

TEXTE

97/2025

# Ermittlung von Emissionsfaktoren und Emissionen in 2020 und 2030 für nicht genehmigungsbedürftige Öl- und Gasfeuerungen im Geltungsbereich der EU- Richtlinie über mittelgroße Feuerungsanlagen

Endbericht

von:

Christian Tebert, Robin Memelink

Ökopol Institut für Ökologie und Politik GmbH, Hamburg

Herausgeber:

Umweltbundesamt



TEXTE 97/2025

Ressortforschungsplan des Bundesministerium für  
Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl 3720 53 302 0  
FB001638

# **Ermittlung von Emissionsfaktoren und Emissionen in 2020 und 2030 für nicht genehmigungsbedürftige Öl- und Gasfeuerungen im Geltungsbereich der EU- Richtlinie über mittelgroße Feuerungsanlagen**

Endbericht

von

Christian Tebert, Robin Memelink  
Ökopol Institut für Ökologie und Politik GmbH, Hamburg

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

## Impressum

### Herausgeber

Umweltbundesamt  
Wörlitzer Platz 1  
06844 Dessau-Roßlau  
Tel: +49 340-2103-0  
Fax: +49 340-2103-2285  
[buergerservice@uba.de](mailto:buergerservice@uba.de)  
Internet: [www.umweltbundesamt.de](http://www.umweltbundesamt.de)

### Durchführung der Studie:

Ökopol Institut für Ökologie und Politik GmbH  
Nernstweg 32-34  
22765 Hamburg  
In Kooperation mit Mattersteig & Co. Ingenieurgesellschaft  
für Verfahrenstechnik und Umweltschutz mbH, Markranstädt

### Abschlussdatum:

November 2023

### Redaktion:

Fachgebiet III 2.1 Übergreifende Angelegenheiten, Chemische Industrie,  
Feuerungsanlagen  
Anja Nowack

DOI:

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-7616>

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, August 2025

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

## **Ermittlung von Emissionsfaktoren für nicht genehmigungsbedürftige Öl- und Gasfeuerungen im Geltungsbereich der EU-Richtlinie über mittelgroße Feuerungsanlagen**

Der vorliegende Bericht zeigt die Ergebnisse eines Forschungsprojektes, in dem 100 Messungen an mittelgroßen Feuerungsanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung durchgeführt wurden. Dabei wurden Emissionen von Stickstoffoxiden, Kohlenmonoxid, Staub, Gesamtkohlenstoff, Methan, NMVOC und (bei Ölfeuerung) der Rußzahl bei 28 Heizöl- und 72 Erdgasfeuerungen gemessen. Mittelwerte und Maxima der gemessenen Parameter wurden dokumentiert und Korrelationen der Parameter untereinander analysiert.

Aus den Messergebnissen und weiteren Messdaten wurden Emissionsfaktoren gebildet und Emissionen von Stickstoffoxiden, Kohlenmonoxid, Methan, NMVOC sowie Staub für Deutschland im Jahr 2020 berechnet und für das Jahr 2030 in zwei Szenarien abgeschätzt. Die Emissionen für Stickstoffoxide aus Erdgasfeuerungen (98 % der Gesamtemissionen) lagen im Jahr 2020 bei rund 8.700 Tonnen. Für das Jahr 2030 ist eine Senkung auf rund 6.500 Tonnen zu erwarten (-25 %). Würde für Erdgasfeuerungen ein Grenzwert wie in den Niederlanden festgelegt, würden die Stickstoffoxid-Emissionen auf rund 3.900 Tonnen im Jahr 2030 sinken (-55 %). Für 2020 ergaben sich aus den Anlagen weniger als 12 Tonnen Staubemissionen (12 Tonnen in 2030), weniger als 104 Tonnen Methan-Emissionen (93 Tonnen in 2030), rund 1.500 Tonnen Kohlenmonoxid-Emissionen (1.300 Tonnen in 2030) und keine NMVOC-Emissionen.

Weiterhin wurden beste verfügbare Techniken zur Emissionsminderung dokumentiert. Als Grundlage dienten Literaturrecherchen sowie Interviews und ein Workshop mit Herstellern, dem Verband der Hersteller sowie Behörden. Zusätzlich dokumentiert der Bericht regulative Vorgaben für mittelgroße Feuerungsanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung in sechs europäischen Ländern (Flandern/Belgien, Dänemark, Deutschland, Niederlande, Österreich und der Schweiz).

## **Determination Of Emission Factors For Oil And Gas Combustion Plants Not Requiring A Permit And Under The Scope Of The EU Directive On Medium Combustion Plants**

This report documents the results of a research project that included 100 measurements of emissions from medium-sized combustion plants with a nominal heat output of 1 MW to less than 10 MW. Emissions of nitrogen oxides, carbon monoxide, dust, total carbon, methane, NMVOC and the smoke number (in the case of oil combustion) were measured at 28 fuel oil and 72 natural gas plants. Mean values and maxima of the measured parameters were documented, and correlations of the parameters were analysed.

Emission factors were calculated based on the measurement results and other measurement data for emissions of nitrogen oxides, carbon monoxide, methane, NMVOC and dust. Total emissions were calculated for Germany in 2020 and projected for 2030 in two scenarios. The emissions for nitrogen oxides from natural gas plants (98 % of total) resulted for 2020 in around 8700 tonnes. A reduction to about 6,500 tonnes is expected for 2030 (-25 %). If a limit value were set as introduced in the Netherlands, nitrogen oxides emissions would fall to about 3900 tonnes in 2030 (-55 %). Additionally, emission calculations for 2020 were less than 12 tonnes of dust (12 tonnes in 2030), less than 103 tonnes of methane (92 tonnes in 2030), and about 1500 tonnes of carbon monoxide (1300 tonnes in 2030). NMVOC emissions were calculated with zero.

Furthermore, best available techniques for the emission reduction were documented. The information was based on literature research as well as interviews and a workshop with manufacturers, the association of manufacturers and authorities. In addition, the report documents regulatory requirements for medium-sized combustion plants with a rated thermal input of 1 MW to less than 10 MW in six European countries (Austria, Flanders/Belgium, Denmark, Germany, The Netherlands, and Switzerland).

## Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	11
Tabellenverzeichnis.....	16
Abkürzungsverzeichnis.....	22
Zusammenfassung.....	25
Summary .....	37
1 Hintergrund und Zielstellung des Projektes.....	49
2 Emissionen mittelgroßer Heizöl- und Erdgasfeuerungen mit 1 MW bis unter 10 MW in den Jahren 2020 und 2030 .....	50
2.1 Berechnungsgrundlagen .....	50
2.2 Anlagenbestand .....	51
2.3 Nennwärmeleistung des Anlagenbestands .....	53
2.4 Energieverbrauch Heizöl und Erdgas in Anlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung im Jahr 2020 .....	53
2.5 Energieverbrauch Heizöl und Erdgas in Anlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung im Jahr 2030 .....	55
2.6 Emissionsfaktoren bestehender Heizöl- und Erdgasanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung in 2020.....	56
2.7 Emissionsfaktoren bestehender Heizöl- und Erdgasanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung in 2030 in Deutschland.....	58
2.8 Emissionsfaktoren neuer Heizöl- und Erdgasanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung in Deutschland.....	60
2.9 Emissionsfaktoren von Erdgasfeuerungsanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung in Deutschland im Jahr 2030 bei Festsetzung eines NOx-Grenzwertes von 100 mg/Nm <sup>3</sup> .....	62
2.10 Emissionen aus Heizöl- und Erdgasanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung in Deutschland im Jahr 2020 .....	63
2.11 Emissionen aus Heizöl- und Erdgasanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung in Deutschland im Jahr 2030 .....	64
2.12 Entwicklung der Emissionen aus Erdgasanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW in Deutschland zwischen 2020 und 2030.....	66
3 Emissionsmessungen an mittelgroßen Heizöl- und Erdgasfeuerungen mit 1 bis unter 10 MW in Deutschland.....	68
3.1 Anlagenauswahl .....	68
3.1.1 Behördenkontakte .....	68
3.1.2 Betreiberkontakte.....	69
3.1.2.1 Wohnungswirtschaft.....	69

3.1.2.2	Contracting-Firmen .....	69
3.1.2.3	Industriebetriebe .....	70
3.1.3	Zur Messung ausgewählte Anlagen .....	71
3.2	Emissionsminderungstechniken der gemessenen Anlagen .....	74
3.2.1	Übersicht .....	74
3.2.2	Techniken zur Minderung von Stickstoffoxiden .....	75
3.2.3	Techniken zur Minderung von Schwefeldioxyden .....	75
3.2.4	Techniken für einen besseren Ausbrand bzw. zur Erhöhung der Energieeffizienz .....	76
3.3	Messungen .....	76
3.3.1	Betreiberfragebogen und Messprotokoll .....	76
3.3.2	Messdauer und Umweltbedingungen .....	76
3.3.3	Gemessene Parameter und zur Messung verwendete Normen und Richtlinien .....	77
3.3.4	Anforderungen an die Strömungsbedingungen in der Messebene .....	78
3.3.5	Messunsicherheit .....	79
3.3.6	Messherausforderungen .....	79
3.4	Messergebnisse - Mittelwert aus drei Messungen .....	79
3.4.1	Stickstoffoxide .....	79
3.4.2	Staub .....	84
3.4.3	Rußzahl .....	88
3.4.4	Kohlenmonoxid .....	88
3.4.5	Gesamtkohlenstoff .....	91
3.4.6	Methan .....	94
3.4.7	NMVOC .....	97
3.5	Messergebnisse – Maxima im Vergleich mit geltenden Grenzwerten .....	101
3.5.1	Stickstoffoxide-Maxima zuzüglich Messunsicherheit .....	101
3.5.2	Staub-Maxima zuzüglich Messunsicherheit .....	103
3.5.3	Rußzahl-Maxima .....	104
3.5.4	Kohlenmonoxid-Maxima zuzüglich Messunsicherheit .....	106
3.5.5	Gesamtkohlenstoff-Maxima zuzüglich Messunsicherheit .....	109
3.5.6	Methan-Maxima zuzüglich Messunsicherheit .....	112
3.6	Messergebnisse - Korrelationen .....	115
3.6.1	Übersicht .....	115
3.6.2	Gesamtkohlenstoff und Methan .....	116
3.6.3	Gesamtkohlenstoff und Kohlenmonoxid .....	119
3.6.4	Kohlenmonoxid und Methan .....	122

3.6.5	Rußzahl und Kohlenmonoxid .....	125
3.6.6	Rußzahl und Staub .....	126
3.6.7	Staub und Kohlenmonoxid.....	127
3.6.8	Stickstoffoxide und Kohlenmonoxid .....	130
4	Beste verfügbare Techniken der Emissionsminderung für Öl- und Gasfeuerungen mit 1 - < 10 MW .....	135
4.1	Übersicht .....	135
4.2	Abgaswärmenutzung .....	136
4.2.1	Beschreibung der Technik.....	136
4.2.2	Erzielter Umweltnutzen .....	136
4.2.3	Anwendungsbeschränkungen.....	136
4.2.4	Medienübergreifende (Cross media-) Effekte .....	137
4.2.5	Kosten .....	138
4.3	Lambda-/Sauerstoff-Regelung .....	138
4.3.1	Beschreibung der Technik.....	138
4.3.2	Erzielter Umweltnutzen .....	138
4.3.3	Anwendungsbeschränkungen.....	139
4.3.4	Medienübergreifende (Cross media-) Effekte .....	139
4.3.5	Kosten .....	139
4.4	Schwefelarme und stickstoffarme Brennstoffe .....	139
4.4.1	Beschreibung der Technik.....	139
4.4.2	Erzielter Umweltnutzen .....	140
4.4.3	Anwendungsbeschränkungen.....	140
4.4.4	Medienübergreifende (Cross media-) Effekte .....	140
4.4.5	Kosten .....	140
4.5	Abgasrückführung .....	140
4.5.1	Beschreibung der Technik.....	140
4.5.2	Erzielter Umweltnutzen .....	140
4.5.3	Anwendungsbeschränkungen.....	140
4.5.4	Medienübergreifende (Cross media-) Effekte .....	141
4.5.5	Kosten .....	141
4.6	Low NOx-Brenner .....	141
4.6.1	Beschreibung der Technik.....	141
4.6.2	Erzielter Umweltnutzen .....	141
4.6.3	Anwendungsbeschränkungen.....	142



4.6.4	Medienübergreifende (Cross media-) Effekte .....	142
4.6.5	Kosten .....	142
4.7	Nicht-katalytische Reduktion (SNCR) .....	142
4.7.1	Beschreibung der Technik.....	142
4.7.2	Erzielter Umweltnutzen .....	142
4.7.3	Anwendungsbeschränkungen.....	143
4.7.4	Medienübergreifende (Cross media-) Effekte .....	143
4.7.5	Kosten .....	144
4.8	Selektive katalytische Reduktion (SCR) .....	144
4.8.1	Beschreibung der Technik.....	144
4.8.2	Erzielter Umweltnutzen .....	144
4.8.3	Anwendungsbeschränkungen.....	144
4.8.4	Medienübergreifende (Cross media-) Effekte .....	144
4.8.5	Kosten .....	145
5	Vergleich der Anforderungen an Heizöl- und Erdgasfeuerungen mit 1 - < 10 MW in ausgewählten europäischen Ländern .....	146
5.1	Übersicht der ausgewählten europäischen Länder .....	146
5.2	Dänemark.....	148
5.2.1	Grenzwerte .....	148
5.2.2	Messungen.....	149
5.2.3	Messunsicherheit.....	149
5.2.4	Eingesetzte Techniken und Messwerte .....	149
5.3	Deutschland .....	149
5.3.1	Grenzwerte .....	149
5.3.2	Messungen.....	150
5.3.3	Messunsicherheit.....	150
5.3.4	Eingesetzte Techniken und Messwerte .....	150
5.4	Flandern (Belgien) .....	151
5.4.1	Grenzwerte .....	151
5.4.2	Messungen.....	153
5.4.3	Messunsicherheit.....	154
5.4.4	Eingesetzte Techniken und Messwerte .....	154
5.5	Niederlande.....	154
5.5.1	Grenzwerte .....	154
5.5.2	Messungen.....	154

5.5.3	Messunsicherheit.....	155
5.5.4	Eingesetzte Techniken und Messwerte .....	155
5.6	Österreich.....	159
5.6.1	Grenzwerte .....	160
5.6.2	Messungen.....	160
5.6.3	Messunsicherheit.....	161
5.6.4	Eingesetzte Techniken und Messwerte .....	161
5.7	Schweiz.....	161
5.7.1	Grenzwerte .....	162
5.7.2	Messungen.....	162
5.7.3	Messunsicherheit.....	162
5.7.1	Eingesetzte Techniken und Messwerte .....	162
6	Quellenverzeichnis .....	163
A	Anlagenliste (anonymisiert) .....	167
B	Betreiber-Fragebogen .....	171
C	Messprotokoll (Beispiel).....	172
D	Messergebnisse (normiert, auf 3 % O <sub>2</sub> bezogen) als arithmetische Mittelwerte aus drei Messungen .....	175
E	Messergebnisse (normiert, auf 3 % O <sub>2</sub> bezogen) als Maxima ohne und mit Zuschlag der Messunsicherheit .....	182
F	Messwerte, die in die Ermittlung von Emissionsfaktoren eingeflossen sind .....	189
G	Vergleich der NO <sub>x</sub> Messwerte über die Jahreszeiten .....	196
H	NO <sub>x</sub> -Einzelmesswerte und Lastzustand während der Messung.....	201
I	Anlagen mit weniger als 300 Betriebsstunden pro Jahr .....	207
J	Herstellerinformationen zu erreichbaren NO <sub>x</sub> -Emissionen in Abhängigkeit von der Verbrennungstechnik .....	209

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Stickstoffoxide-Messwerte – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten).....	27
Abbildung 2:	Stickstoffoxide-Messwerte – Erdgas-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten).....	28
Abbildung 3:	Kohlenmonoxid-Messwerte – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten).....	29
Abbildung 4:	Kohlenmonoxid Messwerte – Erdgas-Feuerung (ohne zwei höchste Werte; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten) ..	30
Abbildung 5:	Entwicklung der Emissionen aus Erdgasfeuerungen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung in Deutschland zwischen 2020 und 2030 .....	34
Figure 6:	Nitrogen oxides measurement results - fuel oil plants (standardised, 3 % reference oxygen content, mean value of three measurements, usually 30 minutes each) .....	39
Figure 7:	Nitrogen oxides measurement results - natural gas plants (standardised, 3 % reference oxygen content, mean value of three measurements, usually 30 minutes each) .....	40
Figure 8:	Carbon monoxide measurement results - fuel oil plants (standardised, 3 % reference oxygen content, mean value of three measurements, usually 30 minutes each) .....	41
Figure 9:	Carbon monoxide measurement results - natural gas plants (without two highest values; standardised, 3 % reference oxygen content, mean value of three measurements, usually 30 minutes each) .....	42
Figure 10:	Development of emissions from natural gas plants with a rated thermal output of 1 MW to less than 10 MW in Germany from 2020 to 2030.....	46
Abbildung 11:	Entwicklung der Emissionen aus Erdgasfeuerungen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung in Deutschland zwischen 2020 und 2030 .....	67
Abbildung 12:	Stickstoffoxide-Messwerte – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten).....	81
Abbildung 13:	Stickstoffoxide-Messwerte – Erdgas-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten).....	82

Abbildung 14:	Stickstoffoxide-Messwerte und Inbetriebnahmejahr – Heizöl- Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten).....	83
Abbildung 15:	Stickstoffoxide-Messwerte und Inbetriebnahmejahr – Erdgas- Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten).....	84
Abbildung 16:	Staub-Messwerte – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten).....	85
Abbildung 17:	Staub-Messwerte – Erdgas-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten).....	87
Abbildung 18:	Rußzahl-Messwerte – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten).....	88
Abbildung 19:	Kohlenmonoxid-Messwerte – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten).....	89
Abbildung 20:	Kohlenmonoxid-Messwerte – Erdgas-Feuerung (logarithmisch; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten) .....	90
Abbildung 21:	Kohlenmonoxid Messwerte – Erdgas-Feuerung (ohne zwei höchste Werte; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten) ..	91
Abbildung 22:	Gesamtkohlenstoff-Messwerte – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten).....	92
Abbildung 23:	Gesamtkohlenstoff-Messwerte – Erdgas-Feuerung (logarithmisch; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten) ..	93
Abbildung 24:	Gesamtkohlenstoff-Messwerte – Erdgas-Feuerung (ohne zwei höchste Werte; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten) ..	94
Abbildung 25:	Methan-Messwerte – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten).....	95
Abbildung 26:	Methan-Messwerte – Erdgas-Feuerung (logarithmisch; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten) .....	96
Abbildung 27:	Methan-Messwerte – Erdgas-Feuerung (ohne zwei höchste Werte; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten) .....	97

Abbildung 28:	NMVOC-Werte – Heizöl-Feuerung (berechnet aus Gesamtkohlenstoff und Methan; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten).....	98
Abbildung 29:	NMVOC-Werte – Erdgas-Feuerung (berechnet aus Gesamtkohlenstoff und Methan; logarithmisch; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten).....	99
Abbildung 30:	NMVOC- Werte – Erdgas-Feuerung (berechnet aus Gesamtkohlenstoff und Methan; ohne zwei höchste Werte; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten) .....	100
Abbildung 31:	Stickstoffoxide-Maxima zuzüglich Messunsicherheit (8 %) im Vergleich mit geltenden Grenzwerten – Heizöl-Feuerung (3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten) .....	101
Abbildung 32:	Stickstoffoxide-Maxima zuzüglich Messunsicherheit (8 %) im Vergleich mit geltenden Grenzwerten – Erdgas-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten) .....	102
Abbildung 33:	Staub-Maxima zuzüglich Messunsicherheit (0,3 mg/m <sup>3</sup> ) – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten; keine Grenzwertanforderungen) .....	103
Abbildung 34:	Staub-Maxima zuzüglich Messunsicherheit (0,3 mg/m <sup>3</sup> ) – Erdgas-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten; keine Grenzwertanforderungen) .....	104
Abbildung 35:	Rußzahl-Maxima ohne Zuschlag der Messunsicherheit im Vergleich mit geltenden Grenzwerten – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten) .....	105
Abbildung 36:	Kohlenmonoxid-Maxima zuzüglich Messunsicherheit (8 %) im Vergleich mit geltenden Grenzwerten – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten) .....	106
Abbildung 37:	Kohlenmonoxid-Maxima zuzüglich Messunsicherheiten (8 %) im Vergleich mit geltenden Grenzwerten – Erdgas-Feuerung (logarithmisch; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten) .....	107
Abbildung 38:	Kohlenmonoxid-Maxima zuzüglich Messunsicherheit (8 %) im Vergleich mit geltenden Grenzwerten – Erdgas-Feuerung (ohne zwei höchste Werte; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten) .....	108

