die auftretenden Engpässe in der Zone 1 und 2 sorgen für eine Einschränkung der Erzeugung der Windkraftanlagen in Schottland. Ebenfalls kommt es zu vermehrten Engpässen in der Zone 3. Auffallend ist auch der gesteigerte Lastfluss von

Wales in Richtung Süden. In der Zone 5 kommt es zu einem verstärkten Lastfluss von Osten nach Westen.

Snapshot D:

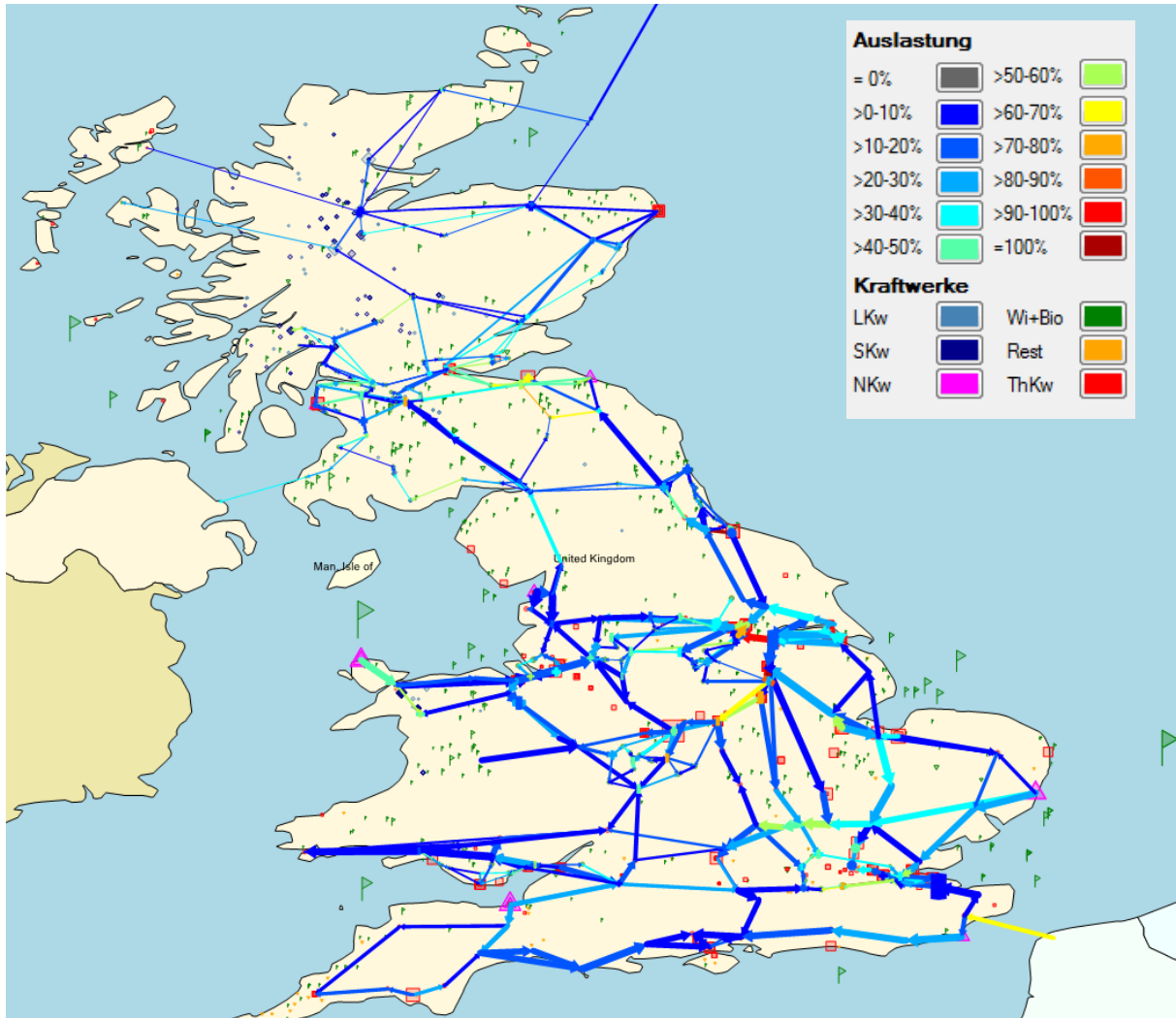


Abbildung 101: Ergebnisse für einen Schwachwind/Schwachlast Extremfall für das Basisszenario 2010 (Snapshot D) Quelle: eigene Darstellung

Der Extremfall im *Snapshot D* in der Abbildung 101 stellt das britischen Übertragungsnetz vor weniger Schwierigkeiten wie bei den *Snapshots* zuvor. Es kommt in diesem Fall sogar zu einer Umkehr des Lastflusses vom Süden in den Norden Richtung Schottland. Engpässe treten nur mehr in der Zone 2 auf.

4.6 Schlussfolgerung und Zusammenfassung der Entwicklungsanalyse des britischen Übertragungsnetzes

Das Ziel das mit diesem Kapitel erreicht werden sollte, ist eine Aussage darüber zu treffen, in wie weit die zukünftigen Netzausbauprojekte bis 2020 mit den Ergebnissen der durchgeführten Berechnungen und Annahmen übereinstimmen.

Als Berechnungsmethode wurde eine stundengenaue Kraftwerkseinsatzoptimierung mit der Berücksichtigung des Übertragungsnetzes und dessen Eigenschaften verwendet. Als zentrales Netzsicherheitskriterium wurde eine Einschränkung auf 70 % des maximal zulässigen thermischen Limits für den durchgeführten DC-Lastfluss verwendet. Um die Plausibilität der Netzkonfiguration zu überprüfen wurde das britische Elektrizitätssystem aus dem Jahr 2010 modelliert und analysiert. Für den Vergleich dient der Ten Year Network Development Plan 2012 (*TYNDP*) der *ENTSO-E*. Durch Wahl eines geeigneten Szenarios für das Jahr 2020 kann der Vergleich mit den geplanten Netzausbauprojekten des *TYNDP* gezogen werden. Um einen solchen Vergleich überhaupt anstellen zu können wird das Übertragungsnetz mit dem Entwicklungsstand von 2010 auch für die Analyse des zukünftigen Elektrizitätssystems verwendet. Da das Szenario *Gone Green* von *NGET* darauf ausgerichtet ist die Klima- und Energieziele des Landes zu erreichen, erschien es naheliegend dieses Szenario auch für die Analyse der Entwicklung des britischen Übertragungsnetzes heranzuziehen.

