

Konsultation zu Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012 – Eingangsdaten der Konsultation

Wuppertal, 26.08.11

Sehr geehrte Damen und Herren,

hiermit nehmen die unten genannten Autoren Stellung zu oben genanntem Konsultationsverfahren. Diese besteht aus zwei Teilen, 1. dem Anschreiben mit eher grundsätzlichen Anmerkungen zur Konsultation, zum Papier und den Szenarien und 2. dem Anhang mit konkreten Anmerkungen zu einzelnen Aussagen bzw. Angaben in tabellarischer Form.

Wir begrüßen es ausdrücklich, dass zu diesem strategisch sehr wichtigen Themenkomplex eine Konsultation stattfindet. Gleichwohl halten wir den gewählten Zeitpunkt (Sommerferien) zusammen mit relativ kurzer Laufzeit (gut fünf Wochen) und den fehlenden direkten Zugriff auf die zugrunde gelegten Quellen (z.B. per Link auf der BNetzA-Seite) nicht für geeignet, um – wie angestrebt – eine breite Öffentlichkeit mit einbeziehen zu können.

Die zur Konsultation gestellten Szenarien der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan sollen die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Dieser Vorgabe sind die vorgestellten Szenarien aus unserer Sicht nicht vollständig gerecht geworden. Das ist methodisch bedingt. Es fehlt unter anderem eine hinreichende Auseinandersetzung mit der rechtlich zentralen Vorgabe in § 12a (1) EnWG für die Szenariomentwicklung, insbesondere mit den beiden Schlüsselstellen bzw. -begriffen dort,

- (a) dem Begriff „wahrscheinliche Entwicklung“, und
- (b) hinsichtlich des Kriteriums, „die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung“ abzudecken

Dabei ist zu beachten, dass die von der Bundesregierung an verschiedenen Orten geäußerten Ziele aktuell in sich nicht konsistent sind und zudem, in einem zentralen Punkt, dem Ziel des Ausbaus des Anteils von Erneuerbaren-Strom bis zum Jahr 2020, vom Gesetzgeber (Ergebnis der EEG-Novellierung im Bundesrat vom 8. Juli), überholt worden sind; hierzu gelten also die Ziele des Gesetzgebers, nicht die der Exekutive.

Funktion der Szenarien ist, dass auf der mit ihnen festgelegten Grundlage ein Netzentwicklungsplan entworfen werden soll. Die Szenarien sollen demnach „den künftigen erwarteten Kraftwerkseinsatz“ sowie die erwartete regionalisierte Nachfrage als Randbedingung festlegen, und das in 10- bzw. 20-Jahres-Vorausschau-Frist. Der Netzentwicklungsplan soll dazu aus jenen „Netzoptimierungs, Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen“ bestehen, die prospektiv Kraftwerkseinsatz und Stromnachfragestruktur zur Deckung bringen. Mit dem Netzentwicklungsplan, wiewohl revolvierend zur Korrektur vorgesehen, ist (zu Recht) ein Optimierungsanspruch verbunden.

Diese Zielsetzung ist zwar ausdrücklich zu unterstützen, bedarf aber u.E. zu ihrer Erfüllung einen längeren Betrachtungshorizont. Die Festlegung der Rahmenbedingungen, der

Szenarien, auf einen 10 bis 20 Jahreszeitraum statt über 40 bis 50 Jahre, dem Zeitpunkt, da der strukturelle Wandel zu einer Kohlenstofffreien Elektrizitätsversorgung (Eurelectric-Selbstverpflichtung vom 18. März 2009) im wesentlichen abgeschlossen sein soll, führt dann sehr wahrscheinlich im netzplanerischen Sinne zu suboptimalen Lösungen. Da sich die Netzinfrastruktur nur sehr langsam an neue Herausforderungen und Bedürfnisse anpassen kann, wird dies eher vermieden werden, wenn im Rahmen der Netzentwicklungsplanung die Konsistenz mit einem wahrscheinlichen Szenariorahmen für den Zeitraum bis 2050 als Randbedingung im Blick behalten wird.