Abbildung 39:	Gesamtkohlenstoff-Maxima zuzüglich Messunsicherheit (15 %) – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten; keine Grenzwertanforderungen) .....	109
Abbildung 40:	Gesamtkohlenstoff-Maxima zuzüglich Messunsicherheit (15 %) – Erdgas-Feuerung (logarithmisch; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten; keine Grenzwertanforderungen) .....	110
Abbildung 41:	Gesamtkohlenstoff-Maxima zuzüglich Messunsicherheit (15 %) – Erdgas-Feuerung (ohne zwei höchste Werte; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten; keine Grenzwertanforderungen) .....	111
Abbildung 42:	Methan-Maxima zuzüglich Messunsicherheit (18 %) – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten; keine Grenzwertanforderungen) .....	112
Abbildung 43:	Methan-Maxima zuzüglich Messunsicherheit (18 %) – Erdgas-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten; keine Grenzwertanforderungen) .....	113
Abbildung 44:	Methan-Maxima – Erdgas-Feuerung (ohne zwei höchste Werte; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten) .....	114
Abbildung 45:	Korrelation: Gesamtkohlenstoff und Methan – Heizöl-Feuerung .....	116
Abbildung 46:	Korrelation: Gesamtkohlenstoff und Methan – Erdgas-Feuerung .....	117
Abbildung 47:	Korrelation: Gesamtkohlenstoff und Methan – Erdgas-Feuerung (ohne zwei höchste Werte) .....	118
Abbildung 48:	Korrelation: Gesamtkohlenstoff und Kohlenmonoxid – Heizöl-Feuerung .....	119
Abbildung 49:	Korrelation: Gesamtkohlenstoff und Kohlenmonoxid – Erdgas-Feuerung .....	120
Abbildung 50:	Korrelation: Gesamtkohlenstoff und Kohlenmonoxid – Erdgas-Feuerung (ohne zwei höchste Werte) .....	121
Abbildung 51:	Korrelation: Kohlenmonoxid und Methan – Heizöl-Feuerung .....	122
Abbildung 52:	Korrelation: Kohlenmonoxid und Methan – Erdgas-Feuerung .....	123
Abbildung 53:	Korrelation: Kohlenmonoxid und Methan – Erdgas-Feuerung (ohne zwei höchste Werte) .....	124
Abbildung 54:	Korrelation: Rußzahl und Kohlenmonoxid – Heizöl-Feuerung .....	125
Abbildung 55:	Korrelation Rußzahl und Staub – Heizöl-Feuerung .....	126

Abbildung 56:	Korrelation Staub und Kohlenmonoxid – Heizöl-Feuerung....	127
Abbildung 57:	Korrelation Staub und Kohlenmonoxid – Erdgas-Feuerung ...	128
Abbildung 58:	Korrelation Staub und Kohlenmonoxid – Erdgas-Feuerung (ohne zwei höchste Werte) .....	129
Abbildung 59:	Korrelation Stickstoffoxide und Kohlenmonoxid – Heizöl- Feuerung.....	130
Abbildung 60:	Korrelation Stickstoffoxide und Kohlenmonoxid – Erdgas- Feuerung.....	131
Abbildung 61:	Korrelation Stickstoffoxide und Kohlenmonoxid – Erdgas- Feuerung (ohne zwei höchste Werte) .....	132
Abbildung 62:	Stickstoffoxide-Messwerte und Inbetriebnahmejahr – Heizöl- Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten).....	133
Abbildung 63:	Stickstoffoxide-Messwerte und Inbetriebnahmejahr – Erdgas- Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten).....	134
Abbildung 64:	NO <sub>x</sub> -Emissionswerte in Erdgasanlagen (1 bis 10 MW) in den Niederlanden nach Subtraktion der maximal zulässigen Messunsicherheit (n = 1140) .....	156
Abbildung 65:	NO <sub>x</sub> -Messwerte aus Erdgasanlagen (1 bis 10 MW) in den Niederlanden nach Addition der maximal zulässigen Messunsicherheit von 20 % (n = 1140).....	157
Abbildung 66:	NO <sub>x</sub> -Emissionswerte von Erdgasanlagen (1 bis 10 MW) in den Niederlanden ohne Berücksichtigung der Messunsicherheit (n = 1140).....	158
Abbildung 67:	NO <sub>x</sub> -Emissionswerte aus Erdgasfeuerungen (1 - < 10 MW) in den Niederlanden abzüglich Messunsicherheit und sortiert nach vier Altersgruppen (n = 1140) .....	159
Abbildung 68:	Betreiber-Fragebogen (im Original: Excel-Datei) .....	171
Abbildung 69:	Messprotokoll einer Anlage (Teil 1).....	172
Abbildung 70:	Messprotokoll einer Anlage (Teil 2).....	173
Abbildung 71:	Messprotokoll einer Anlage (Teil 3).....	174

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Anzahl und Anteil gemessener Anlagen mit Ölfeuerung im Vergleich mit dem Gesamtbestand in Deutschland, gruppiert nach Nennwärmeleistung .....	26
Tabelle 2:	Anzahl und Anteil gemessener Anlagen mit Gasfeuerung im Vergleich mit dem Gesamtbestand in Deutschland, gruppiert nach Nennwärmeleistung .....	26
Tabelle 3:	Mittlere Emissionskonzentration bei 3 % O <sub>2</sub> für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für bestehende Heizöl-Anlagen mit 1 - < 10 MW im Jahr 2020 .....	31
Tabelle 4:	Mittlere Emissionskonzentration bei 3 % O <sub>2</sub> für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für bestehende Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW im Jahr 2020 .....	31
Tabelle 5:	Mittlere Emissionskonzentrationen bei 3 % O <sub>2</sub> für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für neue Heizöl-Anlagen mit 1 - < 10 MW.....	31
Tabelle 6:	Mittlere Emissionskonzentrationen bei 3 % O <sub>2</sub> für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für neue Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW, Szenario 1 .....	32
Tabelle 7:	Mittlere Emissionskonzentrationen bei 3 % O <sub>2</sub> für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW bei NO <sub>x</sub> -Grenzwertvorgabe wie in den Niederlanden .....	32
Tabelle 8:	Informationen zu Emissionsminderungstechniken an den gemessenen Anlagen.....	35
Tabelle 9:	Anforderungen an mittelgroße Feuerungsanlagen in Flandern/Belgien, Dänemark, Schweiz, Österreich, Deutschland und den Niederlanden.....	36
Table 10:	Number and share of measured oil-fired plants compared with the inventory of plants in Germany, grouped by nominal heat output .....	38
Table 11:	Number and proportion of measured gas-fired plants compared with the inventory of plants in Germany, grouped by nominal heat output.....	38
Table 12:	Average emission concentrations at 3 % O <sub>2</sub> for carbon monoxide, nitrogen oxides, methane, NMVOC and total dust for existing fuel oil plants with 1 - < 10 MW in 2020.....	43
Table 13:	Average emission concentrations at 3 % O <sub>2</sub> for carbon monoxide, nitrogen oxides, methane, NMVOC and total dust for existing natural gas plants with 1 - < 10 MW in 2020.....	43



Table 14:	Average emission concentrations at 3 % O <sub>2</sub> for carbon monoxide, nitrogen oxides, methane, NMVOC and total dust for new fuel oil plants with 1 - < 10 MW .....	43
Table 15:	Average emission concentrations at 3 % O <sub>2</sub> for carbon monoxide, nitrogen oxides, methane, NMVOC and total dust for new natural gas plants with 1 - < 10 MW, scenario 1.....	44
Table 16:	Average emission concentrations at 3 % O <sub>2</sub> for carbon monoxide, nitrogen oxides, methane, NMVOC and total dust for natural gas plants with 1 - < 10 MW at NL-NO <sub>x</sub> limit value specification.....	44
Table 17:	Information on emission reduction techniques installed at the measured plants .....	47
Table 18:	Requirements on medium combustion plants in Flanders/Belgium, Denmark, Switzerland, Austria, Germany and the Netherlands.....	48
Tabelle 19:	Gasfeuerungen mit 1 - < 10 MW Nennwärmeleistung nach Inbetriebnahme und Nennwärmeleistung (2019).....	52
Tabelle 20:	Ölfeuerungen mit 1 - < 10 MW Nennwärmeleistung nach Inbetriebnahme und Nennwärmeleistung (2019).....	52
Tabelle 21:	Installierte Nennwärmeleistung Ölfeuerungen mit 1 - < 10 MW (2019).....	53
Tabelle 22:	Installierte Nennwärmeleistung Gasfeuerungen mit 1 - < 10 MW (2019).....	53
Tabelle 23:	Energieverbrauch Heizöl in Anlagen mit 1 - < 10 MW Nennwärmeleistung in 2020 .....	54
Tabelle 24:	Energieverbrauch Erdgas in Anlagen mit 1 - < 10 MW Nennwärmeleistung in 2020 .....	54
Tabelle 25:	Energieverbrauch Heizöl und Erdgas in Anlagen mit 1 - < 5 MW und 5 - < 10 MW Nennwärmeleistung in 2020 .....	55
Tabelle 26:	Energieverbrauch von Heizöl-Anlagen mit 1 - < 10 MW Nennwärmeleistung in 2030 .....	56
Tabelle 27:	Energieverbrauch von Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW Nennwärmeleistung in 2030 .....	56
Tabelle 28:	Mittlere Emissionskonzentration bei 3 % O <sub>2</sub> für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für bestehende Heizöl-Anlagen mit 1 - < 10 MW im Jahr 2020 .....	57
Tabelle 29:	Mittlere Emissionskonzentration bei 3 % O <sub>2</sub> für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für bestehende Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW im Jahr 2020 .....	57
Tabelle 30:	Emissionsfaktoren für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für bestehende Heizöl-Anlagen mit 1 - < 10 MW im Jahr 2020 .....	58

Tabelle 31:	Emissionsfaktoren für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für bestehende Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW im Jahr 2020 .....	58
Tabelle 32:	Mittlere Emissionskonzentration bei 3 % O <sub>2</sub> für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für bestehende Heizöl-Anlagen mit 1 - < 10 MW im Jahr 2030 .....	59
Tabelle 33:	Mittlere Emissionskonzentration bei 3 % O <sub>2</sub> für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für bestehende Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW im Jahr 2030 .....	59
Tabelle 34:	Emissionsfaktoren für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für bestehende Heizöl-Anlagen mit 1 - < 10 MW im Jahr 2030 .....	59
Tabelle 35:	Emissionsfaktoren für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für bestehende Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW im Jahr 2030 .....	60
Tabelle 36:	Mittlere Emissionskonzentration bei 3 % O <sub>2</sub> für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für neue Heizöl-Anlagen mit 1 - < 10 MW.....	60
Tabelle 37:	Emissionsfaktoren für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für neue Heizöl-Anlagen mit 1 - < 10 MW .....	61
Tabelle 38:	Mittlere Emissionskonzentration für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für neue Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW, Szenario 1 .....	61
Tabelle 39:	Emissionsfaktoren für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für neue Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW, Szenario 1 .....	61
Tabelle 40:	Mittlere Emissionskonzentrationen für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW bei NO <sub>x</sub> -Grenzwertvorgabe wie in den Niederlanden .....	62
Tabelle 41:	Emissionsfaktoren für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW bei NO <sub>x</sub> -Grenzwertvorgabe wie in den Niederlanden .....	63
Tabelle 42:	Emissionen von Kohlenmonoxid, Stickstoffoxiden, Methan, NMVOC und Gesamtstaub aus Heizöl-Anlagen mit 1 - < 10 MW in 2020 .....	63
Tabelle 43:	Emissionen von Kohlenmonoxid, Stickstoffoxiden, Methan, NMVOC und Gesamtstaub aus Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW in 2020 .....	64

Tabelle 44:	Summe der Emissionen von Kohlenmonoxid, Stickstoffoxiden, Methan, NMVOC und Gesamtstaub aus Heizöl- und Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW in 2020.....	64
Tabelle 45:	Emissionen von Kohlenmonoxid, Stickstoffoxiden, Methan, NMVOC und Gesamtstaub aus Heizöl-Anlagen mit 1 - < 10 MW in 2030 .....	65
Tabelle 46:	Emissionen von Kohlenmonoxid, Stickstoffoxiden, Methan, NMVOC und Gesamtstaub aus Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW in 2030 .....	65
Tabelle 47:	Summe der Emissionen von Kohlenmonoxid, Stickstoffoxiden, Methan, NMVOC und Gesamtstaub aus Heizöl- und Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW in 2030 .....	66
Tabelle 48:	Anzahl gemessener Anlagen und NACE-Code-Branche .....	71
Tabelle 49:	Anzahl der gemessenen Anlagen nach Art des Brenners, Inbetriebnahme und Sektor .....	72
Tabelle 50:	Anzahl und Anteil gemessener Anlagen mit Ölfeuerung im Vergleich mit dem Gesamtbestand in Deutschland, gruppiert nach Nennwärmeleistung .....	72
Tabelle 51:	Anzahl und Anteil gemessener Anlagen mit Gasfeuerung im Vergleich mit dem Gesamtbestand in Deutschland, gruppiert nach Nennwärmeleistung .....	73
Tabelle 52:	Betreiber- und Brennerhersteller-Angaben zu Emissionsminderungstechniken an den gemessenen Anlagen	75
Tabelle 53:	Bei Messungen verwendete Normen und Richtlinien.....	77
Tabelle 54:	Vergleich der NO <sub>x</sub> -Mittelwerte von Messungen zu unterschiedlichen Jahreszeiten .....	80
Tabelle 55:	Korrelationskoeffizienten zwischen Emissionsparametern ...	115
Tabelle 56:	Emissionsminderungstechniken für Öl- und Gasfeuerungen mit 1 - < 10 MW .....	135
Tabelle 57:	Anforderungen an bestehende mittelgroße Feuerungsanlagen in Flandern/Belgien, Dänemark, Schweiz, Österreich, Deutschland und den Niederlanden.....	147
Tabelle 58:	Emissionsgrenzwerte Feuerungsanlagen < 10 MW (3 % O <sub>2</sub> ) in Dänemark .....	148
Tabelle 59:	Messperioden für mittelgroße Feuerungsanlagen (< 10 MW) in Dänemark .....	149
Tabelle 60:	Emissionsgrenzwerte Feuerungsanlagen 1 - < 10 MW (3 % O <sub>2</sub> ) in Deutschland.....	150
Tabelle 61:	Messperioden für mittelgroße Feuerungsanlagen (1 - < 10 MW) in Deutschland.....	150
Tabelle 62:	Altersgruppen bestehender und neuer Anlagen in Flandern.	151
Tabelle 63:	Emissionsgrenzwerte für mittelgroße Feuerungsanlagen (1 - 5 MW) für flüssige Brennstoffe (3 % O <sub>2</sub> ) in Flandern .....	151

Tabelle 64:	Emissionsgrenzwerte für mittelgroße Feuerungsanlagen (> 5 - 10 MW) für flüssige Brennstoffe (Sauerstoffgehalt 3 %) in Flandern.....	152
Tabelle 65:	Emissionsgrenzwerte für mittelgroße Feuerungsanlagen (0,3 - 5 MW) für Erdgas (3 % O <sub>2</sub> ) in Flandern.....	153
Tabelle 66:	Emissionsgrenzwerte für mittelgroße Feuerungsanlagen (> 5 - 10 MW) für Erdgas (3 % O <sub>2</sub> ) in Flandern.....	153
Tabelle 67:	Messperioden für mittelgroße Feuerungsanlagen (1 - < 20 MW) in Flandern.....	153
Tabelle 68:	Emissionsgrenzwerte für Feuerungsanlagen 1 - < 20 MW (3 % O <sub>2</sub> ) in den Niederlanden .....	154
Tabelle 69:	Messperioden für mittelgroße Feuerungsanlagen (1 - 20 MW) in den Niederlanden .....	155
Tabelle 70:	Maximale Messunsicherheiten in den Niederlanden.....	155
Tabelle 71:	Emissionsgrenzwerte Feuerungsanlagen 0,1 - 50 MW (3 % O <sub>2</sub> ) in Österreich .....	160
Tabelle 72:	Messperioden für mittelgroße Feuerungsanlagen (1 - < 20 MW) in Österreich .....	160
Tabelle 73:	Maximal zulässige Messunsicherheit in Österreich .....	161
Tabelle 74:	Emissionsgrenzwerte für Feuerungsanlagen < 10 MW (3 % O <sub>2</sub> ) in der Schweiz.....	162
Tabelle 75:	Messperioden für mittelgroße Feuerungsanlagen (1 - < 10 MW) in der Schweiz.....	162
Tabelle 76:	Gemessene Anlagen Heizölbetrieb .....	167
Tabelle 77:	Gemessene Anlagen Erdgasbetrieb.....	168
Tabelle 78:	Messergebnisse und Messunsicherheiten Heizölbetrieb (Mittelwert aus drei aufeinander folgenden Messungen je i.d.R. 30 Minuten).....	175
Tabelle 79:	Messwerte und Messunsicherheiten bei Erdgasbetrieb (Mittelwert aus drei aufeinander folgenden Messungen je i.d.R. 30 Minuten).....	177
Tabelle 80:	Maxima der drei Messungen je i.d.R. 30 min. ohne und mit Messunsicherheit (MU) (normiert, 3 % Bezugssauerstoff) - Heizölbetrieb .....	182
Tabelle 81:	Maxima der drei Messungen je i.d.R. 30 min. ohne und mit Messunsicherheit (MU) (normiert, 3 % Bezugssauerstoff) - Erdgasbetrieb .....	184
Tabelle 82:	Messwerte der eigenen Messungen an Anlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Leistung, die in Emissionsfaktoren eingeflossen sind .....	189
Tabelle 83:	NO <sub>x</sub> -Mittelwert aus drei Messungen von i.d.R. 30 min. Dauer mit Monat der Messung (ohne Messunsicherheit) (normiert, 3 % Bezugssauerstoff) .....	196

Tabelle 84:	Vergleich Betriebslast und NO <sub>x</sub> -Einzelmesswerte – Erdgas (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, keine Messunsicherheit-Berücksichtigung) .....	201
Tabelle 85:	Vergleich Betriebslast und NO <sub>x</sub> -Einzelmesswerte – Heizöl (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, keine Messunsicherheit-Berücksichtigung) .....	205
Tabelle 86:	Anlagen mit < 300 Betriebsstunden pro Jahr und NO <sub>x</sub> - Messwerte zuzüglich Messunsicherheit (MU) (normiert, bezogen auf 3 % Sauerstoffgehalt).....	207
Tabelle 87:	Erreichbare NO <sub>x</sub> -Emissionen nach eingesetzten Brenner- Techniken und Kesselbauweisen in mittelgroßen Heizöl- und Erdgas-Feuerungsanlagen .....	210

## Abkürzungsverzeichnis

<b>AISV</b>	Ausschuss Anlagenbezogener Immissionsschutz / Störfallvorsorge
<b>AT</b>	Österreich
<b>BE</b>	Belgien
<b>BDH</b>	Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie
<b>BGBI.</b>	Bundesgesetzblatt
<b>BHKW</b>	Blockheizkraftwerk
<b>BImSchG</b>	Bundes-Immissionsschutzgesetz
<b>BImSchV</b>	Bundes-Immissionsschutzverordnung
<b>BVT</b>	Beste verfügbare Techniken
<b>BW</b>	Baden-Württemberg
<b>BY</b>	Bayern
<b>C</b>	Kohlenstoff
<b>C<sub>ges.</sub></b>	Gesamtkohlenstoff
<b>CH</b>	Schweiz
<b>CH<sub>4</sub></b>	Methan
<b>CO</b>	Kohlenmonoxid
<b>DE</b>	Deutschland
<b>DIBt</b>	Deutsches Institut für Bautechnik
<b>DIN</b>	Deutsches Institut für Normung
<b>DK</b>	Dänemark
<b>EG</b>	Europäische Gemeinschaft
<b>EL</b>	Extra Leicht
<b>EN</b>	Europäische Norm
<b>EU</b>	Europäische Union
<b>EUR</b>	Euro
<b>FKZ</b>	Forschungskennzeichen
<b>FWL</b>	Feuerungswärmeleistung

<b>HE</b>	Hessen
<b>HH</b>	Hamburg
<b>k. A.</b>	keine Angabe
<b>K</b>	Kelvin
<b>KÜO</b>	Kehr- und Überprüfungsordnung
<b>LAI</b>	Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz
<b>LANUV</b>	Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz
<b>LfU</b>	Landesamt für Umwelt
<b>LfULG</b>	Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie
<b>LNG</b>	Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
<b>LOQ</b>	Limit of quantification (Bestimmungsgrenze)
<b>MCPD</b>	Medium Combustion Plants Directive (Richtlinie über mittelgroße Feuerungsanlagen)
<b>MU</b>	Messunsicherheit
<b>MW</b>	Megawatt
<b>NACE</b>	Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne (Statistische Systematik der Wirtschaftsaktivitäten in der Europäischen Gemeinschaft)
<b>NEC</b>	National Emission Ceilings (Nationale Emissionsobergrenzen)
<b>NH<sub>3</sub></b>	Ammoniak
<b>NI</b>	Niedersachsen
<b>NL</b>	Niederlande
<b>NMVOC</b>	Non-Methane Volatile Organic Compounds (flüchtige organische Verbindungen außer Methan)
<b>NO<sub>x</sub></b>	Stickstoffoxide
<b>NO<sub>2</sub></b>	Stickstoffdioxid
<b>NRW</b>	Nordrhein-Westfalen
<b>O<sub>2</sub></b>	Sauerstoff
<b>PM</b>	Particulate Matter (Partikel)

<b>PJ</b>	Petajoule
<b>SCR</b>	Selective Catalytic Reduction (katalytische Reduktion)
<b>SN</b>	Sachsen
<b>SNCR</b>	Selective Non-Catalytic Reduction (nichtkatalytische Reduktion)
<b>ST</b>	Sachsen-Anhalt
<b>S</b>	Schwefel
<b>SO<sub>2</sub></b>	Schwefeldioxid
<b>TJ</b>	Terajoule
<b>VOC</b>	Volatile Organic Compounds (flüchtige organische Verbindungen)
<b>UBA</b>	Umweltbundesamt
<b>UM</b>	Umweltministerium
<b>ZIV</b>	Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks - Zentralinnungsverband



## Zusammenfassung

In Deutschland gibt es etwa 13.000 mittelgroße Öl- und Gasfeuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von 1 MW bis unter 10 MW. Mit Heizöl wurden 2020 etwa 25 % der Anlagen gefeuert, mit Erdgas etwa 75 %. Teilweise sind die erdgasgefeuerten Anlagen mit Zweistoffbrennern ausgerüstet und können auf Heizölbetrieb umgestellt werden. (ZIV 2020)

Nicht genehmigungsbedürftige Öl- und Gasfeuerungsanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung fallen in den Geltungsbereich der EU-Richtlinie 2015/2193 („MCPD“) (EU-Richtlinie 2015). Die Richtlinie ist in Deutschland durch die „Verordnung über mittelgroße Feuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen“ (44. BImSchV 2019) in nationales Recht umgesetzt, so dass die Anlagen entsprechende Vorgaben einzuhalten haben.