Die Ergebnisse des Basisszenarios 2010 weisen auf eine belastbare Modellierung des britischen Übertragungsnetzes hin. Alle 744 durchgeführten DC-Lastflussrechnungen ergaben einen realistischen Kraftwerkseinsatz mit lösbaren Lastfluss unter Einhaltung des 70 % Kriteriums. Vermaschte Höchst- und Hochspannungsnetze können für gewöhnlich bei circa 50 % bis 70 % der maximalen Belastung bezogen auf das thermische Limit n-1 sicher betrieben werden. Vergleicht man die betroffenen Leitungen in der Abbildung 90 mit den Netzausbauprojekten des *TYNDP* wird in vielen Fällen eine Übereinstimmung festgestellt. Es wird daher die Schlussfolgerung gezogen, dass durch die Analyse des Basisszenarios, unter den im Vorfeld erläuterten Bedingungen und der Beschränkung der maximalen Belastung, die bestehenden Schwachstellen des Übertragungsnetzes ermittelt werden können. Dadurch wird zumindest eine Übereinstimmung der festgestellten Problemzonen mit einigen Gebieten der geplanten Netzausbauprojekte erreicht.

Durch die Analyse der Ergebnisse des Szenarios *Gone Green* treten viele der bereits lokalisierten Engpässe des britischen Übertragungsnetzes noch deutlicher hervor als im Basisszenario 2010. Konkret handelt es sich dabei um die Netzausbauprojekte des *TYNDP* mit den Anfangsziffern 77 in Schottland und 79 in Wales. Durch die vermehrte Wind-einspeisung im Szenario *Gone Green* werden zusätzliche Engpässe ermittelt. Dabei sei nochmals erwähnt, dass es sich bei den der Berechnung zugrunde gelegten Daten von Dezember 2010 um ein schwaches Windjahr handelte. Von diesen Engpässen werden Übereinstimmungen mit den Netzausbauprojekten des *TYNDP* mit den Kennnummern 76 und 69 festgestellt. Die im Szenario *Gone Green* ermittelten Engpässe der Zone 3 in der Nähe der sich dort befindlichen Ballungszentren stimmt nicht mit den Netzausbauplänen des *TYNDP* überein. Es sei wiederum darauf hingewiesen, dass keine Sonderschaltungen zur Beseitigung von Engpässen verwendet wurden. Derartige Sonderschaltungen und Sammelschientrennungen sind jedoch in der Nähe von Ballungszentren (Zone 3) eine übliche Maßnahme im operativen Engpassmanagement.

Was in dieser Analyse nicht ermittelt wurde, ist die Auswirkung der einzelnen Netzausbauprojekte auf das gesamte Übertragungsnetz. Es wird die Vermutung in den Raum gestellt, dass durch die Beseitigung bestimmter Netzengpässe es in anderen Netzabschnitten zu erhöhten Belastungen kommen kann. Durch einen etwaigen Netzausbau verminderter Redispatch von Erzeugung aus Windkraft kann zu dieser Vergrößerung systemischer Engpässe führen.

5 Zusammenfassung

Die Aufgabe dieser Arbeit war es, ein umfassendes Verständnis für das Elektrizitätssystem in Großbritannien und Irland zu erlangen. Dazu war es notwendig den britischen und irischen Kraftwerkspark und die zukünftigen Kraftwerksprojekte zu ermitteln. Auch wurde das Übertragungsnetz der beiden Länder modelliert und um zukünftige Netzausbauprojekte erweitert. Ebenfalls fand eine Untersuchung der bestehenden Bevölkerungsverteilung statt, um die Verbrauchsaufteilung zu den einzelnen Netzentnahmepunkten zu ermöglichen.

Die Erzeugung elektrischer Energie in Großbritannien ist durch vorwiegend thermische Kraftwerke geprägt. Wobei es hier zu einem Rückgang bei der Erzeugung aus Kohlekraftwerken und zu einer Zunahme der Erzeugung aus Gaskraftwerken kommt. Die Kernkraft spielt in Großbritannien eine gewichtige Rolle und soll auch in Zukunft weiter ausgebaut werden. Die Wasserkraft trägt in Großbritannien aufgrund der topographischen Gegebenheiten einen kleinen Teil zur Erzeugung bei. Dafür besitzt Großbritannien außerordentliche Potentiale im Bereich der Windkraft und hier insbesondere im Offshore-Bereich. Auf diese Tatsache und deren Auswirkungen wurde in dieser Arbeit ein besonderes Augenmerk gelegt. Für die Zukunft wird auch mit einer verstärkten Erzeugung aus Wellenkraftwerken gerechnet. Betrachtet man die recherchierten Kraftwerksprojekte in Großbritannien wird die massive Umstrukturierung des Kraftwerksportfolios offensichtlich.

Die Zusammensetzung des Kraftwerksparks in der Republik Irland ist vor allem von Gaskraftwerken dominiert. Der prozentuale Anteil der installierten Windkraftkapazitäten an der Gesamtengpassleistung in der Republik Irland erreicht bereits ein hohen Wert von 17 %. Überraschend ist hierbei der geringe Anteil an Offshore-Windparks im Vergleich zu Großbritannien. Eine Besonderheit des irischen Elektrizitätssystems ist die Verwendung von Torf als Primärenergieträger. Generell ist das irische Elektrizitätssystem stark von Energieimporten abhängig, insbesondere bei Erdgas.

Aufgrund der unzureichenden Verfügbarkeit von detaillierten Bilanzen der größeren Erzeugungsunternehmen, beschränkte sich die Analyse der nominellen Dimension der beiden Elektrizitätsmärkte auf die allgemeine Untersuchung der Marktsysteme- und Strukturen.