Die Vorgaben in § 12 a EnWG schließen das nicht aus. Die Bundesnetzagentur sollte aus diesem Grunde darauf bestehen, dass alle vorgelegten Szenarien bis zum Jahre 2050 konsistent ausgelegt werden, was auch deswegen gut möglich ist, weil für diesen Zeithorizont die Ziele der Politik (z.B. durch das Energiekonzept der Bundesregierung) in besonderer Weise explizit gemacht worden sind. Nur so erhöht sich die Wahrscheinlichkeit, dass die Netzentwicklungsplanung nicht bei einer Strukturvorgabe landet, welche sich in der Perspektive hin zur längerfristigen Gleichgewichtsstruktur als ein Suboptimum erweist. Anders gesagt: Nur so lassen sich die langfristigen energiepolitischen Vorgaben mit optimalen Netzlösungen vereinbaren.

In dem zur Konsultation gestellten „Szenariorahmen“ wird weder ein Hinweis auf den angestrebten Detaillierungsgrad der regionalen Auflösung noch darauf, wie ein solcher erreicht werden soll, gegeben. Dies ist problematisch und von zentraler Bedeutung, denn der Detaillierungsgrad der regionalen Auflösung wird die Ergebnisse des vorzulegenden Netzplanes in großen Teilen bestimmen. Er kann aber nicht im Rahmen der Konsultation kommentiert werden, weil dazu die Angaben fehlen. Aus der Bezugnahme auf die Quelle [3] kann geschlussfolgert werden, dass eine bundesländerscharfe Auflösung der erwarteten Erzeugungs- und Lastgrößen angestrebt werden soll. Ein Ansatz von solch geringer regionaler Auflösung greift aus unserer Sicht zu kurz, weil er netzplanerische Analysen in der erforderlichen Konkretion nicht zulässt.

Ferner wird nicht näher erläutert wie die Marktmodellierung gestaltet wird, ob und inwiefern ggf. neue Elemente des sich wandelnden Marktdesigns berücksichtigt werden. Ohne eine Kenntnis der Marktmodellierung, ihrer Grenzen und Ergebnisse, bleibt eine Konsultation unvollständig

Im Folgenden wird zu dem vorgestellten Szenariorahmen zusätzlich im Detail Stellung bezogen.

Mit freundlichen Grüßen

Frank Merten, Dr. Jochen Luhmann, Arjuna Nebel, Sascha Samadi
Forschungsgruppe 1 – Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH

	Zitat aus dem Szenariorahmen	Kommentar
S. 2	Im Gegensatz zu energiewirtschaftlichen Szenarien zur Bestimmung von z. B. CO ₂ -Emissionen sind für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs auch alle installierten Erzeugungsleistungen regional zuzuordnen.	Für die „Ermittlung des Netzausbaubedarfs“ sind nicht allein „alle installierten Erzeugungsleistungen regional zuzuordnen“, sondern auch die Abnahmeleistungen. Es wird im Szenariorahmen (SR) nicht angegeben, inwieweit und nach welchem Konzept diese Aufgabe bewältigt werden soll.
	Nach bisherigen Erkenntnissen und Einschätzungen ist zu erwarten, dass die stärkere Dezentralisierung fluktuierender Erzeugungseinheiten keinen signifikanten Einfluss auf die Trends beim zusätzlichen Transportbedarf in den Höchstspannungsnetzen in der kommenden Dekade hat.	Dieser pauschalierenden Behauptung eines fachlichen Konsenses können wir nicht ohne weiteres zustimmen . Entscheidungsrelevant wird eine solche, strategisch wichtige Feststellung erst dann, wenn sie begrifflich und quantitativ präzisiert ist. Der Vergleichsfall, relativ zu dem eine „stärkere Dezentralisierung“ gedacht ist, müsste hinsichtlich der Art der Erzeugungsanlagen, der Quantitäten und ihrer regionalen Verortung der verglichenen Fälle zunächst konkretisiert werden. Es ist vermutlich nicht die Aussage gemeint, dass z.B. deutlich mehr Onshore-Windenergie im Süden gegenüber ganz überwiegender Konzentration auf Offshore nichts Signifikantes am Transportbedarf in den Höchstspannungsnetzen ändere. Es fehlt hier zudem eine Berücksichtigung von dezentralen Ausgleichsmöglichkeiten wie Lastmanagement bzw. allg. so genannten „Smart Grid“-Strategien .
S. 3	Der hier vorgestellte Szenariorahmen basiert im Wesentlichen auf den hier gewonnenen Ergebnissen [3].	Der hier vorgestellte Szenariorahmen basiert wesentlich auch auf anderen als den in [3] mitgeteilten Ergebnissen. Die in [3] mitgeteilten Ergebnisse wurden für einen Anhalt für die regionale Erzeugungsstruktur aus Erneuerbaren Energien (EE) sowie deren Leistungskennzahlen für das Szenario C verwendet, aber nicht für die anderen beiden Szenarien A und B. Sie geben darüber hinaus lediglich einen Anhalt für die Planungen mit Zeithorizont bis 2020, nicht bis 2022 oder 2032 und spielen lediglich für das Szenario C eine Rolle. Folglich bleibt (methodisch) ungeklärt, woher für die Szenarien A und B (incl. dem für 2032) der erforderliche Anhalt für die regionale EE-Erzeugungsstruktur gewonnen werden soll.
	Die in diesem Papier veröffentlichten Zielwerte für das Jahr 2020 werden in gleicher Weise für das Jahr 2022 genutzt.	Mit dieser Maxime werden die Szenario-Angaben für das Jahr 2020 (2030) als Angaben für 2022 (2032) angenommen. Damit wird, in einem sehr dynamischen Umfeld, ein erwarteter Ausbau von 2 Jahren unberücksichtigt gelassen. Konsistenter wäre zumindest eine Interpolation (sofern möglich) bzw. eine Extrapolation um diese zwei Jahre.