Ziel des Forschungsvorhabens war es, die Emissionen dieser nicht genehmigungsbedürftigen Heizöl- und Erdgasfeuerungen für das Jahr 2020 abzuschätzen, die besten verfügbaren Techniken für diese Anlagen zu ermitteln sowie eine Prognose der Emissionen aus diesen Anlagen für das Jahr 2030 zu berechnen.

Dafür erfolgten 100 Messungen zu folgenden Luftschadstoffparametern: Stickstoffoxide ( $\text{NO}_x$ ), Kohlenmonoxid ( $\text{CO}$ ), Gesamtstaub, Methan ( $\text{CH}_4$ ), Summe organischer Kohlenwasserstoffe (Gesamt C). Zusätzlich wurde bei Ölfeuerungen die Rußzahl gemessen, um Korrelationen mit den Staubemissionen zu ermitteln. Auf Basis dieser Messungen und weiterer Daten wurden Emissionsfaktoren berechnet, die in Deutschland den aktuellen Bestand mittelgroßer Öl- und Gasfeuerungsanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung bestmöglich repräsentieren.

Die Messungen erfolgten in Anlagen der Wohnungswirtschaft und in Industriebetrieben. Zur Auswahl der Anlagen erfolgte die Kontaktaufnahme mit Behörden sowie mit Firmen der Wohnungswirtschaft, des Wärme-Contractings und der Industrie.

Haupthindernis für eine Teilnahme der Anlagen an den Messungen war das Fehlen einer geeigneten Messöffnung an der Abgasanlage mit einer Größe von drei Zoll. Diese ist für die bisher erforderlichen Messungen nicht notwendig. Die große Mehrheit der Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von 1 MW bis unter 10 MW weist lediglich Öffnungen mit einer Größe von  $\frac{1}{2}$  Zoll auf, die zwar für Messungen durch das Schornsteinfegerhandwerk geeignet sind, aber für das Messprogramm des Forschungsvorhabens nicht ausreichend waren.

Die Messungen fanden im Zeitraum November 2020 bis April 2022 an 50 Anlagen statt, die durch Contracting-Firmen überwiegend zur Beheizung von Wohngebäuden dienen, und an 29 Anlagen, die Prozesswärme in einem Industriebetrieb bereitstellen. Bei 21 Anlagen handelt es sich um Anlagen mit Mehrstoffbrennern, so dass sowohl Gas- als auch Öl-Feuerung an einer Anlage gemessen werden konnte. 51 Anlagen verfügen über Einstoffbrenner für Gas, sieben Anlagen über Einstoffbrenner für Heizöl. Zusätzlich zu den Messungen an bestehenden Anlagen wurden auch fünf gasbetriebene neue Anlagen im Sinne der 44. BImSchV gemessen, das heißt Anlagen, deren Inbetriebnahme ab dem 20. Dezember 2018 erfolgte und die daher einen strengeren Grenzwert für Kohlenmonoxid und für Stickstoffoxide einhalten müssen.

Der Vergleich der Anteile der gemessenen Anlagen mit dem Anlagenbestand in Deutschland zeigt, dass die Anlagen mit geringer Leistung (1 MW - < 2 MW) im gemessenen Anlagenmix sowohl bei Ölfeuerung als auch bei Gasfeuerung etwas geringer vertreten sind als im Gesamtbestand der Anlagen; Anlagen mit größerer Leistung (4 MW - < 5 MW und 5 MW - < 10 MW) sind in den gemessenen Anlagen anteilig etwas stärker vertreten. In den übrigen Leistungsbereichen stimmen die Anteile der gemessenen Anlagen in etwa mit den Anteilen im Gesamtbestand der Anlagen überein (Tabelle 1 und Tabelle 2).

**Tabelle 1: Anzahl und Anteil gemessener Anlagen mit Ölfeuerung im Vergleich mit dem Gesamtbestand in Deutschland, gruppiert nach Nennwärmeleistung**

Nennleistung Energieträger	1 - < 2 MW	2 - < 3 MW	3 - < 4 MW	4 - < 5 MW	5 - < 10 MW	Summe
Heizölfeuerungen (gemessene Anlagen)	12	5	1	5	5	28
Heizölfeuerungen (gesamte Anlagen)	1.904	635	237	145	256	3.177
Heizölbetrieb (Anteil gemessen)	43 %	18 %	3 %	18 %	18 %	100 %
Heizölbetrieb (Anteil gesamt)	60 %	20 %	7 %	5 %	8 %	100 %

Quelle: Gesamtanlagenbestand: ZIV (2020)

**Tabelle 2: Anzahl und Anteil gemessener Anlagen mit Gasfeuerung im Vergleich mit dem Gesamtbestand in Deutschland, gruppiert nach Nennwärmeleistung**

Nennwärmeleistung Energieträger	1 - < 2 MW	2 - < 3 MW	3 - < 4 MW	4 - < 5 MW	5 - < 10 MW	Summe
Erdgasfeuerungen (gemessene Anlagen)	25	18	7	12	10	72
Erdgasfeuerungen (gesamte Anlagen)	5.310	1876	718	494	1.018	9.416
Erdgasfeuerungen (Anteil gemessene)	35 %	25 %	10 %	16 %	14 %	100 %
Erdgasfeuerungen (Anteil gesamt)	56 %	20 %	8 %	5 %	11 %	100 %

Quelle Gesamtanlagenbestand: ZIV (2020)

Von jeder Anlage wurde vom Messinstitut ein Messprotokoll angefertigt, das Messergebnisse, Umrechnungen der Messergebnisse auf Normbedingungen und Bezugssauerstoffgehalt sowie Anmerkungen zu Besonderheiten bei der Messung enthielt, insbesondere zur Beschaffenheit der Messstrecke und zu Besonderheiten der Messung (vor allem Last und Lastschwankungen).

Zusätzlich wurde von den Betreibern zu jeder Anlage ein Fragebogen zu technischen Daten (insbesondere zu Emissionsminderungstechniken) und zu Brennstoffverbräuchen ausgefüllt. Mangels anderer Daten dienten die erfassten Brennstoffverbräuche zur Hochrechnung des Energieverbrauchs aller Anlagen in Deutschland mit einer Feuerungswärmeleistung von 1 MW bis unter 10 MW.

An jeder Anlage erfolgten möglichst drei ununterbrochene halbstündige Messungen. In Fällen, in denen eine Anlage aufgrund von Lastschwankungen mit geringer oder fehlender Auslastung lief, wurde die Messung unterbrochen, um möglichst in Summe dreimal 30 Minuten Messzeit zu erreichen. In wenigen Einzelfällen musste die Dauer der Einzelmessungen verkürzt werden, wobei eine Mindestmessdauer von 20 Minuten stets gewährleistet war.

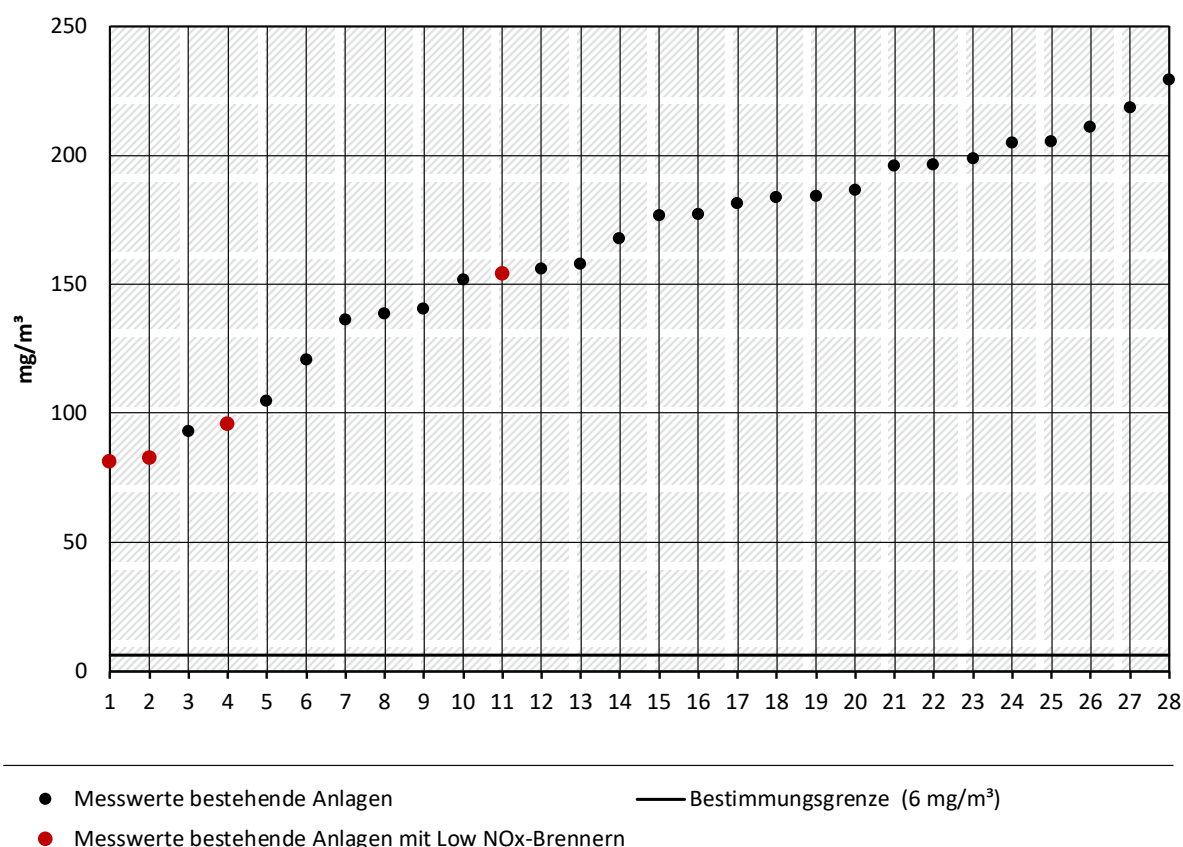
Die Messungen zeigen für Staub, Methan und die Summe organischer Kohlenwasserstoffe (Gesamt-C) sehr niedrige Emissionen, die vielfach unterhalb der Bestimmungsgrenze der Messmethoden lagen. Die aus Methan und Gesamt-C berechneten NMVOC-Emissionswerte lagen

bei null, so dass davon auszugehen ist, dass die Emissionen organischer Kohlenwasserstoffe, wenn sie im messbaren Bereich liegen, vollständig aus Methan bestehen.

Die 28 Messungen an Heizölfeuerungen ergaben Rußzahl-Werte von 0,04 bis 1,5. Für die Analyse der Korrelation von Rußzahl und Staubkonzentration lagen 21 Messwertpaare vor, die über der Bestimmungsgrenze lagen. Der resultierende Korrelationsfaktor beträgt 0,39, so dass keine Korrelation festgestellt werden konnte.

Die 28 Messungen von Stickstoffoxiden an Heizölfeuerungen ergaben Emissionswerte zwischen 81 und 229 mg/Nm<sup>3</sup>. Kein Wert lag unter der Bestimmungsgrenze (6 mg/Nm<sup>3</sup>). (Abbildung 1)

**Abbildung 1: Stickstoffoxide-Messwerte – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 %  
Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten)**

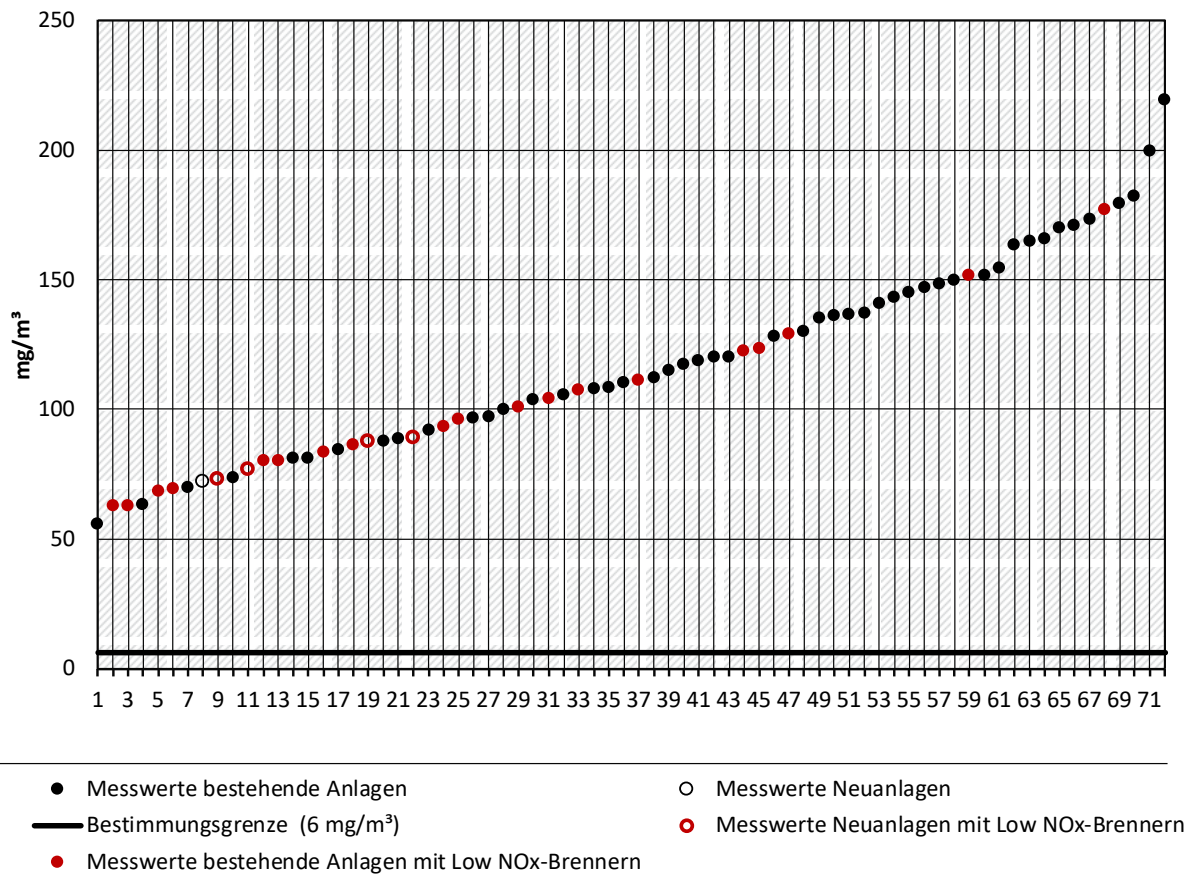


Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen.

Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

Die 72 Messungen von Stickstoffoxiden an Erdgasfeuerungen ergaben Emissionswerte zwischen 56 und 220 mg/Nm<sup>3</sup>. Kein Wert lag unter der Bestimmungsgrenze (6 mg/Nm<sup>3</sup>). (Abbildung 2, in der die fünf Messungen an Neuanlagen mit kreisförmigen Markierungen gekennzeichnet sind).

**Abbildung 2: Stickstoffoxide-Messwerte – Erdgas-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten)**



Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen.

Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

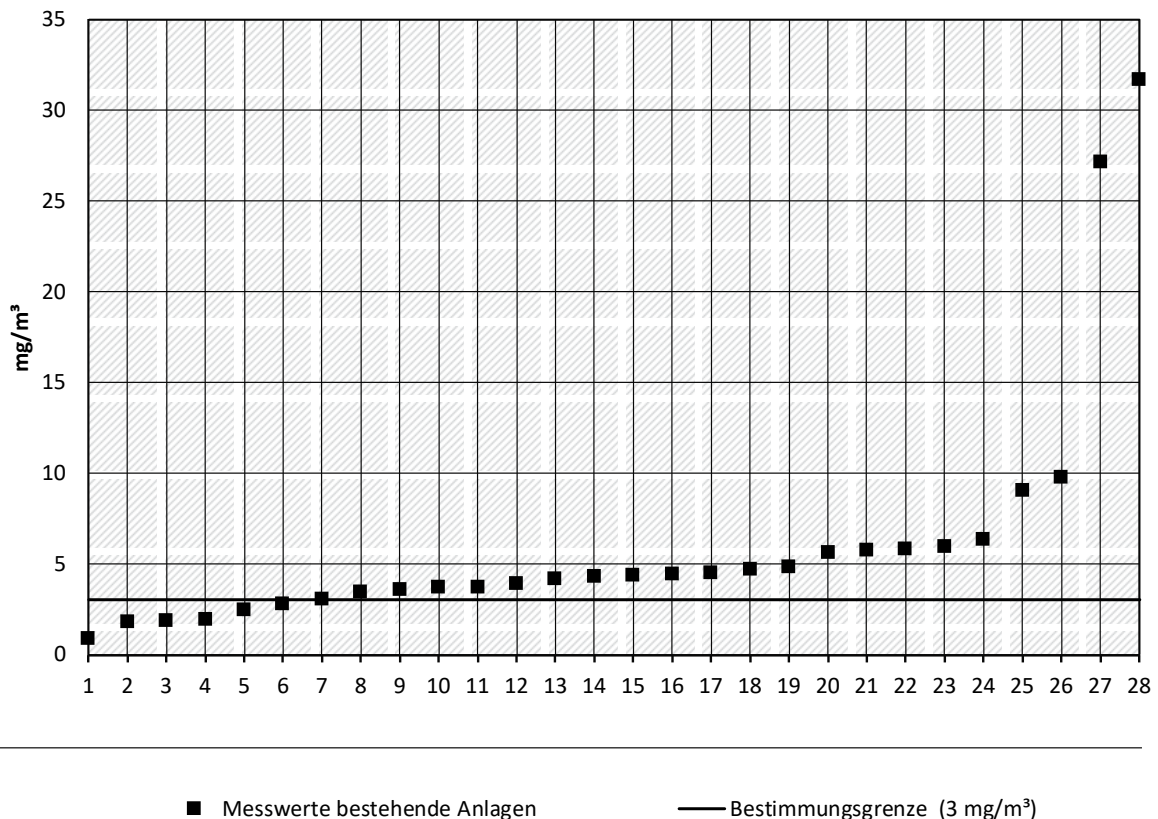
Die Erdgasfeuerungen mit Low NO<sub>x</sub>-Brennern erreichten die niedrigsten NO<sub>x</sub>-Werte. Eine Korrelation der NO<sub>x</sub>-Messwerte mit dem Anlagenalter besteht weder bei Heizölfeuerungen noch bei den bestehenden Erdgasfeuerungen. Die fünf gemessenen neuen Erdgasfeuerungen (Inbetriebnahme ab 20.12.2018) weisen niedrige NO<sub>x</sub>-Messwerte auf.

Bei der Ermittlung von Emissionsfaktoren für Stickstoffoxide wurden zwei Werte aus Erdgas-Anlagen nicht in die Berechnung einbezogen, da bei der Messung ungewöhnlich hohe CO-, Gesamtkohlenstoff- und Methanwerte gemessen wurden und die Einschätzung bestand, dass bei der geringen Anzahl von Messwerten nicht davon ausgegangen werden kann, dass die Werte der Anlage für das Gesamtspektrum der Anlagen repräsentativ sind (siehe Kapitel 2).