Eine weitere wichtige Fragestellung war, inwieweit sich das britische Übertragungsnetz unter den gegebenen Rahmenbedingungen und den zukünftigen Möglichkeiten verhält. Für diesen Zweck wurde eine Analyse des britischen Übertragungsnetzes mit Hilfe einer

stundengenauen Kraftwerkseinsatzoptimierung mit der Berücksichtigung des Übertragungsnetzes (DC-Lastfluss) durchgeführt. Als Fundament für die Analyse der zukünftigen Entwicklung des Übertragungsnetzes wurde das Szenario *Gone Green* von *NGET* verwendet. Dadurch konnte das bestehende Übertragungsnetz mit den Daten aus dem Szenario *Gone Green* auf Netzengpässe untersucht werden. Diese wurden mit den Netzausbauprojekten aus dem Ten Year Network Development Plan 2012 (*TYNDP*) der *ENTSO-E* verglichen. Bei diesem Vergleich konnte eine gute Übereinstimmung mit den berechneten Ergebnissen festgestellt werden.

6 Verzeichnisse

Abkürzungsverzeichnis

$\sum P_{Engpass,Typ}$	Summe der Leistung aller Kraftwerke des selben Typs
Erz_{Wasser}	Erzeugungsfaktor für die Wasserkraftwerke (außer PSKW)
GL_h	Leistungswert der normierten Ganglinien für die jeweilige Stunde
$P_{Engpass,x}$	Engpassleistung des Kraftwerks aus der Datenbank
$P_{KW,x,h}$	Maximal mögliche Kraftwerksleistung für die jeweilige Stunde
P_{max}	Maximal mögliche Kraftwerksleistung
P_{Netto}	Engpassleistung laut Kraftwerksdatenbank
Vf	Verfügbarkeitsfaktor
$Wf_{ThermNucDez}$	Wartungsfaktor der thermischen und nuklearen Kraftwerke
AEP	The A ssociation of E lectricity P roducers
AGR	A dvanced G as Cooled G raphite R eactor
BETTA	B ritish E lectricity T rading and T ransmission A rrangements
BSC	B alancing and S ettlement C ode
CCGT	C ombined C ycle G as T urbine Stations
CCS	C arbon C apture and S torage
CER	C ommission for E nergy R egulation
CHP	C ombined H eat and P ower
DECC	D epartment of E nergy and C limate C hange
DNO	D istribution N etwork O perator
EMEC	E uropean M arine E nergy C entre
ENTSO-E	E uropean N etwork of T ransmission S ystem O perators for E lectricity
ESB	E lectricity S upply B oard
GBP	G reat B ritain P ound
GCR	G as Cooled G raphite R eactor
GSP	Entnahmepunkt (G rid S upply P oint)
GWh	Gigawattstunden
h	Stunden
HHI	H erfindahl- H irschman I ndex
IDNO	I ndependent D istribution N etwork O perator
LCPD	L arge C ombustion P lant D irective
LNG	L iquefied N atural G as

Magnox	M agnesium N on- O xidising
MWh	Megawattstunden
NETA	N ew E lectricity T rading A rrangements
NETS	N ational E lectricity T ransmission S ystem
NGET	N ational G rid E lectricity T ransmission plc
NIE	N orthern I reland E lectricity
ODIS	O ffshore D evelopment I nformation S tatement
Ofgem	O ffice of G as and E lectricity M arkets
OTC	O ver T he C ounter
PWR	P ressurized W ater R eactor
SEM	S ingle E lectricity M arket
SEMO	S ingle E lectricity M arket O perator
SHETL	S cottish H ydro E lectric T ransmission L imited
SMP	S ystem M arginal P rice
SONI	S ystem O perators for N orthern I reland
SPTL	S cottish P ower T ransmission L imited
TEC	T ransmission E ntry C apacity
toe	tonne of O il E quivalent
TWh	Terawattstunden
TYNDP	T en Y ear N etwork D evelopment P lan
TYS	T en Y ear S tatement
Utility Regulator ...	Northern Ireland Authority for U tility R egulation
Wh	Wattstunden

Abbildungsverzeichnis

1	Energieflussbild des Elektrizitätssystems in Großbritannien 2010 (TWh) .	13
2	Topographische Landkarte Vereinigtes Königreich	16
3	Mittlere Windgeschwindigkeit über Europa	18
4	Klimadiagramm Kinloss im Norden von Großbritannien	19
5	Klimadiagramm Liverpool in der Mitte von Großbritannien	19
6	Klimadiagramm Plymouth im Süden von Großbritannien	19
7	Die Energieimportabhängigkeit des Vereinigten Königreiches von 1970 bis 2010	20
8	<i>United Kingdom Continental Shelf</i> Erdöl- und Erdgas Produktion von 1980 bis 2010	21
9	Produktion vom Primärenergie im Vereinigten Königreich von 1980 bis 2010	22
10	Gas- und Ölproduktion im Vereinigten Königreich	23
11	Installierte Kapazität und Produktion in Großbritannien 2010	24
12	Stromerzeugung in Großbritannien nach Energieträgern 1980-2010	25
13	Neue Kraftwerkskapazitäten in Großbritannien	27
14	Kohleminen, Kohlehäfen und Kohlekraftwerke in Großbritannien	31
15	Verbrauchte Betriebsstunden der unter die EU-Richtlinie zur Begrenzung von Schadstoffemissionen von Großfeuerungsanlagen fallenden Kraftwerke	32
16	Zeitlicher Verlauf der Engpassleistung der britischen Kohlekraftwerke . .	33
17	Gasproduktion und Nettoimport von 2000 bis 2010	35
18	Durchschnittlicher Preis ausgewählter Brennstoffe für große britische Kraft- werksbetreiber	36
19	Produktion, Import und Export von primären Erdöl von 1998 bis 2010 .	37
20	Onshore- und Offshorewindkapazitäten in Großbritannien Stand 31.12.2010	39
21	Projektgebiete Offshore-Windanlagen Round 1 und 2	42
22	Projektgebiete Offshore-Windanlagen Round 3	43
23	Elektrizitätsproduktion der größten erneuerbaren Erzeuger seit 1990 . . .	44
24	Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energiequellen in Großbritannien oh- ne Großwasserkraft	45
25	Summierte Leistung der geplanten Wellenkraftwerke in den Gebieten Pent- land Firth und Orkney	46
26	Projektstandorte Pentland Firth und Orkney Waters Round 1	48