	Zitat aus dem Szenariorahmen	Kommentar
	<p>Beim Szenario A werden die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung umgesetzt bei einem moderaten Anstieg der Stromerzeugung aus Steinkohle im konventionellen Bereich. Szenario B setzt auf diesem Szenario A auf, ist aber von einem höheren Anteil an erneuerbaren Energie gekennzeichnet und geht auch von zusätzlichen Stromerzeugungskapazitäten aus Gaskraftwerken aus [...]</p>	<p>Die ÜNB unterstellen hiermit implizit, aber ohne Quellenangabe, dass „die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung“ klar und eindeutig seien, insbesondere für das hier zu betrachtende Zieljahr 2020 bzw. 2022. Eine solche Klarheit und Eindeutigkeit ist aber nicht gegeben. Zunächst ist darauf hinzuweisen, dass nach § 12 (1) EnWG die „mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung“ handlungsleitend zu sein haben und nicht Äußerungen bezogen auf das Jahr 2020. Zudem bestehen für das Jahr 2020 unterschiedliche Zielformulierungen hinsichtlich des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch, a) im Kabinettsbeschluss vom 6.6.2011 (35%), b) im NREAP vom Sommer 2010 an die EU (38,6%) und c) im Beschluss der Legislative (EEG-Novelle) vom 8.7.2011 („35 bis 40%“). Wir gehen davon aus, dass der Beschluss der Legislative, nicht der der Bundesregierung, wie auch immer der bestimmt wird, im Szenariorahmen leitend zu sein hat.</p>
	<p>Szenario B setzt auf diesem Szenario A auf, ist aber von einem höheren Anteil an erneuerbaren Energie gekennzeichnet und geht auch von zusätzlichen Stromerzeugungskapazitäten aus Gaskraftwerken aus, um sowohl die nötige Flexibilität im elektrischen System zu wahren als auch die Energieversorgungssicherheit durch einen diversifizierten Energiemix zu stärken.</p>	<p>Die vorgenommene Festsetzung von fossilen Kraftwerkskapazitäten ist nicht nachvollziehbar und daher aus unserer Sicht zu überarbeiten. Aus Konsistenzgründen ist bei Verwendung der BMU-Leitstudie 2010, sowohl deren regenerativer als auch deren fossiler Kraftwerkspark zu verwenden.</p>
	<p>Szenario C zeichnet sich hingegen durch einen besonders hohen Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien aus [...] In diesem Szenario wird kein wesentlicher konventioneller Kraftwerkszubau in Deutschland bis 2022 erwartet.</p>	<p>Szenario C ist in diesem Sinne nicht konsistent und realistisch konzipiert. Die Festlegung des fossilen Kraftwerksparks muss auf Grundlage von Kraftwerkseinsatz- und Investitionsmodellen getroffen werden. Eine willkürliche Festlegung auf den Bestand an konventionellen Kraftwerken und Bauplanungen verfehlt die Vorgabe, mit den Szenarien wahrscheinliche Entwicklungen abzubilden. Mit diesem Grundsatz wird zusätzlich gegen die Ziele der Bundesregierung verstoßen. Die Bundesregierung sieht, ergänzend hierzu, „bis 2020 einen Zubau von weiteren 10 GW an gesicherter Kraftwerksleistung“ vor. Nach dem derzeitigen Stand der Dinge kann diese weit überwiegend nur in einem Neubau von „konventionellen Kraftwerken“ bestehen.</p>