Die 28 Messungen von Kohlenmonoxid an Heizölfeuerungen ergaben Emissionswerte zwischen 0,90 und 32 mg/Nm<sup>3</sup>. Abgesehen von zwei besonders hohen Werten lagen alle Werte unter 10 mg/Nm<sup>3</sup>. Sechs Werte (21 %) lagen unter der Bestimmungsgrenze (3 mg/Nm<sup>3</sup>). (Abbildung 19)

Die beiden höchsten CO-Werte (27/32 mg/Nm<sup>3</sup>) wurden an Kesseln mit Baujahr 1991 und 1993 gemessen, und zwar bei starker Taktung der Kessel und einer mittleren Last von lediglich 20 bzw. 30 %. In beiden Fällen wurde auch eine besonders hohe Rußzahl gemessen; in einem Fall relativ hohe Emissionen von Methan (1,8 mg/Nm<sup>3</sup>) und Gesamt-Kohlenstoff (1,4 mg/Nm<sup>3</sup>).

**Abbildung 3: Kohlenmonoxid-Messwerte – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 %  
Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten)**



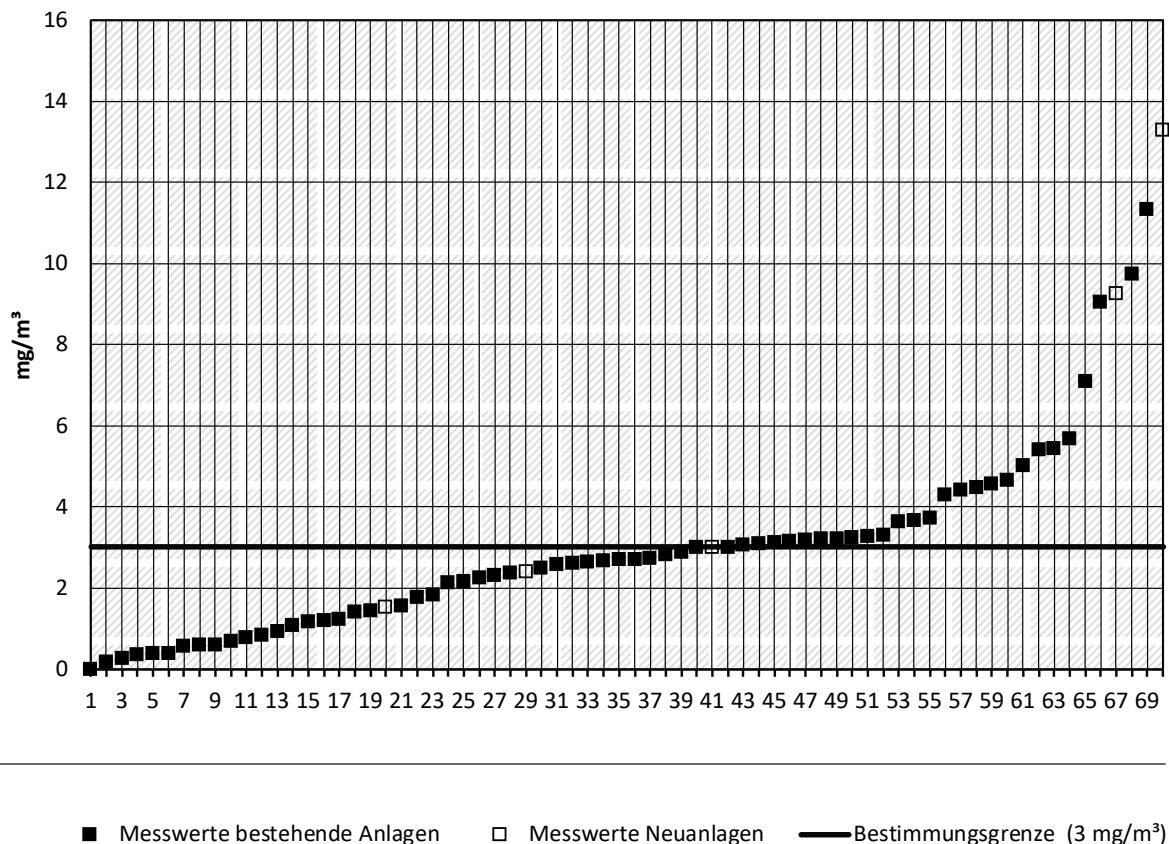
Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen

Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

Die 72 Messungen von Kohlenmonoxid an Erdgasfeuerungen ergaben Emissionswerte zwischen 0 und 2761 mg/Nm<sup>3</sup>. Mit 42 Werten lag mehr als die Hälfte der Messwerte (58 %) unter der Bestimmungsgrenze (3 mg/Nm<sup>3</sup>). Abgesehen von zwei besonders hohen Werten (1240/2761 mg/Nm<sup>3</sup>) und zwei weiteren erhöhten Werten wurden Werte unter 10 mg/Nm<sup>3</sup> gemessen. (Abbildung 21 ohne die zwei höchsten Werte).

Die beiden höchsten Werte (1.240/2.762 mg/Nm<sup>3</sup>) wurden an Anlagen gemessen, die im Jahr 2001 installiert wurden. Sie wurden während der Messung mit einer mittleren Last von 65 bzw. 29 % betrieben. Die Messwerte weisen auf eine suboptimale Brennereinstellung hin, da gleichzeitig auch besonders hohe Werte für Gesamt-Kohlenstoff (93/594 mg/Nm<sup>3</sup>) und Methan (98/603 mg/Nm<sup>3</sup>) gemessen wurden, sowie in einem Fall auch ein besonders hoher Wert für Staub (1,6 mg/Nm<sup>3</sup>).

**Abbildung 4: Kohlenmonoxid Messwerte – Erdgas-Feuerung (ohne zwei höchste Werte; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten)**



Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb

Quelle: eigene Darstellung (Ökopoll)

Für die Berechnung des Emissionsfaktors für Kohlenmonoxid war das erhobene Datenkollektiv deutlich kleiner als beim Umweltbundesamt bereits vorliegende Daten (UBA 2023a). Die im Projekt gemessenen besonders hohen Emissionswerte beeinflussen den Mittelwert der Messungen erheblich (insbesondere bei Messungen an Erdgas-Anlagen), wobei unklar ist, ob derartig hohe Einzelwerte auch für ein größeres Datenkollektiv repräsentativ sind. Daher wurden die eigenen Messdaten für die Emissionsberechnung nicht verwendet.

Bei der Ermittlung der Emissionsfaktoren wurden die Messergebnisse bei Erdgas anhand der erfassten Jahresbetriebsstunden der jeweiligen Anlagen gewichtet, um die Emissionen der Anlagen mit höherer Laufzeit entsprechend stärker im Emissionsfaktor abzubilden. Bei Heizöl-Anlagen war eine Gewichtung nicht sinnvoll, da die Anlagen überwiegend mit Zweistoffbrennern ausgestattet waren und für Heizöl keine oder nur sehr geringe Betriebsstunden aufwiesen.

Tabelle 3 und Tabelle 4 dokumentieren die ermittelten Emissionskonzentrationen für bestehende Heizöl- und Erdgas-Feuerungsanlagen im Jahr 2020, d. h. für Anlagen, die bis zum 20. Dezember 2018 errichtet wurden. Die Darstellung erfolgt zur detaillierteren Berichterstattung gemäß Artikel 11 der EU-Richtlinie über mittelgroße Feuerungsanlagen (MCPD) getrennt nach den Leistungsklassen 1 MW bis unter 5 MW sowie 5 MW bis unter 10 MW.



**Tabelle 3: Mittlere Emissionskonzentration bei 3 % O<sub>2</sub> für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für bestehende Heizöl-Anlagen mit 1 - < 10 MW im Jahr 2020**

Feuerungswärmeleistung [MW]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NO <sub>x</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CH <sub>4</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NMVOC [mgC/Nm <sup>3</sup> ]	Staub [mg/Nm <sup>3</sup> ]
1 - < 5	22	164	< 0,961	0,00	< 0,646
5 - < 10	34	150	< 1,16	0,00	< 1,00

Anmerkung: Wenn ein Wert mit "<" gekennzeichnet ist, lagen gemessene Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze und sind mit halber Bestimmungsgrenze in die mittlere Emissionskonzentration eingeflossen. Es erfolgte keine Gewichtung nach Jahresbetriebsstunden, da ein Großteil der Heizöl-Anlagen keine oder nur sehr wenige Betriebsstunden aufwies.

Quelle: CO-Daten 2019 (UBA 2023a), übrige Daten eigene Messungen (2020-2022)

**Tabelle 4: Mittlere Emissionskonzentration bei 3 % O<sub>2</sub> für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für bestehende Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW im Jahr 2020**

Feuerungswärmeleistung [MW]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NO <sub>x</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CH <sub>4</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NMVOC [mgC/Nm <sup>3</sup> ]	Staub [mg/Nm <sup>3</sup> ]
1 - < 5	19	117	< 1,15	0,00	< 0,207
5 - < 10	21	126	< 1,93	0,00	< 0,100

Anmerkung: Wenn ein Wert mit "<" gekennzeichnet ist, lagen gemessene Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze und sind mit halber Bestimmungsgrenze in die mittlere Emissionskonzentration eingeflossen. Alle Werte außer für CO basieren auf eigenen Messdaten und wurden entsprechend der Jahresbetriebsstunden der gemessenen Anlagen gewichtet.

Quelle: CO-Daten 2019 (UBA 2023a), übrige Daten aus eigenen Messungen (2020-2022)

Für neue Heizöl- und Erdgas-Anlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung wurden mit Ausnahme von Stickstoffoxiden und Kohlenmonoxid die gleichen Werte angesetzt wie für bestehende Anlagen. Für die übrigen Schadstoffe (Gesamt-Kohlenstoff, NMVOC und Staub) ist nicht davon auszugehen, dass sich das Emissionsverhalten bei neuen Anlagen relevant verbessert bzw. verändert.

Für Kohlenmonoxid-Emissionen wurden die durchschnittlichen Emissionskonzentrationen aus der Berichterstattung Deutschlands an die EU zum 1. Januar 2021 gemäß MCPD Artikel 11 Absatz 2 verwendet. Grundlage für die Berechnungen waren Messungen des Landesinnungsverbands des Schornsteinfegerhandwerks in Bayern an 3.475 Erdgas- und 1.524 Heizöl-Feuerungen, zum anderen Emissionsmessungen an 490 genehmigungsbedürftigen mittelgroßen Feuerungsanlagen (321 Erdgas- und 169 Heizöl-Feuerungen). (UBA 2023a)

Für Stickstoffoxidemissionen aus neuen Heizöl-Anlagen wurde der an einer Anlage mit 3,2 MW und Baujahr 2018 gemessene Wert angesetzt. (Tabelle 5)

**Tabelle 5: Mittlere Emissionskonzentrationen bei 3 % O<sub>2</sub> für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für neue Heizöl-Anlagen mit 1 - < 10 MW**

Nennwärmeleistung [MW]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NO <sub>x</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CH <sub>4</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NMVOC [mgC/Nm <sup>3</sup> ]	Staub [mg/Nm <sup>3</sup> ]
1 - < 5	21	92,9	< 0,961	0	< 0,646
5 - < 10	21	92,9	< 1,16	0	1,00

Anmerkung: Wenn ein Wert mit "<" gekennzeichnet ist, lagen gemessene Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze und sind mit halber Bestimmungsgrenze in die mittlere Emissionskonzentration eingeflossen. Alle Werte außer für CO basieren

auf eigenen Messdaten. Es erfolgte keine Gewichtung nach Jahresbetriebsstunden, da ein Großteil der Heizöl-Anlagen keine oder nur sehr wenige Betriebsstunden aufwies. Nur der Emissionsfaktor für NO<sub>x</sub> basiert auf der Messung an einer neueren Anlage mit Inbetriebnahmejahr 2018. Die Werte für CH<sub>4</sub>, NMVOC und Staub entsprechen den Emissionskonzentrationen für bestehende Anlagen, da für diese Parameter bei neueren Anlagen keine relevanten Änderungen angenommen werden. Quelle: CO-Daten aus 2019 (UBA 2023a), übrige Daten aus eigenen Messungen (2020-2022)

Für Stickstoffoxidemissionen aus Erdgas-Anlagen werden zwei Szenarien berechnet: Szenario 1 verwendet für neue Anlagen den Mittelwert der Stickstoffoxid-Werte aus eigenen Messungen an fünf Neuanlagen mit 1 MW bis unter 5 MW (Inbetriebnahme 2019 bzw. 2020). (Tabelle 6)

**Tabelle 6: Mittlere Emissionskonzentrationen bei 3 % O<sub>2</sub> für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für neue Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW, Szenario 1**

Nennwärmeleistung [MW]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NO <sub>x</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CH <sub>4</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NMVOC [mg C/Nm <sup>3</sup> ]	Staub [mg/Nm <sup>3</sup> ]
1 - < 5	19	78,9	< 1,15	0,00	< 0,207
5 - < 10	16	78,9	< 1,93	0,00	< 0,100

Anmerkung: Wenn ein Wert mit "<" gekennzeichnet ist, lagen gemessene Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze und sind mit halber Bestimmungsgrenze in die mittlere Emissionskonzentration eingeflossen. Alle Werte außer für CO basieren auf eigenen Messdaten und wurden entsprechend der Jahresbetriebsstunden der gemessenen Anlagen gewichtet; nur die Werte für NO<sub>x</sub> basieren auf der Messung an fünf neueren Anlagen mit Inbetriebnahmejahren 2019 und 2020. Die Werte für CH<sub>4</sub>, NMVOC und Staub entsprechen den Emissionskonzentrationen für bestehende Anlagen, da für diese Parameter bei neueren Anlagen keine relevanten Änderungen angenommen werden.

Quelle: CO-Daten aus 2019 (UBA 2023a), übrige Daten eigene Messungen (2020-2022)

Für Szenario 2 (Tabelle 7) wird angenommen, dass im Jahr 2030 in Deutschland in neuen und bestehenden Erdgasfeuerungsanlagen ein Grenzwert für Stickstoffoxide entsprechend der Vorgaben in den Niederlanden einzuhalten ist. Der NO<sub>x</sub>-Grenzwert in den Niederlanden beträgt für Erdgasanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung 70 mg/Nm<sup>3</sup>, wobei die Messunsicherheit bei der Grenzwertüberprüfung abgezogen wird. Dies entspricht gemäß den Messdaten aus den Niederlanden (SCIOS 2022) in etwa der Festlegung eines NO<sub>x</sub>-Grenzwertes von 100 mg/Nm<sup>3</sup>, wenn zum Messwert die Messunsicherheit addiert wird, wie dies in Deutschland die 44. BImSchV zur Grenzwertüberprüfung vorgibt.

**Tabelle 7: Mittlere Emissionskonzentrationen bei 3 % O<sub>2</sub> für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW bei NO<sub>x</sub>-Grenzwertvorgabe wie in den Niederlanden**

Nennwärmeleistung [MW]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NO <sub>x</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CH <sub>4</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NMVOC [mgC/Nm <sup>3</sup> ]	Staub [mg/Nm <sup>3</sup> ]
1 - < 5	19	59,1	< 1,15	0,00	< 0,207
5 - < 10	16	59,1	< 1,93	0,00	< 0,100

Anmerkung: Wenn ein Wert mit "<" gekennzeichnet ist, lagen gemessene Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze und sind mit halber Bestimmungsgrenze in die mittlere Emissionskonzentration eingeflossen. Die genutzten eigenen Messwerte (CH<sub>4</sub>, NMVOC, Staub) wurden entsprechend der Jahresbetriebsstunden der gemessenen Anlagen gewichtet.

Quelle: CO-Daten aus 2019 (UBA 2023a), NO<sub>x</sub>-Daten 2017-2022 (SCIOS 2022), übrige Daten eigene Messungen 2020-2022

Zur Berechnung der Gesamtemissionen der Öl- und Gasfeuerungen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung wird der Energieverbrauch in den Anlagen benötigt, um eine „Aktivitätsrate“ mit dem Emissionsfaktor zu multiplizieren. Mangels anderweitiger Daten wurde dieser auf Basis der im Projekt erhobenen Energieverbräuche berechnet, die bei den 100



Messungen erhoben wurden. Der mittlere Brennstoffverbrauch pro installierter Leistung der gemessenen Anlagen [MJ/MW] wurde anhand der Daten des Schornsteinfegerverbandes zum Gesamtbestand in Deutschland hochgerechnet (ZIV 2019).

Für das Jahr 2020 ergibt sich ein Energieverbrauch von 266.123 TJ Heizöl und Erdgas in Anlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung in Deutschland. Der Gasverbrauch hat darin einen Anteil von 99,4 %, der Heizölverbrauch einen Anteil von 0,6 %.

Die Prognose ergibt für das Jahr 2030 im Vergleich mit dem Jahr 2020 einen 10,9 % geringeren Energieverbrauch von 237.013 TJ Heizöl und Erdgas in Anlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung. Der Gasverbrauch hat dabei einen Anteil von 99,4 % und der Heizölverbrauch einen Anteil von 0,6 %. Für den Energieverbrauch im Jahr 2030 erfolgte entsprechend dem im Auftrag des Umweltbundesamtes erstellten „Projektionsbericht 2021“ (Repenning et al. 2021) die Annahme, dass der Verbrauch bei Heizöl gegenüber dem Jahr 2020 unverändert bleibt und der Verbrauch bei Erdgas von 2020 bis 2030 um 11 % abnimmt.

Die ermittelten Emissionskonzentrationen [mg/Nm<sup>3</sup>] wurden mit dem Faktor 0,28 zu Emissionsfaktoren [kg/TJ] umgerechnet und mit den Energieverbräuchen multipliziert, um die Gesamtemissionen zu erhalten. Dabei erfolgte in den Berechnungen für die Jahre 2020 und 2030 eine Berücksichtigung des Anteils an Neuanlagen. Für Neuanlagen wurde bei CO- und NO<sub>x</sub>-Emissionen ein geringerer Emissionsfaktor als für bestehende Anlagen angesetzt.

Die Daten des ZIV (2019) zeigen, dass in den Jahren 2015 bis 2019 bezogen auf den Gesamtbestand im Mittel jährlich etwa 2 % Heizöl- und 3 % Erdgasanlagen erneuert wurden. Daher wurde für das Jahr 2020 angenommen, dass die in den Jahren 2019 und 2020 errichteten Neuanlagen etwa 4 % der Heizöl- und 6 % der Erdgasanlagen ausmachen. Für das Jahr 2030 wurde entsprechend angenommen, dass Neuanlagen, die in den Jahren 2019 bis 2030 errichtet wurden, 24 % der Heizöl- und 36 % der Erdgasanlagen ausmachen.

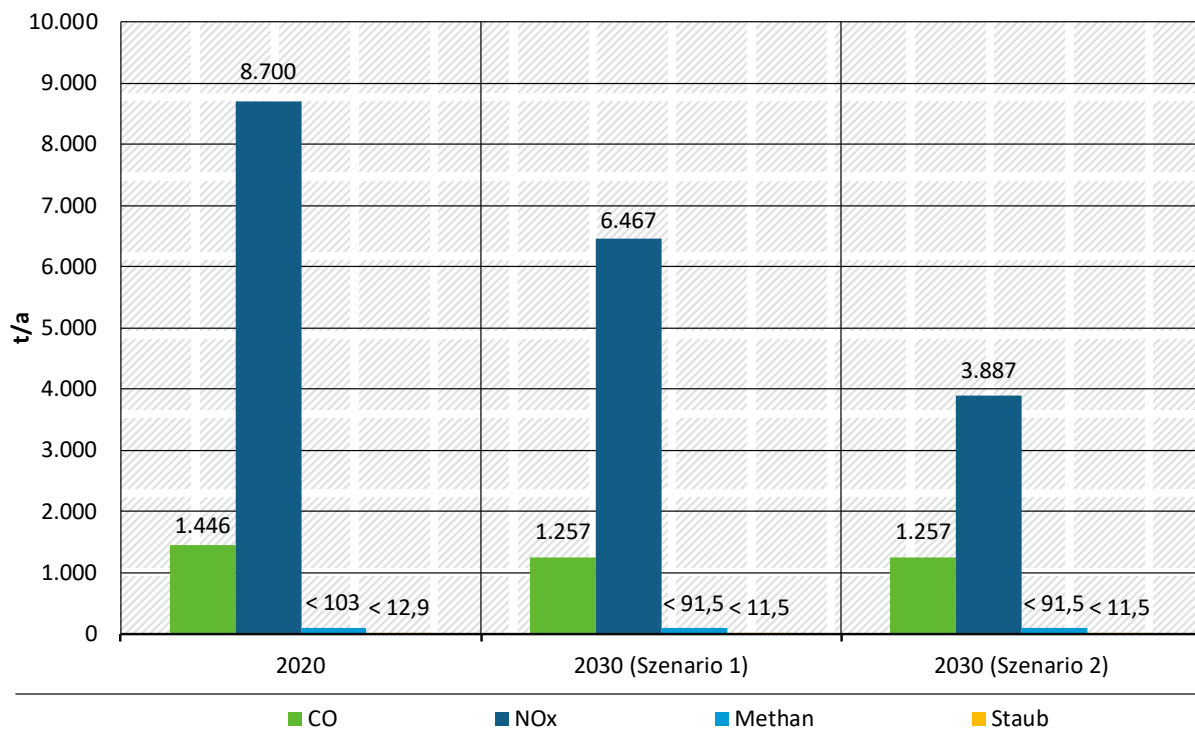
Abbildung 5 zeigt die berechneten Emissionen aus Erdgasanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung in Deutschland in den Jahren 2020 bis 2030. Für 2030 zeigt das Szenario 1 die berechnete Entwicklung ohne Grenzwertveränderung für NO<sub>x</sub>, das Szenario 2 die Entwicklung bei der Vorgabe eines Grenzwertes von 100 mg/Nm<sup>3</sup> anstelle von 150 mg/Nm<sup>3</sup>, der unter Aufschlag der Messunsicherheit einzuhalten ist.