27	Kraftwerksstandorte in Großbritannien und Nordirland 2010	50
28	Gegenüberstellung einer a) Zentralen Elektrizitätswirtschaft und einer b) Dezentralen Elektrizitätswirtschaft	51
29	Die britischen Übertragungsnetzgebiete	52
30	Karte des Höchst- und Hochspannungsnetzes von Großbritannien, Nordirland und der Republik Irland 2010	54
31	Gegenüberstellung der Verteilernetzgebiete nach a) Betreiber und b) Lizenzgebieten	55
32	Prognose Bevölkerungsentwicklung der <i>Constituent Countries</i> von 1951-2083	60
33	Karte der Verwaltungsebenen in Großbritannien	62
34	Tageslastprofile typischer Winter- und Sommertage in Großbritannien für 2010/11	63
35	Wöchentliche Maximal- und Minimallasten in Großbritannien für 2010/11	64
36	Übersicht über die <i>BETTA</i> Marktstruktur	67
37	Detailablauf des <i>Gate Closure</i>	68
38	Marktanteile 2010 in Großbritannien	70
39	Marktanteile verschiedener Unternehmen am Endkundenmarkt für Strom 2010 in Großbritannien	71
40	Entwicklung der Brennstoffpreisindizes für den Endkundensektor von 1980 bis 2010	72
41	Typische Stromrechnung eines Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 4.000 kWh, Kosten und Nettogewinne	73
42	Investitionen der Energieindustrie von 1995 bis 2010	74
43	Aktueller Stand des	75
44	Energieflussbild des Elektrizitätssystems in Irland 2010	77
45	Klimadiagramm Belfast	78
46	Klimadiagramm Dublin	78
47	Topographische Landkarte Irland	79
48	Die Energieimportabhängigkeit der Republik Irland von 1990 bis 2010 . .	80
49	Produktion von elektrischer Energie aus einheimischen Energiequellen der Republik Irland von 1990 bis 2010	81
50	Karte des irischen Erdgas-Pipelinenetzes	82
51	Installierte Kapazität und Produktion in Irland 2009	84
52	Erzeugung in Irland nach Brennstoffart 1990-2020	85

53	CO ₂ -Emissionen pro kWh in Irland von 1990-2010	86
54	Kraftwerksstandorte in der Republik Irland und Nordirland	89
55	Installierte Windkraftkapazitäten in der Republik Irland 2000-2009 . . .	91
56	Karte installierter und geplanter Windkraftkapazitäten der Insel Irland .	92
57	Potentielle Projektgebiete für Offshore-Wind und Wellenkraftwerke in Nordirland	94
58	Kraftwerkspark der Republik Irland 2010	95
59	Karte des irischen Höchst- und Hochspannungsnetzes	97
60	Bevölkerungsentwicklung in Irland	101
61	Bevölkerungsprognose Irland 2011-2041	102
62	Karte der Counties in Irland	103
63	Tageslastprofile typischer Winter- und Sommertage in der Republik Irland für 2009	104
64	Wöchentliche Lastspitzen in der Republik Irland für 2009	105
65	Überblick über den irischen Single Electricity Market	106
66	Marktanteile irischer Unternehmen (Republik Irland und Nordirland) nach installierten Kapazitäten 2009	108
67	Verlauf der Preisentwicklung im <i>SEM</i> von 2007 bis Ende 2010	109
68	Ausgangsdaten der Hochrechnung der Ganglinien Pumpspeicherkraftwer- ke mithilfe einer Trendanpassung für das Jahr 2020	111
69	Ergebnis der Hochrechnung der Ganglinien der Pumpspeicherkraftwerke mithilfe einer Trendanpassung für das Jahr 2020	112
70	Flussdiagramm des Analyseprozesses	115
71	Erzeugungsfaktoren und Verfügbarkeitsfaktoren-Zuordnung der Kraft- werkstypen	117
72	Ganglinie des Verbrauchs und der Residuallast für den Dezember 2010 .	119
73	Ganglinie der Pumpspeicherkraftwerke und der On- und Offshore-Windkraftanlagen für den Dezember 2010	120
74	Ganglinien der grenzüberschreitenden HVDC-Leitungen nach Frankreich und Nordirland für den Dezember 2010	121
75	Das Höchst- und Hochspannungsnetz und die Kraftwerke der britischen Inseln 2010	123
76	<i>Gone Green</i> : Entwicklung der CO ₂ -Emissionen und des Anteils an erneu- erbaren Energien	125
77	Projektion der Anzahl der Haushalte im Szenario <i>Gone Green</i>	126

78	Prognostizierte Preisentwicklung im Szenario <i>Gone Green</i>	128
79	Entwicklung des Energieverbrauchs für Raumwärme von Haushalten im Szenario <i>Gone Green</i>	129
80	Entwicklung des Energieverbrauchs für Personentransport über Land im Szenario <i>Gone Green</i>	130
81	Strombedarf der Endkunden im Szenario <i>Gone Green</i>	131
82	Ganglinie des Verbrauchs und der Residuallast für den Dezember 2020 .	132
83	Verbrauch und Erzeugungskapazitäten nach Type im Szenario <i>Gone Green</i> von 2011 (11) bis 2030 (30)	133
84	Jahreserzeugung nach Kraftwerkstyp und CO ₂ -Intensität im Szenario <i>Gone Green</i>	134
85	Ganglinie der Pumpspeicherkraftwerke und der On- und Offshore-Windkraftanlagen für den Dezember 2020	135
86	Das Höchst- und Hochspannungsnetz im Jahr 2020 und die Kraftwerke der britischen Inseln 2020	136
87	Geplante Netzausbauprojekte in Großbritannien aus den <i>Ten Year Network Development Plan 2012 (TYNDP)</i>	137
88	Übersicht über die betrachteten Netzausschnitte für das Basisszenario 2010	140
89	Anzahl der Überschreitungen des thermischen 50 % Limits der Netzelemente des Basisszenarios 2010	141
90	Übersicht der von der Überschreitung des thermischen 50 % Limits betroffenen Leitungselemente für das Jahr 2010	142
91	Ergebnisse für einen Schwachwind/Starklast Extremfall für das Basisszenario 2010 (Snapshot A)	145
92	Ergebnisse für einen Starkwind/Schwachlast Extremfall für das Basisszenario 2010 (Snapshot B)	146
93	Ergebnisse für einen Starkwind/Starklast Extremfall für das Basisszenario 2010 (Snapshot C)	147
94	Ergebnisse für einen Schwachwind/Schwachlast Extremfall für das Basisszenario 2010 (Snapshot D)	148
95	Übersicht über die betrachteten Netzausschnitte für Szenario <i>Gone Green</i>	150
96	Anzahl der Überschreitungen des thermischen 50 % Limits der Netzelemente das Szenario <i>Gone Green</i>	151
97	Übersicht der von der Überschreitung des thermischen 50 % Limits betroffenen Leitungselemente für das Jahr 2020	152