	Zitat aus dem Szenariorahmen	Kommentar
	(von S. 5) In Szenario C werden nur konventionelle Kraftwerke berücksichtigt, die bereits im Jahr 2011 in Betrieb oder im Bau sind.	Bei einem besonders hohen bzw. schnellen EE-Ausbau sind aus systemtechnischen Gründen deutlich höhere Kapazitäten an flexiblen (Gas-)Kraftwerken erforderlich. Diesem Umstand wird das Szenario C mit lediglich einem Plus von 1,2 GW ggü. dem Jahr 2010 bei Erdgaskraftwerken nicht gerecht werden können. Es bleibt unverständlich, warum dagegen im Szenario B mit geringerem EE-Zubau ein Zubau von 15 GW bei Gas kraftwerken bis 2020 und danach keine weitere Änderung unterstellt wird.
	Für die Entwicklung von Speichern wurde angenommen, dass alle derzeit in Planung befindlichen Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland realisiert werden können. Darüber hinaus wurden keine weiteren Speichermöglichkeiten in Deutschland angenommen.	Der Satz „Darüber hinaus wurden keine weiteren Speichermöglichkeiten in Deutschland angenommen“ ist eine Aussage, für die kein Grund angeführt wird. Sie ist in einem Zeithorizont bis 2032 u.E. auch nicht begründbar. Sie gehört revidiert. Sie ist zu überführen in eine Annahme hinsichtlich des Ausbaus von Speichermöglichkeiten, die dem Kriterium „wahrscheinlich“ (so in § 12a (1) EnWG vorgegeben) entspricht. Neben großtechnischen Speichermöglichkeiten wie Pumpspeicher oder Druckluftspeicher müssen auch Betriebsstrategien oder Technologien, welche eine solche Speicherfunktion ausüben können, betrachtet werden. Dazu gehören unter anderem Lastmanagementkonzepte. Diese sind ebenso wie Großspeicher in einer Marktsimulation und Kraftwerkseinsatzplanung als einzelne Elemente aufzuführen und mit einem dynamischen Verhalten zu simulieren. Zudem werden andere große Speichertechniken wie Wasserstoffspeicher und die Nutzung des bestehenden Gasnetzes (via Elektrolyse) ignoriert, obwohl zu letzterem bereits kommerzielle Nutzer in den Startlöchern stehen.
S. 4	Die Zuordnung der europäischen und deutschen Szenarien wird nach folgender Tabelle 2 vorgenommen.	Das Szenario B für das Jahr 2032 verwendet ein anderes Szenario für das europäische Ausland als Szenario B für das Jahr 2022. Das ist nicht konsistent und daher zu revidieren.
	Tabelle 2: „EU 202020“	Das ENTSO-E-Szenario heißt „EU 2020“, nicht „EU 202020“.
	Tabelle 2: „Rückgang der Leistung von Kohle- und Erdgaskraftwerken“	Zumindest missverständlich: Die Leistung von Gaskraftwerken steigt zwischen 2011 und 2020 auch im Szenario EU 2020. Die Leistung aller Gas- und Kohlekraftwerke zusammen bleibt im EU 2020 Szenario für das gesamte ENTSO-E Gebiet konstant. Ebenso gilt das für das Jahr 2022, wenn extrapoliert werden würde.
	Tabelle 2	Es fehlt eine Auskunft darüber, auf welcher Grundlage/unter welchen Annahmen das Szenario „EU 2020“ für das Szenario B bis 2032 fortgeschrieben wird – Szenario EU