Die Emissionen für Stickstoffoxide aus Erdgasfeuerungen liegen im Jahr 2020 bei rund 8.700 Tonnen. Für das Jahr 2030 ist eine Senkung auf rund 6.500 Tonnen zu erwarten (-25 %); würde ein Grenzwert wie in den Niederlanden festgelegt, würden die Stickstoffoxide-Emissionen auf rund 3.900 Tonnen im Jahr 2030 sinken (-55 %).

Für 2020 ergaben sich zudem aus Erdgasfeuerungen Emissionen von weniger als 13 Tonnen Staub (12 Tonnen in 2030), weniger als 103 Tonnen Methan (92 Tonnen in 2030), rund 1.400 Tonnen Kohlenmonoxid (1.300 Tonnen in 2030) und keine NMVOC-Emissionen.

Für Heizöl-Feuerungen resultierten für 2020 und 2030 Emissionen von rund 65 Tonnen Stickstoffoxiden, rund 10 Tonnen Kohlenmonoxid, jeweils weniger als 0,5 Tonnen Methan und Staub sowie keine NMVOC-Emissionen.

**Abbildung 5: Entwicklung der Emissionen aus Erdgasfeuerungen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung in Deutschland zwischen 2020 und 2030**



Anmerkung: Methan und Staub mit "<", da ein Teil der Messwerte unter der Bestimmungsgrenze lag und mit halber Bestimmungsgrenze in den Emissionsfaktor eingeflossen ist.

Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

Zusätzlich zur Emissionsberechnung erfolgten Recherchen zu besten verfügbaren Techniken in öl- und gasgefeuerten Anlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung. Dazu wurden Interviews mit Herstellern, Verbänden und Behörden sowie ein Fachgespräch durchgeführt.

In Tabelle 8 sind die Emissionsminderungstechniken aufgeführt, die von den Betreibern zu den gemessenen Anlagen im Fragebogen berichtet wurden. Die Vollständigkeit der Angaben hing von der Kenntnis der zuständigen Kontaktperson ab. Durch Unterstützung der Hersteller bei der Analyse von Brennertypen anhand der Fotos von Typenschildern konnten zusätzliche Brenner mit NO<sub>x</sub>-Minderungstechnik identifiziert werden, die von den Betreibern nicht angegeben wurden (BDH 2022). Es besteht die Möglichkeit, dass weitere Betreiberangaben zu Emissionsminderungstechniken unvollständig sind, da nicht alle Brenner-Typenschilder zugänglich für die Erstellung von Fotos waren oder von Herstellern waren, die sich nicht an der Typenschild-Analyse beteiligt haben.

Bei 100 Messungen in 79 Anlagen wurde bei 27 Anlagen der Einsatz von Low NO<sub>x</sub>-Brennern zur Stickstoffoxid-Minderung dokumentiert (34 %). Etwa ein Viertel dieser Low NO<sub>x</sub>-Brenner wurden in bestehenden Anlagen nachgerüstet. Bei sechs der 27 Anlagen wurde angegeben, dass sie über Low NO<sub>x</sub>-Brenner und eine Abgasrückführung zur Stickstoffoxid-Minderung verfügen.

Von insgesamt 28 Anlagen mit Heizölfeuerung, an denen eine Messung erfolgte, wurde bei zehn Anlagen (36 %) angegeben, dass schwefelarmes Heizöl zum Einsatz kam. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sieben der zehn Anlagen Mehrstoffbrenner nutzen, die bis 2021 überwiegend mit Gas betrieben wurden und somit eher ältere Heizöl-Lagerbestände aufwiesen.

Lambda-Sonden bzw. O<sub>2</sub>-Regelungen, die einen besseren Ausbrand und somit geringere Emissionen von CO, Methan und Gesamt-Kohlenstoff bewirken, wurden bei neun der 79 Anlagen

dokumentiert (11 %). Eine Abwärmenutzung, die zu spezifisch geringeren Gesamtemissionen führt, wurde von den Betreibern bei 19 der 79 Anlagen angegeben (24 %).

Eine Kombination der Techniken wurde selten genannt: Zwei Anlagen verfügen über Low NO<sub>x</sub>-Brenner und eine O<sub>2</sub>-Regelung.

**Tabelle 8: Informationen zu Emissionsminderungstechniken an den gemessenen Anlagen**

Emissions-minderungs-technik	Zweck der Technik	Einbau bei Instal-lation	Einbau als Nach-rüstung	Bestehende Anlagen (vor 20.12.2018)	Neu-anlagen (ab 20.12.2018)	Mehrstoff-feuerungs-anlagen
Low NO <sub>x</sub> -Brenner	Minderung von Stickstoffoxiden	21	6	24	3	4
Abgasrück-führung	Minderung von Stickstoffoxiden, Ausbrand verbessert	1	5	6	0	1
Schwefelarmes Heizöl	Minderung von Schwefeldioxiden	-	-	10	0	7
Lambda-Sonde / O <sub>2</sub> -Regelung	Verbesserung der Brennstoffnutzung und des Ausbrandes, dadurch Minderung von CO, Methan und NMVOC	7	2	9	0	1
Abgaswärme-nutzung / Wärmetauscher	Verbesserung der Brennstoffnutzung, dadurch geringere spezifische Emissionen	k. A.	k. A.	19	4	2

Quelle: Betreiberfragebogen von 79 Anlagen (eigene Erhebung), Herstellerangaben zu 21 Brennern (BDH 2022)

Weiterhin wurden in mehreren europäischen Ländern Recherchen zur Grenzwertsetzung durchgeführt, insbesondere zu divergierenden Messanforderungen und Bewertungssystemen für die Messwerte bei der Überprüfung der Einhaltung von Grenzwerten.

Tabelle 9 gibt eine Übersicht über die jeweiligen Grenzwert- und Messanforderungen der mittelgroßen Feuerungsanlagen in sechs ausgewählten europäischen Ländern.

Die Angaben in der Tabelle verdeutlichen, dass die Grenzwerte und Messanforderungen der betrachteten Länder deutlich voneinander abweichen. Dies betrifft auch die zu messenden Parameter. Flandern verlangt bei Erdgasfeuerungen auch die Einhaltung von Grenzwerten für Schwefeldioxide und Staub. Zusätzlich zu CO, NO<sub>x</sub>, Staub oder der Rußzahl verlangt Flandern bei der Feuerung mit flüssigen Brennstoffen auch die Einhaltung von Grenzwerten für zwei Schwermetalle (Vanadium und Nickel).

Weiterhin besteht ein großer Unterschied in der Bewertung der Messergebnisse. Zum einen ist die Messunsicherheit unterschiedlich zu behandeln. In Österreich und den Niederlanden beispielsweise ist die Messunsicherheit zu subtrahieren, in Deutschland und Flandern zu addieren. Zum anderen kann in manchen Ländern der Mittelwert der Messungen mit dem Grenzwert verglichen werden, in anderen Ländern muss jeder Messwert den Grenzwert einhalten. Auch die vorgegebenen Messperioden unterscheiden sich zwischen viertel-, ein-, zwei- und dreijährig.

**Tabelle 9: Anforderungen an mittelgroße Feuerungsanlagen in Flandern/Belgien, Dänemark, Schweiz, Österreich, Deutschland und den Niederlanden**

	<b>Flandern (1-20 MW)</b>	<b>DK (&lt; 10 MW)</b>	<b>CH (&lt; 10 MW)</b>	<b>AT (1-20 MW)</b>	<b>DE (1-10 MW)</b>	<b>NL (1-20 MW)</b>
Grenzwerte Erdgas 1) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NOx: 80-300 CO: 100-250 SO <sub>2</sub> : 35 Staub: 5-50	NOx: 100-105 CO: 125	NOx: 80 CO: 100 NH <sub>3</sub> : 30	NOx: 100-120 CO: 80	NOx: 100-150 CO: 80-110	NOx: 70
Grenzwerte Heizöl 1) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NOx: 185-650 CO: 175-250 SO <sub>2</sub> : 170-1700 Staub: 5-200 Nickel: 3 Vanadium: 5	NOx: 180 CO: 165	NOx: 80 CO: 100 NH <sub>3</sub> : 30 Rußzahl: 1	NOx: 150 CO: 80 Staub: 10-20	NOx: 200 CO: 80-150 Rußzahl: 1	NOx: 120 SO <sub>2</sub> : 200 Staub: 5
Anforderung bezüglich der Messunsicherheit	Addition	Keine Berück- sichtigung	Subtraktion	Subtraktion	Addition	Subtraktion
Messunsicherheit max.	Alle Parameter: 30 %	-	-	NOx: 20 % CO: 10 % Staub: 30 %	-	NOx: 20 % SO <sub>2</sub> : 20 % Staub: 30 %
Messdauer	Eine Messung (60 min. oder 90 min.)	2 x 45 Minuten	3 x 30 Minuten	3 x 30 Minuten	3 x 30 Minuten	3 x 30 Minuten
Grenzwert- Abgleich	Mittel der Einzelwerte	Mittel der Einzelwerte	Mittel der Einzelwerte	Jeder Einzelwert	Jeder Einzelwert	Jeder Einzelwert
Messzyklen (nur Anlagen > 500 Jahres- betriebsstunden)	Alle 2 Jahre für 1 - < 5 MW  Alle 3 Monate für 5 - < 20 MW	Alle 2 Jahre für < 5 MW Einmal pro Jahr für 5 - < 10 MW und > 3000 Stunden/a	Alle 2 Jahre	Alle 3 Jahre	Alle 3 Jahre	Alle 3 Jahre für Neuanlagen Einmalig für bestehende Anlagen (Alle 3 Jahre ab 2025 für ≥ 5 MW, ab 2030 für 1 - 5 MW)

Quelle: UBA-Workshop (2022)

<sup>1</sup> Emissionsgrenzwerte hängen von der Anlagenkapazität, den Betriebsstunden und dem Datum der ersten Genehmigung ab.

## Summary

In Germany, there are about 13,000 medium-sized oil and gas combustion plants with a rated thermal input of 1 MW to less than 10 MW. In 2020, about 25 % of the plants was fired with fuel oil, and about 75 % with natural gas. Some of the natural gas-fired plants are equipped with dual-fuel burners and can be converted to fuel oil operation. (ZIV 2020)

Oil and gas combustion plants with a rated thermal input of 1 MW to less than 10 MW that do not require a permit fall within the scope of EU Directive 2015/2193 (EU Directive 2015). The Directive was transposed into national law in Germany by the "Ordinance on Medium-Sized Combustion, Gas Turbine and Internal Combustion Engine Installations" (44. BImSchV 2019), so that installations must comply with corresponding requirements.

The aim of the research project was to estimate the emissions from fuel oil and natural gas combustion installations with a rated thermal input of 1 MW to less than 10 MW that do not require a permit for the year 2020, to calculate a projection of the emissions from these plants for the year 2030, and to determine best available techniques for these facilities.

For this purpose, 100 measurements of the following air pollutants were carried out: Nitrogen oxides (NO<sub>x</sub>), carbon monoxide (CO), total dust, methane (CH<sub>4</sub>), total organic hydrocarbons (total C). In addition, the smoke number was measured in fuel oil plants in order to analyse correlations with dust emissions. Based on these measurements and on additional data, emission factors were calculated that best represent the current stock of medium-sized oil and gas combustion plants with a rated thermal input of 1 MW to less than 10 MW.

The measurements were carried out in combustion installations of housings and of industrial sites. In order to select the plants, contact was made with authorities as well as with companies in the housing sector, with heat contractors and with industry.

The main obstacle to participation of plants in the measurements was the lack of suitable measurement openings in the flue gas system with a size of three inches. This is not necessary for the measurements required so far. The vast majority of plants with a rated thermal input of 1 MW to less than 10 MW only have openings with a size of ½ inch, which are suitable for measurements by the chimney sweepers, but were not sufficient for the measurement programme of the research project.

The measurements took place in the period from November 2020 to April 2022 at 50 plants that are used by contracting companies to mainly heat residential buildings and at 29 plants that provide process heat at industrial sites. 21 plants have multi-fuel burners, so that both gas and oil firing could be measured at one plant. 51 plants have single-fuel burners for gas, seven plants have single-fuel burners for fuel oil. In addition to the measurements on existing plants, five new gas-fired plants as defined by the 44<sup>th</sup> BImSchV were also measured, in other words plants that were commissioned from 20 December 2018 and therefore have to comply with a stricter limit value for carbon monoxide and for nitrogen oxides.

The comparison of the shares of the measured plants with the total number of installed plants in Germany shows that the plants with a low nominal heat output (1 - < 2 MW) are somewhat less represented in the sample of measured plants than in the total number of plants, both for oil-fired and gas-fired plants. Plants with a higher nominal heat output (4 - < 5 MW and 5 - < 10 MW) are somewhat higher represented in the sample of measured plants. In the other groups of nominal heat output, the share of the measured plants roughly corresponds to the share of totally installed plants (Table 10 and Table 11).

**Table 10: Number and share of measured oil-fired plants compared with the inventory of plants in Germany, grouped by nominal heat output**

Nominal power Fuel oil plants	1 - < 2 MW	2 - < 3 MW	3 - < 4 MW	4 - < 5 MW	5 - < 10 MW	Total
Measured plants	12	5	1	5	5	28
Total plants installed	1.904	635	237	145	256	3.177
Share of measured plants	43 %	18 %	3 %	18 %	18 %	100 %
Share of total plants installed	60 %	20 %	7 %	5 %	8 %	100 %

Source plants inventory: ZIV (2020)

**Table 11: Number and proportion of measured gas-fired plants compared with the inventory of plants in Germany, grouped by nominal heat output**

Nominal heat output Gas-fired plants	1 - < 2 MW	2 - < 3 MW	3 - < 4 MW	4 - < 5 MW	5 - < 10 MW	Total
Measured plants	25	18	7	12	10	72
Total plants installed	5.310	1876	718	494	1.018	9.416
Share of measured plants	35 %	25 %	10 %	16 %	14 %	100 %
Share of total plants installed	56 %	20 %	8 %	5 %	11 %	100 %

Source plants inventory: ZIV (2020)

For each plant a measurement report was prepared by the measuring institute, containing measurement results, conversions of the measurement results to standard conditions and reference oxygen content, as well as comments on specific measurement conditions, in particular the duct properties and the operating mode (especially load and load fluctuations).

In addition, a questionnaire was completed by the operators for each plant on technical data (especially on emission reduction techniques) and on fuel consumption. In the absence of other data, the recorded fuel consumption was used to extrapolate the energy consumption of all plants in Germany with a rated thermal input of 1 MW to less than 10 MW.

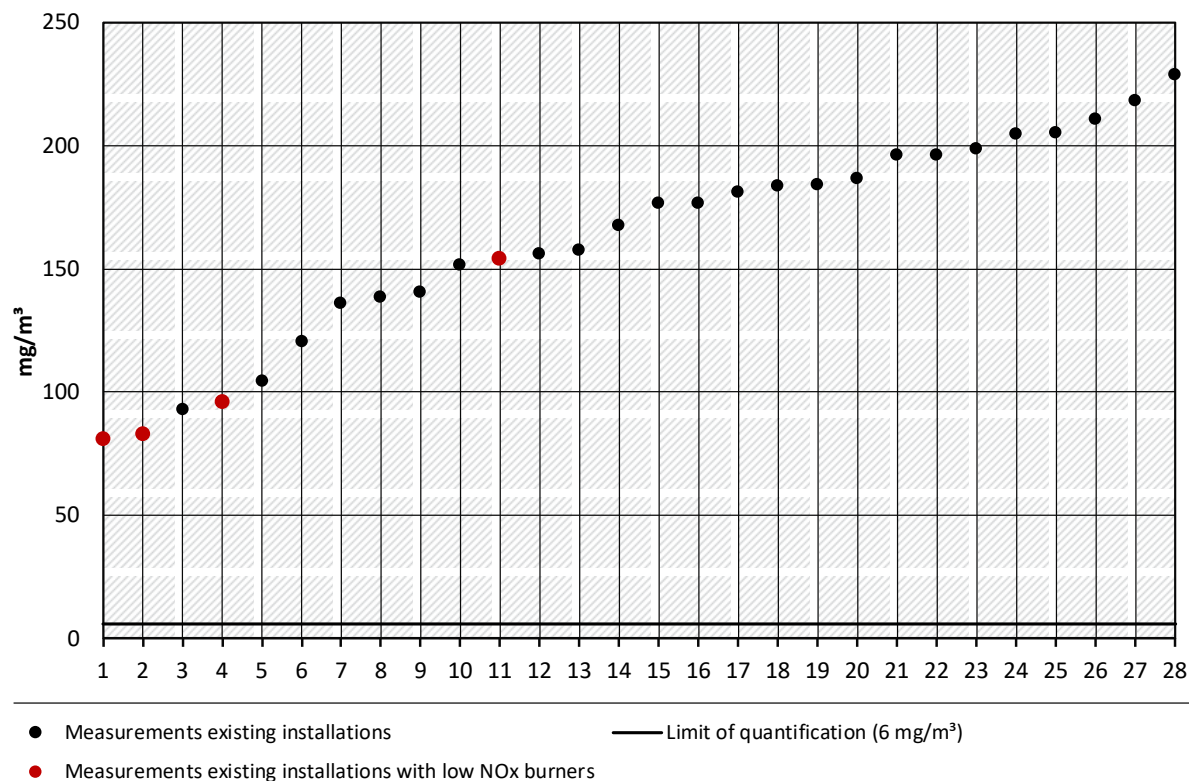
If possible, three uninterrupted half-hourly measurements were taken at each plant. In cases where a plant was running at low or no load due to load fluctuations, the measurement was interrupted in order to achieve a total of three 30-minute measurement periods. In a few individual cases, the duration of the individual measurements had to be shortened, but a minimum measurement duration of 20 minutes was always guaranteed.

The measurements show very low emissions for dust, methane and total organic hydrocarbons (TOC), which in many cases were below the limit of quantification of the measurement methods. The NMVOC emission values calculated from methane and TOC were zero, so it can be assumed that the organic hydrocarbon emissions, if they are above the limit of quantification, consist entirely of methane.

The 28 measurements in fuel oil plants resulted in smoke number values of 0.04 to 1.5. For the analysis of the correlation of smoke number and dust concentration, 21 pairs of measurements with measurement results above the limit of quantification were available. The resulting correlation factor was 0.39, so that no correlation could be determined.

The 28 measurements of nitrogen oxides at fuel oil plants resulted in emission values between 81 and 229 mg/Nm<sup>3</sup>. No value was below the limit of quantification (6 mg/Nm<sup>3</sup>). (Figure 6)

**Figure 6: Nitrogen oxides measurement results - fuel oil plants (standardised, 3 % reference oxygen content, mean value of three measurements, usually 30 minutes each)**



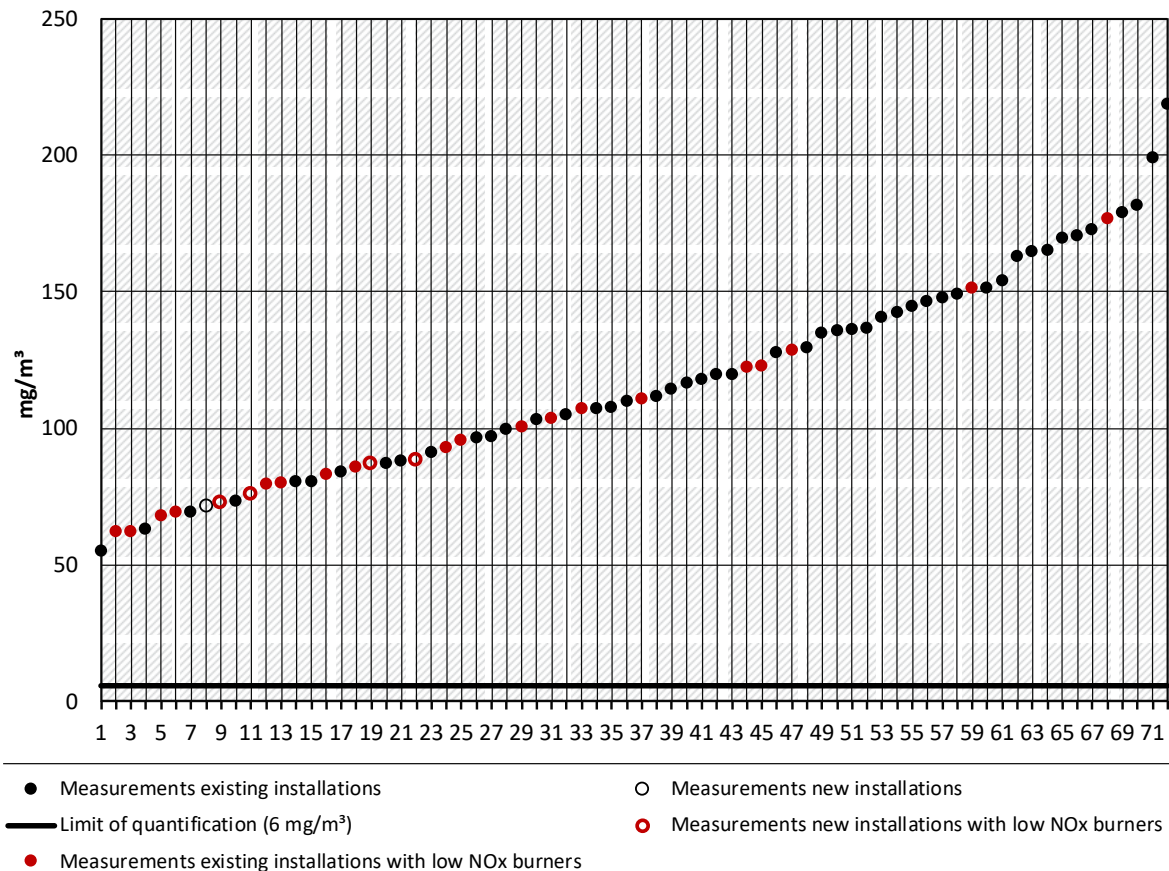
Existing installations started operation before 20 december 2018.