98	Ergebnisse für einen Schwachwind/Starklast Extremfall für das Szenario <i>Gone Green</i> (Snapshot A)	154
99	Ergebnisse für einen Starkwind/Schwachlast Extremfall für das Szenario <i>Gone Green</i> (Snapshot B)	155
100	Ergebnisse für einen Starkwind/Starklast Extremfall für das Szenario <i>Gone Green</i> (Snapshot C)	156
101	Ergebnisse für einen Schwachwind/Schwachlast Extremfall für das Szenario <i>Gone Green</i> (Snapshot D)	157

Tabellenverzeichnis

1	Geschätzte CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung von 2008 bis 2010	28
2	Bevölkerungsentwicklung des Vereinigten Königreiches und der <i>Constituent Countries</i>	59
3	Bevölkerungsentwicklung Irlands	100
4	Eckpunkte des Szenarios <i>Gone Green</i>	125
5	Brennstoff- und CO ₂ -Preise des Szenarios <i>Gone Green</i>	127
6	Zuteilung der Leitungsbezeichnungen zu den Leitungsnummern für das Basisszenario 2010	143
7	Zuteilung der Leitungsbezeichnungen zu den Leitungsnummern für das Szenario <i>Gone Green</i>	153

Literatur

- [Age] AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS: *Day Ahead Market Coupling Implementation Road Map*. [http://www.acer.europa.eu/portal/page/portal/ACER_HOME/Stakeholder_involvement/AESAG/3rd_AESAG_Meeting/3.1%20EuroPEX+ENTSOE%20\(Dobelke\)%20Day%20ahead%20road%20map.pdf](http://www.acer.europa.eu/portal/page/portal/ACER_HOME/Stakeholder_involvement/AESAG/3rd_AESAG_Meeting/3.1%20EuroPEX+ENTSOE%20(Dobelke)%20Day%20ahead%20road%20map.pdf), Abruf: 01.03.2012
- [All] ALL ISLAND PROJEKT: *SEM Committee Annual Report 2010*. <http://www.allislandproject.org/GetAttachment.aspx?id=001c3e0e-a709-40e0-a98a-8ed939a46fba>, Abruf: 08.02.2012
- [Böca] BÖCK,HELMUTH ; INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN, TU GRAZ (Hrsg.): *Kernenergie und Umwelt*. Institut für elektrische Anlagen, TU Graz. – Vorlesungsmodul "Geschichte der Kernspaltung", Auflage SS 2009
- [Böcb] BÖCK,HELMUTH ; INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN, TU GRAZ (Hrsg.): *Kernenergie und Umwelt*. Institut für elektrische Anlagen, TU Graz. – Vorlesungsmodul "Gasgekühlte Reaktoren", Auflage SS 2009
- [Bora] BORD GAIS NETWORKS: *Pipeline Maps*. <http://www.bordgais.ie/networks/index.jsp?p=104&n=141>, Abruf: 06.02.2012
- [Borb] BORD GAIS NETWORKS: *Transmission Development Statement for Period 2009/10 to 2018/19*. http://www.gaslink.ie/files/Copy%20of%20library/20100604032701_TDS%202009%20FINAL.pdf, Abruf: 23.02.2012
- [Bro] BROWN,IAN: *Campaign for Border Counties*. <http://doingsomethingmoreforgod.blogspot.com/2010/04/during-course-of-consider-christ.html>, Abruf: 07.11.2011
- [Cena] CENTRAL INTELLIGENCE AGENCY: *The World Factbook Ireland*. <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/ei.html>, Abruf: 03.02.2012
- [Cenb] CENTRAL INTELLIGENCE AGENCY: *The World Factbook United Kingdom*. <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/uk.html>, Abruf: 12.01.2012

- [Cenc] CENTRAL STATISTICS OFFICE IRELAND: *Census 2011 Preliminary Results*. http://www.cso.ie/census/2011_preliminaryreport.htm, Abruf: 12.10.2011
- [Cend] CENTRAL STATISTICS OFFICE IRELAND: *Population and Labour Force Projections, 2011 - 2041*. http://www.cso.ie/releasespublications/po_lab_project.htm, Abruf: 04.11.2011
- [Coma] COMMISSION FOR ENERGY REGULATION (CER) - IRLAND: *CER Factsheet on the Single Electricity Market*. <http://www.cer.ie/GetAttachment.aspx?id=97a809c0-70f9-4214-a334-dc92ca3a8734>
- [Comb] COMMISSION FOR ENERGY REGULATION (CER) - IRLAND: *Regulators 2009 National Report to the European Commission*. <http://www.cer.ie/GetAttachment.aspx?id=5d7e1c13-6e4b-4ec1-abb6-da08ce4f8ef4>, Abruf: 13.02.2012
- [Comc] COMMISSION FOR ENERGY REGULATION (CER) - IRLAND: *Regulators 2011 National Report to the European Commission*. http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20Reporting%202011/NR_En/C11_NR_Ireland-LL-EN.pdf, Abruf: 23.01.2012
- [Depa] DEPARTMENT FOR BUSINESS ENTERPRISE AND REGULATORY REFORM: *Meeting the Energy Challenge A White Paper on Nuclear Power*. <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.berr.gov.uk/energy/nuclear-whitepaper/footnotes/page43277.html>, Abruf: 16.12.2011
- [Depb] DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE: *Average prices of fuels purchased by the major UK power producers and of gas at UK delivery points*. <http://www.decc.gov.uk/media/viewfile.ashx?filepath=statistics/source/prices/qep321.xls&filetype=4&minwidth=true>, Abruf: 28.02.2012
- [Depc] DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE: *Digest of United Kingdom Energy Statistics 2011*. <http://www.decc.gov.uk/media/viewfile.ashx?filetype=4&filepath=11/stats/publications/dukes/2312-dukes-2011--full-document-excluding-cover-pages.pdf&minwidth=true>, Abruf: 08.11.2011