	Zitat aus dem Szenariorahmen	Kommentar
		2020 wurde schließlich nur bis zum Jahr 2020 erstellt bzw. dokumentiert. Auch fehlt eine Begründung, weshalb diese Entwicklung dem vom Gesetzgeber vorgegebenen Kriterium entsprechen sollte. Stellt man dieses in Rechnung, dann erscheint es eher angemessen (,wahrscheinlich'), für Szenario B (für den Zeitraum bis 2032) auf Szenario B der ENTSO-E-Studie zurückzugreifen, um konsistent zu bleiben und weil dann immerhin nur ab 2025 fortgeschrieben werden muss.
S. 5	Eine Zunahme der Höchstlast wird nicht prognostiziert. Es wird angenommen, dass der maximale Leistungsbedarf bis 2022 mit dem Stromverbrauch linear korreliert. Für die darauf folgenden 10 Jahre gehen die ÜNB aufgrund der möglichen Entwicklung der Elektromobilität und Elektrowärme von einem erhöhten Energiebedarf ohne Steigerung der Höchstlast aus.	Die Berücksichtigung der Lastverschiebungspotentiale dieser Technologien muss innerhalb einer Kraftwerkseinsatz- oder Marktsimulation geschehen. Es ist nach unserem Ermessen nicht zulässig die Höchstlast pauschal herabzusetzen ohne den Kraftwerks-, Speicher- und Lastmanagement Einsatz innerhalb einer Simulation gemeinsam zu bestimmen.
	Für die darauf folgenden 10 Jahre gehen die ÜNB aufgrund der möglichen Entwicklung der Elektromobilität und Elektrowärme von einem erhöhten Energiebedarf (...) aus.	Diese Annahme scheint nicht konsistent zu sein mit den Zielen der Bundesregierung im Energiekonzept von 2010 (Ziele dort: Reduktion des Stromnachfrage um 10% bis 2020, d.i. nach Ausweis der „Energieszenarien 2011“ im Auftrag des BMWi auf 474 TWh) und um 25% bis 2050 je gegenüber 2008).
	Ogleich im Jahre 2022 noch drei Kernkraftwerke eine Betriebserlaubnis haben werden, wird in allen Szenarien davon ausgegangen, dass diese nicht mehr in Betrieb sind. Diese Prämisse ist angemessen, da die Netzentwicklungsplanung über das Jahr 2022 hinausschauen muss.	Es ist nicht ersichtlich, dass der angegebene Grund die unwahrscheinliche bis kontrafaktische Annahme rechtfertigt. Wahrscheinlich ist vielmehr, dass bestehende Rechte bis zur Neige ausgeschöpft werden. Also ist davon auszugehen, dass die drei KKW Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 bis zum 31. Dezember 2022 im Betrieb sein werden. Erst in einem Netzentwicklungsplan 2014, welcher ein Szenario bis 2024 entwickelt werden für das Jahr 2024 keine KKW mehr am Netz sein. Für die Schau über das Jahr 2022 dient zudem das Szenario B, so dass es auch allein aus diesem Grund nicht angemessen erscheint, die KKW-Leistung für 2022 in allen Szenarien auf Null zu setzen.
	Für die Betriebsdauer konventioneller	Die technische Lebensdauer konventioneller Kraftwerke ist über unterschiedliche