Source: own figure (Ökopöl)

The 72 measurements of nitrogen oxides at natural gas plants resulted in emission values between 56 and 220 mg/Nm<sup>3</sup>. No value was below the limit of quantification (6 mg/Nm<sup>3</sup>). (Figure 7 where five measurements on new combustion installations are indicated with circular markings).



**Figure 7: Nitrogen oxides measurement results - natural gas plants (standardised, 3 % reference oxygen content, mean value of three measurements, usually 30 minutes each)**



Existing installations started operation before 20 december 2018.

Source: own figure (Ökopöl)

The natural gas combustion installations with low NO<sub>x</sub> burners achieved the lowest NO<sub>x</sub> values. There is no correlation between the NO<sub>x</sub> values and the age of the plant, neither for fuel oil plants nor for the existing natural gas plants. The measurements of five new natural gas plants (installed from 20.12.2018) showed low NO<sub>x</sub> values.

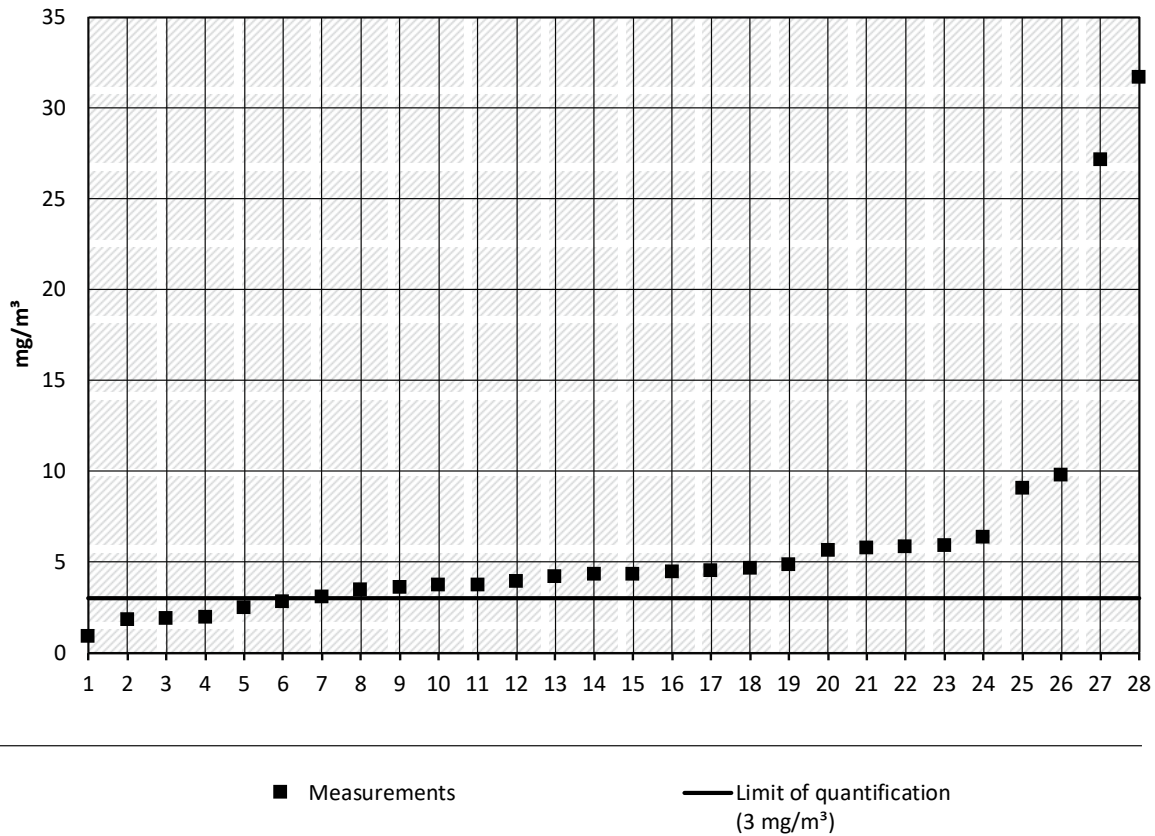
When determining emission factors for nitrogen oxides, two values from natural gas plants were not included in the calculation because measurements showed unusually high CO, TOC and methane values and the assessment was that with the small number of measured values, it could not be assumed that the two measurements were representative of the total number of plants (see Chapter 2).

The 28 measurements of carbon monoxide at fuel oil plants resulted in emission values between 0.90 and 31 mg/Nm<sup>3</sup>. Except two particularly high values, all values were below 10 mg/Nm<sup>3</sup>. Six values (21 %) were below the limit of quantification (3 mg/Nm<sup>3</sup>). (Figure 8)

The two highest CO values (27/32 mg/Nm<sup>3</sup>) were measured on plants installed in 1991 and 1993, respectively, showing high load variations and average loads of only 20 and 30 %. In both cases, a particularly high smoke number was also measured; in one case, relatively high emissions of methane (1.8 mg/Nm<sup>3</sup>) and TOC (1.4 mg/Nm<sup>3</sup>) were observed.



**Figure 8: Carbon monoxide measurement results - fuel oil plants (standardised, 3 % reference oxygen content, mean value of three measurements, usually 30 minutes each)**

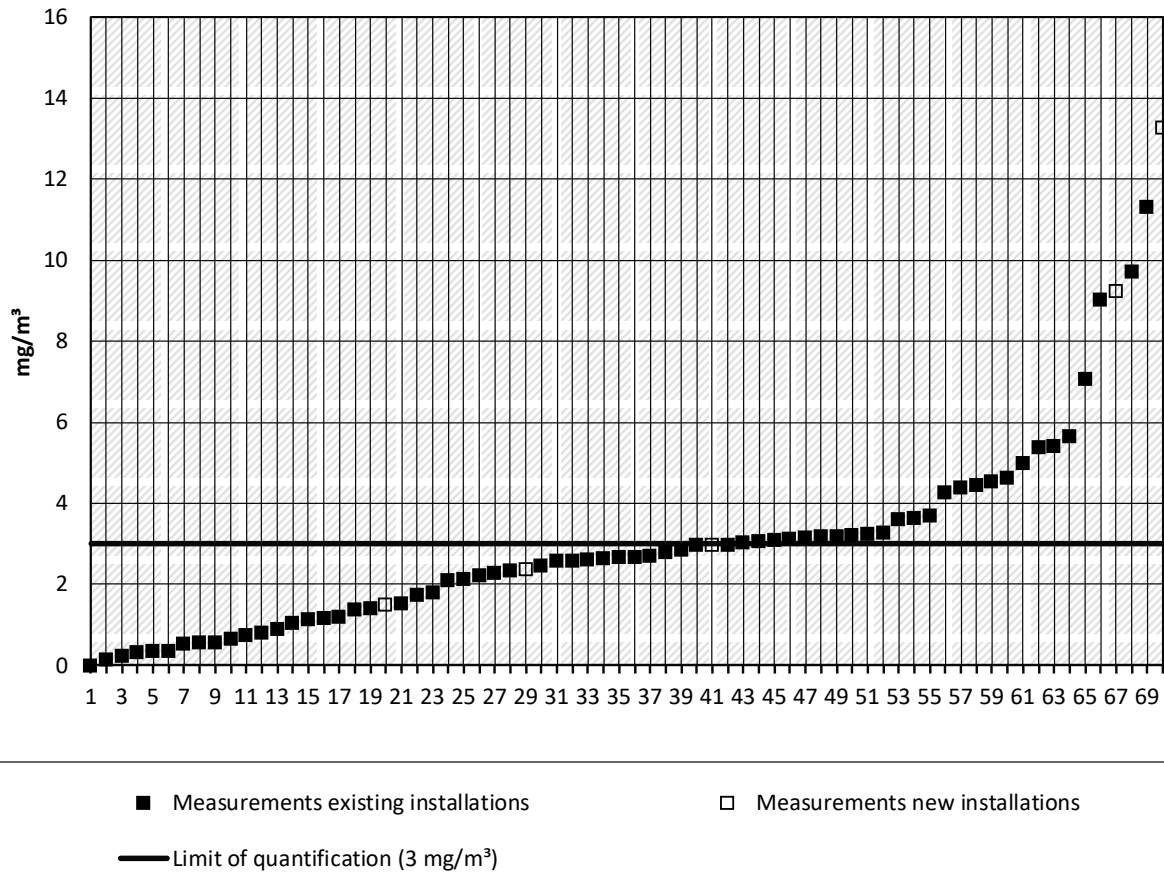


Source: own figure (Ökopoll)

The 72 measurements of carbon monoxide at natural gas plants resulted in emission values between 0 and 2761 mg/Nm<sup>3</sup>. With 42 values, more than half of the measured values (58 %) were below the limit of quantification (3 mg/Nm<sup>3</sup>). Except from two particularly high values (1240/2761 mg/Nm<sup>3</sup>) and two other elevated values, measurement results were all below 10 mg/Nm<sup>3</sup>. (Figure 9, not showing the two highest values).

The two highest values (1,240/2,762 mg/Nm<sup>3</sup>) were measured at plants installed in 2001. During the measurement, they were operated with an average load of 65 and 29 %, respectively. The measured values indicate a suboptimal combustion, as particularly high values for TOC (93/594 mg/Nm<sup>3</sup>) and methane (98/603 mg/Nm<sup>3</sup>) were also measured at the same time, as well as a particularly high value for dust (1.6 mg/Nm<sup>3</sup>) in one case.

**Figure 9: Carbon monoxide measurement results - natural gas plants (without two highest values; standardised, 3 % reference oxygen content, mean value of three measurements, usually 30 minutes each)**



Existing installations started operation before 20 december 2018.

Source: own figure (Ökopoll)

For the calculation of the emission factor for carbon monoxide, the measurement data set was significantly smaller than the data already available at the German Environment Agency (UBA 2023a). The highest emission values measured in the project have a considerable influence on the mean value of the measurements (especially in the case of measurements at natural gas plants), whereby it is unclear whether such high individual values are representative for a larger data collective. Therefore, the own measurement data were not used for the emission calculation.

When determining the emission factors, the measurement results for natural gas plants were weighted according to the recorded annual operating hours of the respective plants in order to better reflect in the emission factor the emissions of plants with a longer operating time. In the case of fuel oil plants, weighting did not make sense because the plants were predominantly equipped with dual-fuel burners and had no or only very few operating hours for fuel oil.

Table 12 and Table 13 document the average emission concentrations determined for existing fuel oil plants and natural gas plants in 2020, in other words for plants installed before 20 December 2018. For more detailed reporting, the data is presented separately according to the rated thermal input of 1 MW to less than 5 MW and of 5 MW to less than 10 MW.

**Table 12: Average emission concentrations at 3 % O<sub>2</sub> for carbon monoxide, nitrogen oxides, methane, NMVOC and total dust for existing fuel oil plants with 1 - < 10 MW in 2020**

Rated thermal input [MW]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NOx [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CH <sub>4</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NMVOC [mgC/Nm <sup>3</sup> ]	Dust [mg/Nm <sup>3</sup> ]
1 - < 5	22	164	< 0,961	0,00	< 0,646
5 - < 10	34	150	< 1,16	0,00	< 1,00

Note: If a value is marked with "<", measured values were below the limit of quantification and were included in the average emission concentration with half the limit of quantification. No weightings were made according to annual operating hours, as a large proportion of the fuel oil plants had no or only very few operating hours.

Source: CO data 2019 (UBA 2023a), other data own measurements (2020-2022)

**Table 13: Average emission concentrations at 3 % O<sub>2</sub> for carbon monoxide, nitrogen oxides, methane, NMVOC and total dust for existing natural gas plants with 1 - < 10 MW in 2020**

Rated thermal input [MW]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NOx [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CH <sub>4</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NMVOC [mgC/Nm <sup>3</sup> ]	Dust [mg/Nm <sup>3</sup> ]
1 - < 5	19	116	< 1,15	0,00	< 0,136
5 - < 10	21	125	< 1,93	0,00	< 0,0493

Note: If a value is marked with "<", the measured value was below the limit of quantification and is included in the average emission concentration with half the limit of quantification. All values except for CO are based on own measurement data and were weighted according to the annual operating hours of the measured plants.

Source: CO data 2019 (UBA 2023a), other data from own measurements (2020-2022)

With the exception of nitrogen oxides and carbon monoxide, for new fuel oil plants and natural gas plants with a rated thermal input of 1 MW to less than 10 MW, the same emission concentrations were assumed as for existing plants. For these other pollutants (TOC, NMVOC and dust), it is assumed that the emission behaviour of new plants does not improve or change significantly.

For carbon monoxide emissions, the emission concentrations reported by Germany to the EU according to Article 11 (2) of the MCPD by 1 January 2021 were used. They were calculated on one hand from measurement results of the Bavarian Chimney Sweepers Association for 3,475 natural gas and 1,524 fuel oil plants, and on the other hand from federal states' databases of measurements at 490 medium-sized furnaces requiring a permit (321 natural gas and 169 fuel oil plants). (UBA 2023a)

For nitrogen oxide emissions from new fuel oil plants, a NOx measurement value was used resulting from at a plant with 3.2 MW, installed in 2018. (Table 14)

**Table 14: Average emission concentrations at 3 % O<sub>2</sub> for carbon monoxide, nitrogen oxides, methane, NMVOC and total dust for new fuel oil plants with 1 - < 10 MW**

Rated thermal input [MW]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NOx [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CH <sub>4</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NMVOC [mgC/Nm <sup>3</sup> ]	Dust [mg/Nm <sup>3</sup> ]
1 - < 5	21	92,9	< 0,961	0	< 0,646
5 - < 10	21	92,9	< 1,160	0	1,00

Note: If a value is marked with "<", the measured values were below the limit of quantification and are included in the average emission concentration with half the limit of quantification. All values except for CO are based on own

measurement data. No weighting was done according to annual operating hours, since a large part of the fuel oil plants had no or only very few operating hours. Only the average emission concentration for NOx is based on the measurement of a newer plant built in 2018. The average emission concentrations for CH<sub>4</sub>, NMVOC and dust correspond to the values for existing plants, as no relevant changes are assumed for these parameters in newer plants.

Source: CO data from 2019 (UBA 2023a), other data from own measurements (2020-2022)

Two scenarios are calculated for nitrogen emissions from natural gas plants: Scenario 1 uses the mean nitrogen oxide value for new plants from our own measurements of five new plants with a nominal heat output of 1 MW to less than 5 MW (installed in 2019 or 2020). (Table 15)

**Table 15: Average emission concentrations at 3 % O<sub>2</sub> for carbon monoxide, nitrogen oxides, methane, NMVOC and total dust for new natural gas plants with 1 - < 10 MW, scenario 1**

Rated thermal input [MW]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NOx [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CH <sub>4</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NMVOC [mgC/Nm <sup>3</sup> ]	Dust [mg/Nm <sup>3</sup> ]
1 - < 5	19	78,9	< 1,15	0,00	< 0,136
5 - < 10	16	78,9	< 1,93	0,00	< 0,0493

Note: If a value is marked with "<", the measured values were below the limit of quantification and are included in the average emission concentration with half the limit of quantification. All values except for CO are based on own measurement data and weighted according to the annual operating hours of the measured plants; only the value for NOx is based on the measurement at five new plants built in 2019 and 2020. The average emission concentrations for CH<sub>4</sub>, NMVOC and dust correspond to the average emission concentration for existing plants, as no relevant changes are assumed for these parameters at new plants.

Source: CO data from 2019 (UBA 2023a), other data own measurements (2020-2022)

For scenario 2 (Table 16), it is assumed that in 2030 a limit value for nitrogen oxides corresponding to the regulation in the Netherlands must be complied with in new and existing natural gas plants in Germany. The NOx limit value in the Netherlands for natural gas firing plants with 1 - <10 MW is 70 mg/Nm<sup>3</sup>, whereby the measurement uncertainty is deducted for compliance with the limit value. According to the measurement data from the Netherlands (SCIOS 2022), this corresponds approximately to a NOx emission limit value of 100 mg/Nm<sup>3</sup>, if the measurement uncertainty is added to the measured value, as specified in Germany in the 44<sup>th</sup> BImSchV for compliance with the limit value.

**Table 16: Average emission concentrations at 3 % O<sub>2</sub> for carbon monoxide, nitrogen oxides, methane, NMVOC and total dust for natural gas plants with 1 - < 10 MW at NL-NOx limit value specification**

Rated thermal input [MW]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NOx [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CH <sub>4</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NMVOC [mgC/Nm <sup>3</sup> ]	Dust [mg/Nm <sup>3</sup> ]
1 - < 5	19	59,1	< 1,15	0,00	< 0,136
5 - < 10	16	59,1	< 1,93	0,00	< 0,0493

Note: If a value is marked with "<", the measured values were below the quantification limit and are included in the average emission concentration with half the quantification limit. The own measured values used for average emission concentrations (CH<sub>4</sub>, NMVOC, dust) were weighted according to the annual operating hours of the measured plants.

Source: CO data from 2019 (UBA 2023a), NOx data 2017-2022 (SCIOS 2022), other data own measurements 2020-2022

To calculate the total emissions of oil and gas plants with a rated thermal input of 1 MW to less than 10 MW, the energy consumption of the plants is needed to multiply an "activity rate" by the emission factor. In the absence of other data, energy consumption was based on the energy consumption data collected during the project's 100 measurements. The mean fuel consumption

per installed capacity of the measured plants [MJ/MW] was extrapolated to the total number of plants in Germany using the inventory data of the Chimney Sweeper Association (ZIV 2019).

For the year 2020, this results in an energy consumption of 266,123 TJ from fuel oil and natural gas consumption in plants with a rated thermal input of 1 MW to less than 10 MW in Germany. Gas consumption has a share of 99.4 %, fuel oil consumption a share of 0.6 %.

The projection for 2030 results in a 10.9 % lower energy consumption of 237.013 TJ fuel oil and natural gas in plants with a rated thermal input of 1 MW to less than 10 MW in 2030 compared to 2020. Gas consumption has a share of 99.4% and fuel oil consumption a share of 0.6 %. For energy consumption in 2030, in accordance with the "Projection Report 2021" (Repenning et al. 2021) prepared on behalf of the German Environment Agency, it was assumed that consumption of fuel oil will remain unchanged compared to 2020 and that consumption of natural gas will fall by 11 % from 2020 to 2030.

The average emission concentrations [mg/Nm<sup>3</sup>] were converted to emission factors [kg/TJ]. To obtain total emissions, the factors were multiplied with the energy consumption. In the calculations for the years 2020 and 2030, the share of new plants was taken into account. For new plants, a lower emission factor than for existing plants was applied for CO and NO<sub>x</sub> emissions.

The data of the ZIV (2019) show that in the years 2015 to 2019, on average about 2 % of fuel oil plants and 3 % of natural gas plants were renewed annually in relation to the total stock. Therefore, it was assumed for the year 2020 that the new plants constructed in 2019 and 2020 account for about 4 % of the fuel oil and 6 % of the natural gas plants. Accordingly, for the year 2030, it was assumed that new plants built from 2019 to 2030 account for 24 % of fuel oil plants and 36 % of natural gas plants.