- [Depd] DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE: *Electricity: commodity balances (DUKES 5.1)*. http://www.decc.gov.uk/media/viewfile.ashx?filepath=statistics/source/electricity/dukes5_1.xls&filetype=4&minwidth=true, Abruf: 09.11.2011
- [Depe] DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE: *Electricity production and availability from the public supply system*. http://www.decc.gov.uk/assets/decc/statistics/source/electricity/et5_4.xls, Abruf: 08.03.2012
- [Depf] DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE: *Planning our electric future*. http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/legislation/white_papers/emr_wp_2011/emr_wp_2011.aspx, Abruf: 16.12.2011
- [Depg] DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE: *Plant capacity: United Kingdom (DUKES 5.7)*. http://www.decc.gov.uk/media/viewfile.ashx?filepath=statistics/source/electricity/dukes5_7.xls&filetype=4&minwidth=true, Abruf: 09.11.2011
- [Deph] DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE: *Running hours during winter 2010/11 for plants opted-out of the Large Combustion Plant Directive (LCPD)*. http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/statistics/publications/trends/articles_sub/articles_sub.aspx, Abruf: 21.12.2011
- [Depi] DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE: *UK energy in Brief 2011*. <http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/statistics/publications/brief/brief.aspx>, Abruf: 09.01.2012
- [Deu] DEUTSCHER WETTERDIENST: *Weltklima Klimatabellen und Klimadiagramme*. http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/allgemeines/klimadaten__weltweit/download__xlsdatei,templateId=raw,property=publicationFile.xls/download_xlsdatei.xls, Abruf: 27.02.2012
- [Eira] EIRGRID: *TRANSMISSION FORECAST STATEMENT 2011-2017*. <http://www.eirgrid.com/aboutus/publications/transmissionforecaststatement2011-2017>, Abruf: 11.10.2011
- [Eirb] EIRGRID AND SONI: *All Island Generation Capacity Statement 2011-2020*. <http://www.eirgrid.com/media/GCS%202011-2020%20as%20published%2022%20Dec.pdf>, Abruf: 25.02.2012

- [Eirc] EIRGRID AND SONI: *All Island Transmission Map (January 2012)*. <http://www.eirgrid.com/media/All-Island%20Transmission%20Map.pdf>, Abruf: 19.02.2012
- [Eird] EIRGRID AND SONI: *Transmission System Information Booklet 2011*. <http://www.eirgrid.com/media/Transmission%20System%20Information%20Booklet%202011.pdf>, Abruf: 19.02.2012
- [Elea] ELEXON: *The Electricity Trading Arrangements: A Beginners Guide*. http://www.elexon.co.uk/ELEXON%20Documents/electricity_trading_arrangements_a_beginners_guide.pdf, Abruf: 20.01.2012
- [Eleb] ELEXON: *Generation By Fuel Type*. <http://www.bmreports.com/>, Abruf: 20.01.2012
- [Enea] ENERGY NETWORKS ASSOCIATION: *UK and Ireland energy networks*. http://www.energynetworks.org/modx/assets/files/misc/UK_and_Ireland_Energy_Networks_booklet.pdf, Abruf: 23.01.2012
- [Eneb] ENERGYLINX: *UK Distributor Map*. http://energylinx.co.uk/electricity_distribution_map.htm, Abruf: 23.01.2012
- [E.O] E.ON: *Das Wellenenergieprojekt Pelamis*. http://www.eon.com/de/downloads/E.ON_PELAMIS_INFO_SHEET_de.pdf, Abruf: 03.01.2012
- [Eura] EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY: *Factsheet 2011*. https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Factsheet/110202_Factsheet_2011.pdf, Abruf: 26.02.2012
- [Eurp] EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY: *Statistical Yearbook 2009*. https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Statistical_Yearbook/101124_SYB_2009.pdf, Abruf: 14.11.2011
- [Eurc] EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY: *System Adequacy Retrospect 2010*. https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/SAR/ENTSO-E_SAR_2010.pdf, Abruf: 08.03.2012

- [Eurd] EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY: *Ten-Year Network Development Plan 2012*. <https://www.entsoe.eu/consultations/download.php?id=ffff-e58e-880f-d4e9-d792>, Abruf: 08.03.2012
- [Eure] EUROPÄISCHES PARLAMENT: *Begrenzung von Schadstoffemissionen von Großfeuerungsanlagen*. http://europa.eu/legislation_summaries/environment/air_pollution/l28028_de.htm, Abruf: 21.12.2011
- [Eurf] EUROSTAT: *Energy dependence*. <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&plugin=1&language=en&pcode=tsdcc310>, Abruf: 12.01.2012
- [GHK00] GRILL,P. ; HARGREAVES,K. ; KORHOLA,A: *The Role of Peat in Finnish Greenhouse Gas Balances*. Ministry of Trade and Industry-Studies and Reports, 20/2000, 2000
- [Guta] GUTSCHI,CHRISTOPH AND ET AL.: *ATLANTIS-Simulationsmodell der europäischen Elektrizitätswirtschaft bis 2030*. <http://www.springerlink.com/content/wp12v6036h6t6xp5/fulltext.pdf>, Abruf: 04.03.2012
- [Gutb] GUTSCHI,CHRISTOPH AND ET AL.: *Scenarios for the development of the electricity economy in Continental Europe*. <http://www.springerlink.com/content/wp12v6036h6t6xp5/fulltext.pdf>, Abruf: 04.03.2012
- [Hir] HIRSCHHAUSEN VON,CHRISTIAN AND WEIGT,HANNES AND ZACHMANN,GEORG: *Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland*. http://www.tu-dresden.de/wbwleeg/publications/wp_em_15_hirschhausen_weigt_zachmann_marktmacht_deutschland_elektrizitaet.pdf, Abruf: 27.01.2012
- [Hub] HUBER,CHRISTOPH AND STIGLER,HEINRICH ; INSTITUT FÜR ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT UND ENERGIEINNOVATION, TU GRAZ (Hrsg.): *Regulierung in der Praxis*. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz. – Vorlesungsunterlagen zur gleichnamigen Vorlesung, Auflage WS 2007
- [Inta] INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC): *Frequently Asked Questions*. <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/faq/faq.html>, Abruf: 23.02.2012