	Zitat aus dem Szenariorahmen	Kommentar
	Kraftwerke werden 50 Jahre angenommen.	Technologien inhomogen. Nach unserer Einschätzung sollte diese Annahme revidiert werden und durch eine jeweils technologiespezifische Lebensdauer ersetzt werden. Die Betriebsdauer ergibt sich zudem unter einem Regime mit Einspeisevorrang von Strom aus erneuerbaren Quellen als Resultante, sie ist nicht als Input vorzugeben (anders bei der maximalen technischen Lebensdauer). Die Betriebsdauer sollte aber in keinem Fall länger als die übliche technische Lebensdauer angenommen werden.
	In Szenario C werden nur konventionelle Kraftwerke berücksichtigt, die bereits im Jahr 2011 in Betrieb oder im Bau sind.	A: vgl. Aufnahme dieses Punktes unter Kommentar zu S. 3; B: Das ist eine Formel, deren quantitative Füllung noch einiges an Annahmen bedarf. Hierzu zwei Hinweise: (i) nach Auffassung der Bundesregierung handelt es sich bei der noch nicht im Bau aber bis 2020 realisierten gesicherten „Leistung von rund 10 GW“; (ii) im Umkehrschluss folgt daraus, dass Datteln nicht in die Kalkulation einbezogen worden ist.
S.6	In Szenario C ist die Höchstlastdeckung durch Kraftwerke in Deutschland alleine nicht gewährleistet.	Umso unverständlicher, warum die Annahme in Szenario C aufrechterhalten wird, dass keine wesentliche zusätzliche konventionelle (Gas-)Kraftwerkskapazität in diesem Szenario zugebaut wird. Selbst wenn der hohe angenommene Ausbau der Erneuerbaren dies unter jetzigen marktlichen Rahmenbedingungen möglicherweise nicht rentabel zulassen würde, ist anzunehmen, dass es wahrscheinlich zu Anpassungen der Rahmenbedingungen kommen würde (z. B. Kapazitätsmarkt/-prämie). Gleichzeitig bekräftigt die Bundesregierung in ihrem Eckpunktepapier Kapitel 6.6 vom 6. Juni 2011 die Nettoautarkie in der deutschen Stromversorgung. Es ist zu prüfen, inwiefern auch unter dieser Bedingung ein „wahrscheinliches“ Szenario aussehen kann.
	Tabelle 4	Im Ergebnis schlagen die ÜNB vor, innerhalb eines Szenarientrichters (vgl. Folie 12 in dena-Präsentation in [3]) das mittlere (B) für wahrscheinlich zu halten. Der Anteil der EE an der Deckung des Stromverbrauchs liegt, bei Verwendung der Volllaststunden aus [3] bzw. der BMU-Leitstudie 2010, in Szenario B aber nicht symmetrisch zwischen A und C, sondern asymmetrisch nahe an A. Szenario A führt zu einem Anteil von etwa 43%, Szenario B von 48% und Szenario C von 60%. Diese Asymmetrie hat ihren Ursprung in der Annahme unterschiedlicher Stromnachfragen. Diese Annahme ist u.E. nach zu revidieren und durch eine konstante Stromnachfragen über alle Szenarien hinweg zu

	Zitat aus dem Szenariorahmen	Kommentar
		ersetzen.
	Tabelle 4 Energiebedarf netto	<p>„Energiebedarf netto“ ist in dem hier gegebenen Zusammenhang des Elektrizitätssystems kein passender Begriff und daher irreführend. Vermutlich ist hiermit der Nettostromverbrauch gemeint, wie eingangs 3.2 erläutert wird.</p> <p>Gleichwohl fehlt es an Begründungen für die getroffenen Annahmen bezüglich der (unterschiedlichen) Entwicklung des ‚Energiebedarfs‘ bzw. Nettostromverbrauchs.</p> <p>Wir empfehlen die Stromnachfrage über alle Szenarien gleich anzunehmen und zu jedem Szenario ggf. Variationen sowohl nach oben als auch nach unten vorzunehmen und auszuweisen. Dabei sind wahrscheinliche Entwicklungen für die Stromnachfrage zu bestimmen. Ein Anhaltspunkt dafür können die Zielformulierungen der Bundesregierung sein.</p>

Die drei Szenarien sind nach unserem Erachten gemäß den in den Anmerkungen gemachten Hinweisen, Kriterien und Methoden zu korrigieren oder ggf. neu zu erstellen.

Der Name und die Organisation sind zur Veröffentlichung freigegeben.

Kontaktdaten:

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH

Döppersberg 19

42103 Wuppertal

Ansprechpartner:

Frank Merten

Tel: +49 (0)202 2492-126

frank.merten@wupperinst.org

Dr. Hans-Jochen Luhmann

Tel: +49 (0)202 2492-133

jochen.luhmann@wupperinst.org

Arjuna Nebel

Tel: +49 (0)202 2492-161

arjuna.nebel@wupperinst.org

Sascha Samadi

Tel: +49 (0)202 2492-107

sascha.samadi@wupperinst.org