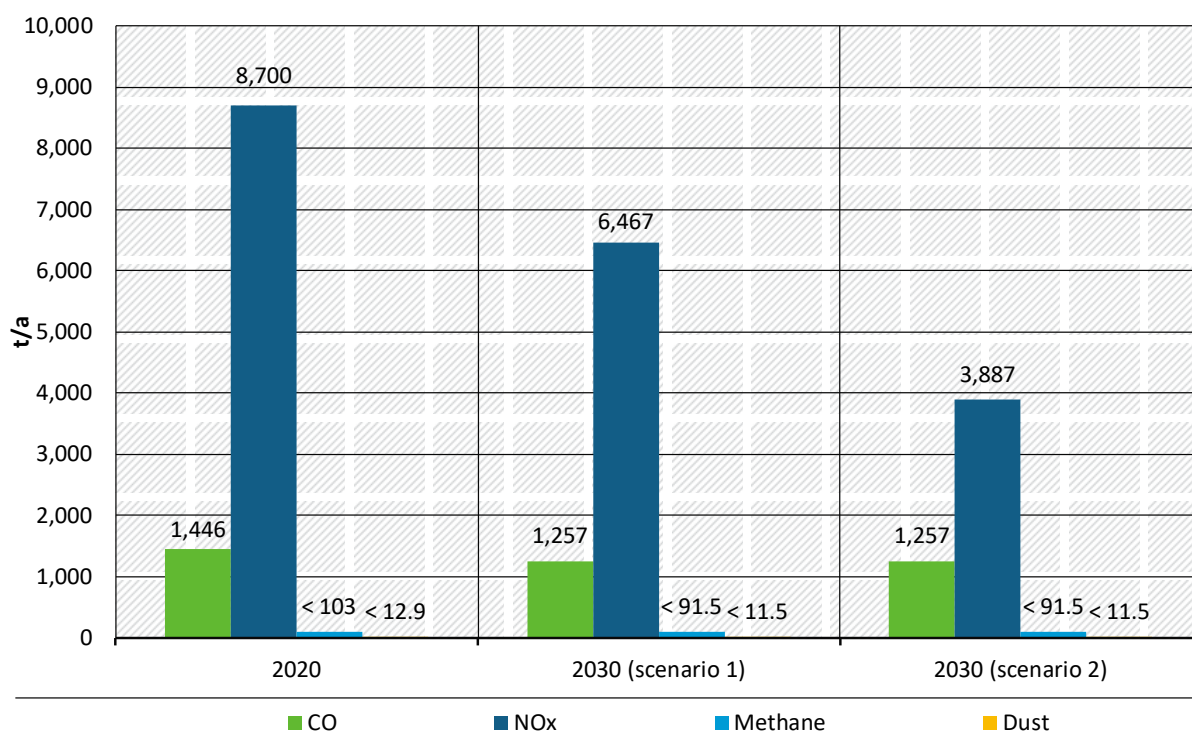
Figure 10 shows the calculated emissions from natural gas plants with a rated thermal input of 1 MW to less than 10 MW in Germany in the years 2020 to 2030. For 2030, scenario 1 shows the calculated development without a change in the NO<sub>x</sub> limit value, while scenario 2 shows the development with the specification of a limit value of 100 mg/Nm<sup>3</sup> instead of 150 mg/Nm<sup>3</sup>, which must be complied with by adding the measurement uncertainty.

For 2020, for natural gas plants, emissions of nitrogen oxides were calculated with about 8,700 tonnes. For 2030, an emission reduction to about 6,500 tonnes is expected (-25 %). If an emission limit value would be fixed on the level required in the Netherlands, nitrogen oxides emissions would fall to about 3,900 tonnes (-55 %).

Additionally, calculations for emissions from natural gas plants for 2020 were less than 13 tonnes of dust (12 tonnes in 2030), less than 103 tonnes of methane (92 tonnes in 2030) and about 1,400 tonnes of carbon monoxide (1,300 tonnes in 2030). NMVOC emissions were calculated with zero.

For fuel oil plants, calculations of emissions for 2020 and 2030 resulted in about 65 tonnes of nitrogen oxides, about 10 tonnes of carbon monoxide, less than 0.5 tonnes for both, methane and dust, and no NMVOC emissions.

**Figure 10: Development of emissions from natural gas plants with a rated thermal output of 1 MW to less than 10 MW in Germany from 2020 to 2030**



Note: Methane, dust with "<" as measurement results were partly below the limit of quantification (LOQ) and used for the emission factor with half the LOQ.

Source: own figure (Ökopoll)

In addition to the emission calculation, research was carried out on best available techniques in oil- and gas-fired plants with a rated thermal input of 1 MW to less than 10 MW. For this purpose, interviews were conducted with manufacturers, associations and authorities, and a technical workshop was carried out.

Table 17 lists the emission reduction techniques reported by the operators for the measured plants. The completeness of the information depended on the knowledge of the responsible contact person. By assisting the manufacturers in the analysis of burner types based on the photos of burner nameplates, it was possible to identify additional burners with NO<sub>x</sub> abatement technology that were not reported by the operators (BDH 2022). There is a possibility that further operator information on emission abatement technologies is incomplete, as not all burner nameplates were accessible for photos or were from manufacturers who did not participate in the nameplate analysis.

Based on 100 measurements in 79 plants, the use of low NO<sub>x</sub> burners for nitrogen oxide reduction was documented in 27 plants (34 %). About a quarter of these low NO<sub>x</sub> burners were retrofitted in existing plants. Six of the 27 plants were reported to have low NO<sub>x</sub> burners and flue gas recirculation for nitrogen oxide reduction.

Of a total of 28 plants with fuel oil combustion where a measurement was carried out, ten plants (36 %) indicated that low-sulphur fuel oil was used. It should be taken into account that seven of the ten plants use multi-fuel burners that were predominantly operated with gas until 2021 and thus tended to have older fuel oil stocks.

Lambda sensors or O<sub>2</sub> controls, which result in a better burnout and thus lower emissions of CO, methane and TOC, were documented at nine of the 79 plants (11 %). Waste heat utilisation

leading to specifically lower total emissions was reported by the operators at 19 of the 79 plants (24 %).

A combination of techniques was rarely mentioned: Two plants have low NO<sub>x</sub> burners and O<sub>2</sub> control.

**Table 17: Information on emission reduction techniques installed at the measured plants**

Emission reduction technique	Purpose of the technique	Techniques when installed	Techniques as retrofit	Existing plants (before 20.12.2018)	New-plants (from 20.12.2018)	Multi-fuel firing plants
Low NO <sub>x</sub> burner	Reduction of nitrogen oxides	21	6	24	3	4
Waste gas recirculation	Reduction of nitrogen oxides, burnout improved	1	5	6	0	1
Low sulphur fuel oil	Reduction of sulphur dioxides	-	-	10	0	7
Lambda sensor / O <sub>2</sub> control	Improvement of fuel use and burnout, thereby reduction of CO, methane and NMVOC	7	2	9	0	1
Waste gas heat use / heat exchanger	Improved fuel use, thus lower specific emissions	no data	no data	19	4	2

Source: Operator questionnaires of 79 plants (own survey), manufacturer data on 21 burners (BDH 2022).

Furthermore, research was carried out in several European countries on the setting of emission limit values, in particular on diverging measurement requirements and the way of compliance with limit values.

Table 18 provides an overview of the respective emission limit values and measurement requirements of medium-sized combustion plants in six selected European countries.

The data in the table show that the limit values and measurement requirements of the selected countries differ significantly. This also applies to the parameters to be measured. Flanders requires additional compliance with limit values for sulphur dioxides and dust for natural gas firing plants. In addition to CO, NO<sub>x</sub>, dust or the smoke number, Flanders also requires compliance with two limit values for heavy metals (vanadium and nickel) for fuel oil and other liquid fuels.

Furthermore, there is a significant difference in the evaluation of the measurement results. On the one hand, the measurement uncertainty is taken into account differently. In Austria and the Netherlands, for example, the measurement uncertainty has to be subtracted, in Germany and Flanders it must be added. On the other hand, in some countries the mean value of the measurements can be compared with the limit value, in other countries every measured value must comply with the emission limit value. The requirements on measurement periods also differ between quarterly, annual, biennial and triennial.



**Table 18: Requirements on medium combustion plants in Flanders/Belgium, Denmark, Switzerland, Austria, Germany and the Netherlands**

	<b>Flanders (1-20 MW)</b>	<b>DK (&lt; 10 MW)</b>	<b>CH (&lt; 10 MW)</b>	<b>AT (1-20 MW)</b>	<b>DE (1-10 MW)</b>	<b>NL (1-20 MW)</b>
Limit values Natural gas (range min.-max.) <sup>2</sup> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NOx: 80-300 CO: 100-250 SO <sub>2</sub> : 35 Dust: 5-50	NOx: 100-105 CO: 125	NOx: 80 CO: 100 NH <sub>3</sub> : 30	NOx: 100-120 CO: 80	NOx: 100-150 CO: 80-110	NOx: 70
Limit values fuel oil (range min.-max.) <sup>2</sup> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NOx: 185-650 CO: 175-250 SO <sub>2</sub> : 170-1700 Dust: 5-200 Nickel: 3 Vanadium: 5	NOx: 180 CO: 165	NOx: 80 CO: 100 NH <sub>3</sub> : 30 Smoke number: 1	NOx: 150 CO: 80 Dust: 10-20	NOx: 200 CO: 80-150 Smoke number: 1	NOx: 120 SO <sub>2</sub> : 200 Dust: 5
Requirement regarding the measurement uncertainty	Addition	Not considered	Subtraction	Subtraction	Addition	Subtraction
Uncertainty of measurement max.	All parameters: 30 %	-	-	NOx: 20 % CO: 10 % Dust: 30 %	-	NOx: 20 % SO <sub>2</sub> : 20 % Dust: 30 %
Number and duration of measurements	One measure- ment (60 min. or 90 min.)	2 x 45 minutes	3 x 30 minutes	3 x 30 minutes	3 x 30 minutes	3 x 30 minutes
Limit value adjustment	Mean of all measured values	Mean of all measured values	Mean of all measured values	Each individual value	Each individual value	Each individual value
Measurement periods (only plants > 500 annual operating hours)	Every 2 years for 1 - < 5 MW  Every 3 months for 5 - < 20 MW	Every 2 years for < 5 MW  Yearly for 5 - < 10 MW and > 3000 hours/a	Every 2 years	Every 3 years	Every 3 years	Every 3 years for new plants Once for existing plants (Every 3 y. from 2025 for ≥ 5 MW and from 2030 for 1 - < 5 MW)

Source: UBA workshop (2022)

<sup>2</sup> The emission limit values (given in ranges) depend on the plant capacity, the operating hours and the date of the first permit (existing/new).



# 1 Hintergrund und Zielstellung des Projektes

Nicht genehmigungsbedürftige mittelgroße Öl- und Gasfeuerungsanlagen mit 1 - 10 MW Nennwärmeleistung unterlagen in Deutschland vor dem 18.12.2015 den Anforderungen der „Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen“ (1. BImSchV 2010). Seither fallen sie in den Geltungsbereich der „EU-Richtlinie 2015/2193 zur Begrenzung der Emissionen bestimmter Schadstoffe aus mittelgroßen Feuerungsanlagen in die Luft“ (EU-Richtlinie 2015). Die Richtlinie wurde in Deutschland durch die „Verordnung über mittelgroße Feuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen“ (44. BImSchV 2019) in nationales Recht umgesetzt.

Deutschland muss bis zum Jahr 2030 gemäß der EU-Richtlinie 2016/2284 im Vergleich zu 2005 in der Summe aller Quellen die NO<sub>x</sub>-Emissionen um 65 % und die SO<sub>2</sub>-Emissionen um 58 % mindern (EU-„NEC“-Richtlinie 2016). Mittelgroße Feuerungsanlagen sind eine relevante Emissionsquelle, insbesondere für Emissionen von Stickstoffoxiden.

Ziel des Forschungsvorhabens war es, die Emissionen von mittelgroßen Öl- und Gasfeuerungen abzuschätzen und eine Prognose der Emissionen dieser Anlagen für das Jahr 2030 zu berechnen (Ergebnisse siehe Kapitel 2). Dafür sollten 100 Messungen zu wesentlichen Luftschadstoffen durchgeführt werden (Ergebnisse siehe Kapitel 3). Ziel der Messungen war, Emissionsfaktoren zu ermitteln, die repräsentativ für den Gesamtbestand der mittelgroßen Öl- und Gas-Feuerungsanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung in Deutschland sind.

Weiterhin war Ziel des Forschungsvorhabens, die besten verfügbaren Techniken zu den öl- und gasgefeuerten Anlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung zu recherchieren (Ergebnisse siehe Kapitel 4). Dazu sollten Literaturrecherchen, Interviews mit Firmen und den Behörden mehrerer Mitgliedstaaten erfolgen sowie ein Workshop zum Thema organisiert werden. Beim Workshop sollten Firmen, die Brenner- und Emissionsminderungs-Techniken herstellen, ihre Systeme mit den verbundenen Vor- und Nachteilen sowie den für geringe Emissionen notwendigen Rahmenbedingungen präsentieren und diskutieren.

Schließlich war Ziel des Vorhabens, die gesetzlichen Rahmenbedingungen für mittelgroße Feuerungsanlagen in ausgewählten Ländern zu vergleichen (Ergebnisse siehe Kapitel 5). Dazu sollten Recherchen in sechs europäischen Ländern erfolgen, von denen vermutet wurde, dass sie ambitionierte Emissionsgrenzwerte festgelegt haben. Die Unterschiede bei den Grenzwertsetzungen sollten näher beleuchtet werden, insbesondere vor dem Hintergrund divergierender Messanforderungen und Bewertungssysteme für die Messwerte. Die Behörden der sechs Länder sollten die Möglichkeit erhalten, die regulativen Vorgaben auf einem Workshop zu präsentieren und zu diskutieren, an dem auch Hersteller von Feuerungsanlagen und deren Verband BDH teilnahmen.

## 2 Emissionen mittelgroßer Heizöl- und Erdgasfeuerungen mit 1 MW bis unter 10 MW in den Jahren 2020 und 2030

In diesem Kapitel erfolgt eine Berechnung der Emissionen von Stickstoffoxiden, Staub, Gesamtkohlenstoff, Kohlenmonoxid, Methan und NMVOC aus Heizöl- und Erdgasfeuerungsanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung in Deutschland für die Jahre 2020 und 2030.

Dazu werden in Kapitel 2.1 die Berechnungsgrundlagen erläutert. Kapitel 2.2 präsentiert den Anlagenbestand, Kapitel 2.3 die Nennwärmeleistung des Anlagenbestandes. In Kapitel 2.4 und 2.5 wird der Energieverbrauch der Jahre 2020 und 2030 berechnet. Kapitel 2.6 bis 2.9 ermitteln aus mittleren Emissionskonzentrationen Emissionsfaktoren. Kapitel 2.10 und 2.11 berechnen die Emissionen, die sich aus Energieverbrauch und Emissionsfaktoren ergeben. Kapitel 2.12 zeigt grafisch die Entwicklung der Emissionen in den Jahren 2020 und 2030.

### 2.1 Berechnungsgrundlagen

Die Emissionsberechnung erfolgt entsprechend der gemeinsamen Leitlinien des Europäischen Mess- und Auswertungsprogramms und der Europäischen Umweltagentur (EMEP/EEA 2019) auf der Basis von „Aktivitätsraten“ und „Emissionsfaktoren“.

- ▶ Aktivitätsraten quantifizieren den Energieeinsatz der Anlagen im Bezugsjahr [TJ/a],
- ▶ Emissionsfaktoren quantifizieren die Emissionsmenge pro eingesetzter Energie [mg/MJ].

Den **Aktivitätsraten** der Bezugsjahre 2020 und 2030 liegen folgende Daten zugrunde:

- ▶ Erhebung des Bundesverbandes des Schornsteinfegerhandwerks in 16 Landesinnungen zum Bestand mittelgroßer Erdgas- und Heizöl-Feuerungsanlagen in Deutschland mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung im Jahr 2019 (ZIV 2020).
- ▶ Erhebung des Jahresenergieverbrauchs in den im Rahmen des Projektes gemessenen mittelgroßen Erdgas- und Heizöl-Feuerungen mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung.
- ▶ Annahmen zum unteren Heizwert: Erdgas H mit 36,7 MJ/m<sup>3</sup>, Heizöl L mit 42,816 MJ/kg sowie zur Dichte von Heizöl 0,85 kg/l (UBA 2022)
- ▶ Annahme eines Umrechnungsfaktors für mg/Nm<sup>3</sup> in mg/MJ für Emissionen aus Heizöl- und Erdgas-Feuerungen mit 0,28 (UBA 2023b)
- ▶ Annahmen zur Änderung des Heizöl- und Erdgas-Verbrauchs zwischen 2020 und 2030: bei Heizöl 0 % und bei Erdgas Senkung um 11 % von 2020 bis 2030, beides basierend auf dem Projektionsbericht 2021 für Deutschland (Repenning et al. 2021), konsolidiert durch eine Trendbefragung zu neuen Wärmeanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW im Rahmen des Projektes (Enercity 2023, vedec 2023).

Die **Emissionsfaktoren**, die den Emissionsabschätzungen für die Jahre 2020 und 2030 zugrunde liegen, basieren auf

- ▶ 100 Messungen der Emissionen von Stickstoffoxiden, Staub, Gesamt-Kohlenstoff und Methan, die in Deutschland an mittelgroßen Erdgas- und Heizöl-Feuerungen mit 1 MW bis

unter 10 MW Nennwärmeleistung zwischen November 2020 und April 2022 im Rahmen des Projektes erfolgten. Aus den Messergebnissen für Gesamt-Kohlenstoff und Methan wurden NMVOC-Emissionen berechnet. Für alle gemessenen Parameter wurden mittlere Emissionskonzentrationen ermittelt, die nach Betriebsstunden der Anlagen gewichtet sind.

- ▶ Mittleren Emissionskonzentrationen von Kohlenmonoxid, die Deutschland zum 1. Januar 2021 an die EU gemäß Artikel 11 Abs. 2 der MCPD berichtet hat. Grundlage für die Berichterstattung waren 5.489 Messungen der Emissionen an mittelgroßen Feuerungsanlagen mit 1 MW bis unter 20 MW Nennwärmeleistung im Jahr 2019, die zum einen vom Landesinnungsverband des Schornsteinfegerhandwerks in Bayern an 3.475 Erdgas- und 1.524 Heizöl-Feuerungen durchgeführt wurden, und die zum anderen aus Datenbanken der Bundesländer von Messungen an 490 genehmigungsbedürftigen Feuerungsanlagen stammen (321 Erdgas- und 169 Heizöl-Feuerungen) (UBA 2023a).
- ▶ 1.656 Messungen der Emissionen von Stickstoffoxiden, die in den Niederlanden an mittelgroßen Erdgas-Feuerungen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung in den Jahren 2020, 2021 und 2022 durchgeführt wurden. Dort sind (nach Abzug der Messunsicherheit vom Messwert) 70 mg/Nm<sup>3</sup> als NO<sub>x</sub>-Grenzwert einzuhalten (SCIOS 2022).
- ▶ Annahme, dass die Emissionen der Anlagen mit 1 bis unter 10 MW Nennwärmeleistung, deren Anzahl in der ZIV-Statistik erfasst wird, in etwa den Emissionen aus Anlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung entsprechen, die der MCPD unterliegen und für die keine statistische Erhebung vorliegt.<sup>3</sup>
- ▶ Die Nennwärmeleistung des Anlagenbestandes in Deutschland gemäß der ZIV-Statistik wird mit der Nennwärmeleistung der gemessenen Anlagen ins Verhältnis gesetzt. Anhand dieses Faktors wird der in den gemessenen Anlagen erfasste Brennstoffverbrauch auf den Brennstoffverbrauch aller Anlagen in Deutschland hochgerechnet.

## 2.2 Anlagenbestand

Die Anzahl der nicht genehmigungsbedürftigen Öl- und Gasfeuerungsanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung wird vom Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks (ZIV) erhoben. Die Erhebung in den 16 Landesinnungsverbänden erfolgt durch Fragebogen an die einzelnen Kehrbezirke; fehlende Rückläufe von Bezirken werden vom Bundesverband für die Gesamtzahl hochgerechnet.

Die statistische Erfassung erfolgt gruppiert nach Nennwärmeleistung der Anlage und Datum der Inbetriebnahme.

Eine Erhebung des Bundesverbandes des Schornsteinfegerhandwerks (ZIV) dokumentiert den Anlagenbestand im Jahr 2019 (ZIV 2020).

Tabelle 19 zeigt die Anzahl der Gasfeuerungen, Tabelle 20 die Anzahl der Ölfeuerungen, jeweils nach Nennwärmeleistungsklassen und Inbetriebnahmezeiträumen gruppiert. Die Summe der installierten Erdgas- und Heizölfeuerungen im Jahr 2019 beläuft sich auf 12.593 Anlagen.

<sup>3</sup> Da die Feuerungswärmeleistung bei Anlagen ohne Brennwertnutzung über der Nennwärmeleistung liegt (die Differenz entsteht vor allem durch Abgas- und Kesselverluste), fehlen im unteren Bereich der ZIV-Statistik Anlagen mit etwa 1 MW bis 1,1 MW Feuerungswärmeleistung, da die Nennwärmeleistung unter 1 MW liegt. Im oberen Bereich enthält die ZIV-Statistik hingegen Anlagen mit etwa 9 MW bis 9,9 MW Nennwärmeleistung, deren Feuerungswärmeleistung 10 MW und mehr beträgt.