- [Intb] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY: *Power Reactor Information System*. <http://www.iaea.org/programmes/a2/>, Abruf: 16.12.2011
- [Int07] INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE: *Klimaänderung 2007: Wissenschaftliche Grundlagen, Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger, Beitrag der Arbeitsgruppe I zum vierten Sachstandsbericht des zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderung*. IPCC, 2007
- [Ite] ITEN, KARL: *Klimadiagramme weltweit*. <http://www.iten-online.ch/klima/klimatabellen.htm>, Abruf: 23.02.2012
- [Met] MET ÉIREANN: *Climate of Ireland*. <http://www.met.ie/climate-ireland/climate-of-ireland.asp>, Abruf: 06.02.2012
- [Mot] MOTTRAM, SAM: *Ingula Pumped Storage Project and Spirit of Ireland Project*. <http://www.cleanenergybc.org/media/Knight%20Piesold%20Consulting%20-%20Sam%20Mottram.pdf>, Abruf: 02.03.2012
- [MYG] MYGEO: *Landkarte Irland*. http://www.mygeo.info/landkarten/irland/Irland_Topographie.png, Abruf: 12.07.2011
- [Nata] NATIONAL GRID: *Development of Energy Scenarios 2011*. <http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/55C1A985-CFFF-4772-A636-FCDDC12C130E/47851/TBEData2011.xls>, Abruf: 09.03.2012
- [Natb] NATIONAL GRID: *Electricity Scenario Illustrator v1-7*. <http://www.talkingnetworkstx.com/electricity1.aspx>, Abruf: 18.12.2011
- [Nate] NATIONAL GRID: *National Electricity Transmission System Performance Report 2010- 2011*. <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Info/performance/>, Abruf: 24.12.2012
- [Natd] NATIONAL GRID: *National Electricity Transmission System Seven Year Statement 2011*. <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/SYS/current/>, Abruf: 21.09.2011
- [Nate] NATIONAL GRID: *Transmission Entry Capacity (TEC) Register*. <http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/0A0F26A6-61CD-4509-9E73-D21FD3321994/50821/TEC19December11.xls>, Abruf: 21.12.2011

- [Natf] NATIONAL GRID: *UK Future Energy Scenarios November 2011.* http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/86C815F5-0EAD-46B5-A580-A0A516562B3E/50819/10312_1_NG_Futureenergyscenarios_WEB1.pdf, Abruf: 31.01.2012
- [Natg] NATIONAL METEOROLOGICAL LIBRARY AND ARCHIVE: *Climate of the United Kingdom.* http://www.metoffice.gov.uk/media/pdf/c/1/No._04_-_Climate_of_the_United_Kingdom.pdf, Abruf: 11.01.2012
- [Offa] OFFICE FOR NATIONAL STATISTICS: *2010 Mid Year Population Estimates.* <http://www.ons.gov.uk/ons/taxonomy/index.html?nscl=Population+Estimates+by+Age+and+Sex>, Abruf: 08.09.2011
- [Offb] OFFICE FOR NATIONAL STATISTICS: *Administrative Geography.* <http://www.ons.gov.uk/ons/guide-method/geography/beginner-s-guide/index.html>, Abruf: 10.10.2011
- [Offc] OFFICE FOR NATIONAL STATISTICS: *Annual Mid-year Population Estimates, 2010.* <http://www.ons.gov.uk/ons/taxonomy/index.html?nscl=Population+Estimates>, Abruf: 22.09.2011
- [Offd] OFFICE FOR NATIONAL STATISTICS: *National Population Projections 2008-based.* <http://www.ons.gov.uk/ons/rel/npp/national-population-projections/2008-based-reference-volume--series-pp2/index.html>, Abruf: 22.09.2011
- [Offe] OFFICE FOR NATIONAL STATISTICS: *The Official Yearbook of the United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland 2002.* <http://www.ons.gov.uk/ons/rel/social-trends-rd/the-official-yearbook-of-the-united-kingdom/the-official-yearbook-of-the-united-kingdom---2002-edition/2002edition.pdf>, Abruf: 12.01.2012
- [Offf] OFFICE FOR NATIONAL STATISTICS: *The Official Yearbook of the United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland 2005.* <http://www.ons.gov.uk/ons/rel/social-trends-rd/the-official-yearbook-of-the-united-kingdom/uk-yearbook/index.html>, Abruf: 21.09.2011

- [Offg] OFFICE FOR NATIONAL STATISTICS: *United Kingdom: Counties and Unitary Authorities 2009*. <http://www.ons.gov.uk/ons/guide-method/geography/beginner-s-guide>, Abruf: 21.09.2011
- [Offh] OFFICE OF FAIR TRADING: *Quantitative techniques in competition analysis*. http://www.oft.gov.uk/shared_oftr/reports/comp_policy/oft266.pdf, Abruf: 23.01.2012
- [Offi] OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS: *Electricity and Gas Supply Market Report December 2011*. http://www.ofgem.gov.uk/Pages/MoreInformation.aspx?file=SMR_Dec_2011.pdf&refer=Markets/RetMkts/rmr/smr, Abruf: 21.01.2012
- [Offj] OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS: *Electricity distribution*. <http://www.ofgem.gov.uk/Networks/ElecDist/Pages/ElecDist.aspx>, Abruf: 24.01.2012
- [Offk] OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS: *IDNOs*. <http://www.ofgem.gov.uk/Networks/ElecDist/Policy/IDNOs/Pages/IDNOs.aspx>, Abruf: 24.01.2012
- [Offl] OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS: *Updated Household energy bills explained*. <http://www.ofgem.gov.uk/Media/FactSheets/Documents1/updatedhouseholdbillsjan11.pdf>, Abruf: 21.01.2012
- [Offm] OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS AND NORTHERN IRELAND AUTHORITY FOR UTILITY REGULATION: *2011 Great Britain and Northern Ireland National Reports to the European Commission*. http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20Reporting%202011/NR_En/C11_NR_UK-EN.pdf, Abruf: 23.01.2012
- [Para] PARLIAMENTARY OFFICE OF SCIENCE AND TECHNOLOGY : *Future Electricity Networks (Postnote)*. <http://www.parliament.uk/briefing-papers/POST-PN-372.pdf>, Abruf: 11.03.2012
- [Parb] PARLIAMENTARY OFFICE OF SCIENCE AND TECHNOLOGY : *UK Electricity Networks*. <http://www.parliament.uk/business/publications/research/briefing-papers/POST-PN-163>, Abruf: 19.01.2012

- [Parc] PARLIAMENTARY OFFICE OF SCIENCE AND TECHNOLOGY : *UK Electricity Networks (Postnote)*. www.parliament.uk/documents/post/pn163.pdf, Abruf: 23.01.2012
- [Pla] PLATTS: *UDI World Electric Power Plants Database*. <http://www.platts.com/Products/worldelectricpowerplantsdatabase/Coal/ALL>, Abruf: 2010
- [Ren] RENEWABLE ENERGY FOUNDATION: *Low Wind Power Output in 2010*. <http://www.ref.org.uk/publications/217-low-wind-power-output-2010>, Abruf: 09.03.2012
- [Süß] SÜSSENBACHER, Wilhelm: *Marktgestaltung unter Berücksichtigung der Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft*, Diss.
- [Sea] SEA GENERATION LTD: *The Homepage*. <http://www.seageneration.co.uk/default.asp>, Abruf: 09.01.2012
- [Sio06] SIOSHANSI, FERIDOON P. AND PFAFFENBERGER, WOLFGANG: *Electricity Market Reform An International Perspective*. Elsevier Limited, 2006
- [Susa] SUSTAINABLE ENERGY AUTHORITY OF IRELAND: *Energie in Irland 1990-2010*. http://www.seai.ie/Publications/Statistics_Publications/EPSSU_Publications/Energy%20In%20Ireland%201990%20-2010%20-%202011%20report.PDF, Abruf: 02.02.2012
- [Susb] SUSTAINABLE ENERGY AUTHORITY OF IRELAND: *Energy Forecasts for Ireland to 2020*. http://www.seai.ie/Publications/Statistics_Publications/Energy_Modelling_Group/Energy_Forecasts_for_Ireland_to_2020-2010_report.pdf, Abruf: 12.11.2011
- [Susc] SUSTAINABLE ENERGY AUTHORITY OF IRELAND: *Energy Targets*. http://www.seai.ie/Publications/Statistics_Publications/Statistics_FAQ/Energy_Targets_FAQ/, Abruf: 11.03.2012
- [Susd] SUSTAINABLE ENERGY AUTHORITY OF IRELAND: *Renewable Energy in Ireland 2010 Update*. http://www.seai.ie/Publications/Statistics_Publications/SEI_Renewable_Energy_2010_Update/RE_in_Ire_2010update.pdf, Abruf: 25.02.2012

- [Sys] SYSTEM OPERATOR FOR NORTHERN IRELAND: *TRANSMISSION SEVEN YEAR STATEMENT 2009/10 - 2015/16*. <http://www.soni.ltd.uk/documents.asp>, Abruf: 11.10.2011
- [Thea] THE CROWN ESTATE: *The Homepage*. <http://www.thecrownestate.co.uk/about-us/>, Abruf: 03.01.2012
- [Theb] THE CROWN ESTATE: *Northern Ireland Offshore Renewable Energy Leasing Design Discussion*. http://www.thecrownestate.co.uk/media/184545/ni_leasing_design_discussion.pdf, Abruf: 02.01.2012
- [Thec] THE CROWN ESTATE: *Pentland Firth and Orkney Waters Round 1 Development Sites*. http://www.thecrownestate.co.uk/media/71435/pfow_development_sites_map.pdf, Abruf: 02.01.2012
- [Thed] THE CROWN ESTATE: *Round 3 Offshore Wind Farm Zones*. http://www.thecrownestate.co.uk/media/158181/round_3_zones.pdf, Abruf: 02.01.2012
- [Thee] THE CROWN ESTATE: *Round One and Two Wind Farm Sites*. http://www.thecrownestate.co.uk/media/158169/round_1_2_windfarm_sites.pdf, Abruf: 02.01.2012
- [Thef] THE CROWN ESTATE: *Wave and tidal energy in the Pentland Firth and Orkney waters: How the projects could be built*. http://www.thecrownestate.co.uk/media/71431/pentland_firth_how_the_projects_could_be_built.pdf, Abruf: 02.01.2012
- [Uni] UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME: *Island Directory Tables*. <http://islands.unep.ch/IBT.htm#749>, Abruf: 03.02.2012
- [Wol] WOLTER, MARTIN AND RENDEL, TORSTEN: *Analyse und Bewertung der Auswirkungen des Anschlusses zusätzlicher Windkraftwerke in Österreich*. http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=2384180, Abruf: 27.02.2012
- [Wor] WORLD NUCLEAR ASSOCIATION: *WNA Reactor Database*. <http://world-nuclear.org/NuclearDatabase/rdResults.aspx?id=27569>, Abruf: 16.12.2011