**Tabelle 19: Gasfeuerungen mit 1 - < 10 MW Nennwärmeleistung nach Inbetriebnahme und Nennwärmeleistung (2019)**

Inbetriebnahme	1 - < 2 MW	2 - < 3 MW	3 - < 4 MW	4 - < 5 MW	5 - < 10 MW	Summe
vor 01.01.1970	38	40	37	27	53	195
01.01.1970 bis 31.12.1974	85	44	25	15	48	217
01.01.1975 bis 31.12.1979	119	47	24	15	52	257
01.01.1980 bis 31.12.1984	165	66	24	11	49	315
01.01.1955 bis 31.12.1989	365	118	45	61	82	671
01.01.1990 bis 31.12.1994	707	221	138	66	199	1331
01.01.1995 bis 31.12.1999	708	220	90	102	111	1231
01.01.2000 bis 31.12.2004	837	321	89	64	119	1430
01.01.2005 bis 31.12.2009	674	209	74	24	107	1088
01.01.2010 bis 31.12.2014	814	308	88	58	103	1371
01.01.2015 bis 31.12.2019	798	282	84	51	95	1310
<b>Gesamt</b>	<b>5310</b>	<b>1876</b>	<b>718</b>	<b>494</b>	<b>1018</b>	<b>9416</b>

Quelle: ZIV (2020)

**Tabelle 20: Ölfeuerungen mit 1 - < 10 MW Nennwärmeleistung nach Inbetriebnahme und Nennwärmeleistung (2019)**

Inbetriebnahme (entspricht in etwa dem Baujahr)	1 - < 2 MW	2 - < 3 MW	3 - < 4 MW	4 - < 5 MW	5 - < 10 MW	Summe
vor 01.01.1970	50	12	14	5	13	94
01.01.1970 bis 31.12.1974	59	14	9	10	16	108
01.01.1975 bis 31.12.1979	50	23	7	8	11	99
01.01.1980 bis 31.12.1984	75	23	7	5	11	121
01.01.1955 bis 31.12.1989	174	35	16	40	31	296
01.01.1990 bis 31.12.1994	285	90	46	18	56	495
01.01.1995 bis 31.12.1999	276	69	30	20	23	418
01.01.2000 bis 31.12.2004	280	132	29	9	32	482
01.01.2005 bis 31.12.2009	255	91	40	7	29	422
01.01.2010 bis 31.12.2014	211	83	21	14	20	349
01.01.2015 bis 31.12.2019	189	63	18	9	14	293
<b>Gesamt</b>	<b>1904</b>	<b>635</b>	<b>237</b>	<b>145</b>	<b>256</b>	<b>3177</b>

Quelle: ZIV (2020)

## 2.3 Nennwärmeleistung des Anlagenbestands

Zur Berechnung des Energieverbrauchs aller Öl- und Gasfeuerungsanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW wird für die Leistungsklassen des Bundesverbandes des Schornsteinfegerhandwerks (ZIV 2020) jeweils eine mittlere Nennwärmeleistung angenommen und mit der Anzahl der installierten Anlagen in der Leistungsklasse multipliziert.

Tabelle 21 zeigt die installierte Nennwärmeleistung der Ölfeuerungen, Tabelle 22 zeigt die installierte Nennwärmeleistung der Gasfeuerungen.

**Tabelle 21: Installierte Nennwärmeleistung Ölfeuerungen mit 1 - < 10 MW (2019)**

Ölfeuerungen	1 - < 2 MW	2 - < 3 MW	3 - < 4 MW	4 - < 5 MW	5 - < 10 MW	Summe
Anzahl Anlagen	1.904	635	237	145	256	<b>3.177</b>
Mittlere Nennwärmeleistung	1,5	2,5	3,5	4,5	7,5	
Nennwärmeleistung	2856	1588	830	653	1920	<b>7.847</b>
Anteil	36,4 %	20,2 %	10,6 %	8,3 %	24,5 %	<b>100 %</b>

Quelle: Ökopol basierend auf ZIV (2020)

**Tabelle 22: Installierte Nennwärmeleistung Gasfeuerungen mit 1 - < 10 MW (2019)**

Gasfeuerungen	1 - < 2 MW	2 - < 3 MW	3 - < 4 MW	4 - < 5 MW	5 - < 10 MW	Summe
Anzahl Anlagen	5.310	1.876	718	494	1.018	<b>9.416</b>
Mittlere Nennwärmeleistung	1,5	2,5	3,5	4,5	7,5	
Nennwärmeleistung	7.965	4.690	2.513	2.223	7.635	<b>25.026</b>
Anteil	31,8 %	18,7 %	10,0 %	8,9 %	30,5 %	<b>100%</b>

Quelle: Ökopol basierend auf ZIV (2020)

## 2.4 Energieverbrauch Heizöl und Erdgas in Anlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung im Jahr 2020

Tabelle 23 und Tabelle 24 berechnen den Energieverbrauch im Jahr 2020 für Heizöl und Erdgas in nicht genehmigungsbedürftigen Anlagen in Deutschland mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung unter der Annahme, dass der Anlagenbestand im Jahr 2020 dem Bestand entsprach, der bei einer Erhebung des Bundesverbandes des Schornsteinfegerhandwerks im Jahr 2019 erfasst wurde (ZIV 2019).

Bei 100 im Projekt durchgeführten Messungen an 79 Heizöl- und Erdgasfeuerungsanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung wurden Betriebsstunden und Brennstoffverbräuche erfasst. Bei acht Gasfeuerungen wurden keine Angaben zum Jahresenergieverbrauch gemacht, bei drei Mehrstofffeuerungen wurde kein Heizöl verbraucht. Bei den übrigen Anlagen erfolgte eine Plausibilitätsprüfung der Angaben. Für je eine Anlage mit Mehrstoff- und Heizölbrenner sowie für neun Anlagen mit Erdgasbrennern ergab sich, dass entweder die Angabe der Betriebsstunden oder des Brennstoffverbrauchs fehlerhaft war (möglicherweise umfasst der angegebene Energieverbrauch weitere Anlagen am Standort). Der angegebene Energieverbrauch lag deutlich über dem Energieverbrauch, der sich ergibt, wenn die Anlage mit den angegebenen Betriebsstunden bei Volllast in Betrieb ist.

Mehrstofffeuerungen, die für den Öl- und Gasbetrieb ausgelegt sind, wurden in der Erhebung des Schornsteinfegerverbandes (ZIV 2019) dem Brennstoff zugeordnet, der im Erhebungsjahr überwiegend genutzt wurde. Daher wurden bei der Berechnung des spezifischen Verbrauchs der Heizölanlagen neben den Einstofffeuerungen nur die drei Mehrstoff-Feuerungsanlagen mitberücksichtigt, die ausschließlich mit Heizöl betrieben wurden. Alle anderen Mischfeuerungen wurden überwiegend mit Erdgas betrieben und somit diesen zugeordnet.

Somit konnten spezifische Energieverbrauchswerte je installiertem Megawatt Nennleistung aus 60 Anlagen berechnet und für die Hochrechnung des Energieverbrauchs der Gesamtzahl der Anlagen in Deutschland verwendet werden. Tabelle 23 und Tabelle 24 zeigen die Ergebnisse für den Heizöl- und Erdgas-Energieverbrauch in Anlagen mit 1 - < 10 MW Nennwärmeleistung im Jahr 2020.

**Tabelle 23: Energieverbrauch Heizöl in Anlagen mit 1 - < 10 MW Nennwärmeleistung in 2020**

Nenn-wärme-Leistungs-bereich [MW]	Einstoff-/ Mehrstoff- Heizöl- Anlagen gemessen	Nennwärme-leistung gemessene Anlagen [MW]	Heizöl-verbrauch gemessene Anlagen [l/a]	Spezifischer Verbrauch gemessener Anlagen [MJ/(MW*a)]	Installierte Nennwärme-leistung alle Anlagen [MW]	Heizöl-verbrauch alle Anlagen [TJ/a]
1 - < 10	9	34,19	177.302	188.729	7.847	1.481

Annahmen: Mittlerer Heizwert Heizöl L 42,816 MJ/kg (UBA 2022), Dichte 0,85 kg/l

Quelle: Energieverbrauch aus eigener Erhebung (2020/2021); installierte Nennwärmeleistung basierend auf ZIV (2019)

**Tabelle 24: Energieverbrauch Erdgas in Anlagen mit 1 - < 10 MW Nennwärmeleistung in 2020**

Nenn-wärme-Leistungs-bereich [MW]	Einstoff-/ Mehrstoff- Erdgas- Anlagen gemessen	Nennwärme-leistung gemessene Anlagen [MW]	Erdgas-verbrauch gemessene Anlagen [m³/a]	Spezifischer Verbrauch gemessener Anlagen [MJ/(MW*a)]	Installierte Nennwärme-leistung alle Anlagen [MW]	Erdgas-verbrauch alle Anlagen [TJ/a]
1 - < 10	51	83,90	24.174.782	10.572.110	25.026	264.642

Annahme: Mittlerer Heizwert Erdgas H 36,7 MJ/m³ (UBA 2022)

Quelle: Energieverbrauch aus eigener Erhebung (2020/2021); installierte Nennwärmeleistung basierend auf ZIV (2019)

Tabelle 25 nennt den Energieverbrauch der Öl- und Gasfeuerungen insgesamt (266.123 TJ) sowie unterteilt nach den Leistungsklassen 1 - < 5 MW und 5 - < 10 MW Nennwärmeleistung. Sie basiert auf den Nennwärmeleistungen der Leistungsklassen. Der Heizölverbrauch belief sich im Jahr 2020 auf 0,6 % des Gesamtenergieverbrauchs der Heizöl- und Erdgasfeuerungen, der Erdgasverbrauch auf 99,4 %.

**Tabelle 25: Energieverbrauch Heizöl und Erdgas in Anlagen mit 1 - < 5 MW und 5 - < 10 MW Nennwärmeleistung in 2020**

Nennwärmeleistungsbereich	Öl 1 - < 5 MW	Öl 5 - < 10 MW	Gas 1 - < 5 MW	Gas 5 - < 10 MW	Summe
Anzahl Anlagen	2.921	256	8.398	1.018	<b>12.593</b>
Nennwärmeleistung [MW]	5.927	1.920	17.391	7.635	<b>32.873</b>
Anteil Nennwärmeleistung	18 %	6 %	53 %	23 %	<b>100 %</b>
Spezifischer Energieverbrauch [GJ/(MW*a)]	189	189	10.575	10.575	
Energieverbrauch [TJ/a]	<b>1.119</b>	<b>362</b>	<b>183.904</b>	<b>80.738</b>	<b>266.123</b>

Quelle: Ökopool basierend auf ZIV (2020)

## 2.5 Energieverbrauch Heizöl und Erdgas in Anlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung im Jahr 2030

Tabelle 26 und Tabelle 27 berechnen den prognostizierten Energieverbrauch für Heizöl und Erdgas in nicht genehmigungsbedürftigen Anlagen in Deutschland mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung im Jahr 2030. Dabei erfolgt die Annahme, dass sich der Energieverbrauch dieser Anlagen gemäß der Abschätzung im Projektionsbericht 2021 im Vergleich mit dem Jahr 2020 bei Heizöl nicht verändert und bei Erdgas von 2018 bis 2030 um 13 % vermindert<sup>4</sup>, somit um etwa 11 % von 2020 bis 2030 (Repenning et al. 2021). Die Minderung um 11 % liegt etwa in der Mitte der Szenarien einer Studie des Energiewirtschaftlichen Institutes in Köln zur künftigen Gasnachfrage in Europa: Das Institut rechnet einmal mit unverändertem und einmal mit einem um 20 % verminderten Verbrauch (Çam et al. 2022).

Im Rahmen des Projektes erfolgte eine Trendbefragung zu neuen mittelgroßen Wärmeanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW, die ergab, dass neue Anlagen in der Regel eine Kombination aus Blockheizkraftwerken, Biomasse- oder Geothermie-Anlagen und Erdgaskesseln für Spitzenlast umfassen (Enercity 2023, vedec 2023). Eine Minderung von 2020 bis 2030 um 11 % wurde von den Befragten als realistische Möglichkeit angesehen, da Neuanlagen den Gasverbrauch durch Effizienzerhöhung (Brennwertkessel) verringern und Neuanlagen zudem bei einer Kombination mit regenerativen Energien nur in Spitzenlastzeiten Erdgas benötigen.

Neben wenigen Anlagen mit Einstoff-Heizölbrennern wurde 2020/2021 überwiegend Erdgas in Mono- oder Zweistoffbrennern eingesetzt. Durch den 2021/2022 von Herstellern berichteten Trend zur Umrüstung der Anlagen von Einstoff-Erdgasbrennern auf Zweistoffbrenner ist bei relevantem Preisunterschied mit einem leicht steigenden Heizölverbrauch zu rechnen, der durch die Stilllegung veralteter Heizöl-Anlagen ausgeglichen werden könnte. Somit wird im Vergleich mit 2020 für 2030 ein gleichbleibender Heizöl-Energieverbrauch angesetzt, entsprechend den Annahmen im Projektionsbericht 2021 (Repenning et al. 2021).

<sup>4</sup> Minderung „Energieeinsatz in der übrigen Energiewirtschaft (ohne Kraftwerke) im „Mit-Maßnahmen“-Szenario“ 2018 bis 2030: 84 PJ -> 73 PJ



**Tabelle 26: Energieverbrauch von Heizöl-Anlagen mit 1 - < 10 MW Nennwärmeleistung in 2030**

Nenn-wärme-leistung [MW]	Energieverbrauch der Anlagen in DE in 2020 [TJ/a]	Änderung des Verbrauchs	Energieverbrauch der Anlagen in DE in 2030 [TJ/a]
1 - < 5	1.119	0%	1.119
5 - < 10	362	0%	362
<b>1 - &lt; 10</b>	<b>1.481</b>	<b>0%</b>	<b>1.481</b>

Quelle: Ökopol basierend auf ZIV (2020), eigenen Erhebungen und Repenning et al. (2021)

**Tabelle 27: Energieverbrauch von Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW Nennwärmeleistung in 2030**

Nenn-wärme-leistung [MW]	Energieverbrauch der Anlagen in DE in 2020 [TJ/a]	Änderung des Verbrauchs	Energieverbrauch der Anlagen in DE in 2030 [TJ/a]
1 - < 5	183.904	-11%	163.675
5 - < 10	80.738	-11%	71.857
<b>1 - &lt; 10</b>	<b>264.642</b>	<b>-11%</b>	<b>235.532</b>

Quelle: Ökopol basierend auf ZIV (2020), eigenen Erhebungen und Repenning et al. (2021)

In Summe ergibt die Prognose für das Jahr 2030 im Vergleich mit dem Jahr 2020 einen 10,9 % geringeren Energieverbrauch von 237.013 TJ Heizöl und Erdgas in Anlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung. Der Gasverbrauch hat dabei einen Anteil von 99,4 % und der Heizölverbrauch einen Anteil von 0,6 %.

## 2.6 Emissionsfaktoren bestehender Heizöl- und Erdgasanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung in 2020

Die in diesem Kapitel dokumentierten mittleren Emissionskonzentrationen basieren auf 100 Messungen des Projektes im Zeitraum 2020 bis 2022 an mittelgroßen Heizöl- und Erdgas-Feuerungsanlagen in Deutschland mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung. Es wurden Stickstoffoxide (NO<sub>x</sub>), Methan (CH<sub>4</sub>), Gesamt-Kohlenstoff und Gesamtstaub gemessen (siehe Kapitel 2.12). Aus den Emissionskonzentrationen [mg/Nm<sup>3</sup>] werden spezifische Emissionsfaktoren pro Energieeinsatz [mg/MJ] berechnet.

Als mittlere Emissionskonzentrationen für Kohlenmonoxid wurden die beim Umweltbundesamt bereits vorliegenden Daten aus der Berichterstattung Deutschlands an die EU gemäß Artikel 11 Absatz 2 der EU-Richtlinie (2015) zu mittelgroßen Feuerungsanlagen für Anlagen mit 1 MW bis unter 20 MW Feuerungswärmeleistung verwendet, da sie aufgrund der hohen Anzahl als repräsentativer als die eigenen Messungen angesehen wurden. Zum einen besteht der Datensatz aus Messungen des bayerischen Landesinnungsverbands des Schornsteinfegerhandwerks an nicht genehmigungsbedürftigen Anlagen, zum anderen aus Messungen der bei Länderbehörden registrierten genehmigungsbedürftigen Anlagen. (UBA 2023a)

Tabelle 28 und Tabelle 29 dokumentieren die ermittelten mittleren Emissionskonzentrationen für bestehende Heizöl- und Erdgas-Feuerungsanlagen im Jahr 2020, d. h. für Anlagen, die vor dem 20. Dezember 2018 errichtet wurden. Die Darstellung erfolgt zur detaillierteren



Berichterstattung gemäß Artikel 11 der MCPD (EU-Richtlinie 2015) getrennt nach den Leistungsklassen 1 MW bis unter 5 MW sowie 5 MW bis unter 10 MW.

Die Daten aus eigenen Messungen beruhen auf drei aufeinander folgenden Messungen, die jeweils in der Regel 30 Minuten dauerten, und aus denen ein Mittelwert gebildet wurde. Ergaben sich Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze, sind die Werte mit halber Bestimmungsgrenze in den Emissionsfaktor eingeflossen, und der Faktor wurde mit vorgestelltem „<“ gekennzeichnet.

Die NMVOC-Emissionen wurden dadurch ermittelt, dass vom Messwert für Gesamt-Kohlenstoff der Kohlenstoff-Anteil des Methan-Messwertes abgezogen wurde. Dadurch ergaben sich Emissionskonzentrationen für NMVOC, die in allen Größenklassen 0 mg C/Nm<sup>3</sup> betragen.

Bei der Ermittlung der Emissionskonzentrationen wurden die Messergebnisse bei Erdgas nach den erfassten Jahresbetriebsstunden der jeweiligen Anlagen gewichtet, um die Emissionen der Anlagen mit höherer Laufzeit entsprechend stärker in der mittleren Emissionskonzentration abzubilden. Bei Heizöl-Anlagen war eine Gewichtung nicht sinnvoll, da die Anlagen überwiegend mit Zweistoffbrennern ausgestattet waren und Heizölfeuerungen keine oder nur sehr wenige Betriebsstunden aufwiesen.

**Tabelle 28: Mittlere Emissionskonzentration bei 3 % O<sub>2</sub> für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für bestehende Heizöl-Anlagen mit 1 - < 10 MW im Jahr 2020**

Nennwärmeleistung [MW]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NO <sub>x</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CH <sub>4</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NMVOC [mgC/Nm <sup>3</sup> ]	Staub [mg/Nm <sup>3</sup> ]
1 - < 5	22	164	< 0,961	0,00	< 0,646
5 - < 10	34	150	< 1,16	0,00	< 1,00

Anmerkung: Wenn ein Wert mit "<" gekennzeichnet ist, lagen gemessene Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze und sind mit halber Bestimmungsgrenze in die mittlere Emissionskonzentration eingeflossen. Es erfolgten keine Gewichtungen nach Jahresbetriebsstunden, da ein Großteil der Heizöl-Anlagen keine oder nur sehr wenige Betriebsstunden aufwies.

Quelle: CO-Daten 2019 (UBA 2023a), übrige Daten eigene Messungen (2020-2022)

**Tabelle 29: Mittlere Emissionskonzentration bei 3 % O<sub>2</sub> für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für bestehende Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW im Jahr 2020**

Nennwärmeleistung [MW]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NO <sub>x</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CH <sub>4</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NMVOC [mgC/Nm <sup>3</sup> ]	Staub [mg/Nm <sup>3</sup> ]
1 - < 5	19	117	< 1,15	0,00	< 0,207
5 - < 10	21	126	< 1,93	0,00	< 0,100

Anmerkung: Wenn ein Wert mit "<" gekennzeichnet ist, lagen gemessene Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze und sind mit halber Bestimmungsgrenze in die mittlere Emissionskonzentration eingeflossen. Alle Werte außer für CO basieren auf eigenen Messdaten und wurden entsprechend der Jahresbetriebsstunden der gemessenen Anlagen gewichtet.

Quelle: CO-Daten 2019 (UBA 2023a), übrige Daten aus eigenen Messungen (2020-2022)

Tabelle 30 und Tabelle 31 dokumentieren die resultierenden Emissionsfaktoren [mg/MJ] für bestehende Heizöl- und Erdgasanlagen, wenn ein Umrechnungsfaktor von 0,28 auf die mittleren Emissionskonzentrationen [mg/Nm<sup>3</sup>] angewendet wird (UBA 2023b).

**Tabelle 30: Emissionsfaktoren für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für bestehende Heizöl-Anlagen mit 1 - < 10 MW im Jahr 2020**

Nennwärmeleistung [MW]	CO [mg/MJ]	NOx [mg/MJ]	CH <sub>4</sub> [mg/MJ]	NMVOC [mgC/MJ]	Staub [mg/MJ]
1 - < 5	6,16	45,9	< 0,269	0	< 0,181
5 - < 10	9,52	42,0	< 0,325	0	< 0,280

Anmerkung: Wenn ein Wert mit "<" gekennzeichnet ist, lagen gemessene Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze und sind mit halber Bestimmungsgrenze in den Emissionsfaktor eingeflossen. Umrechnungsfaktor [mg/Nm<sup>3</sup>] zu [mg/MJ]: 0,28.  
Quelle: CO-Werte basierend auf 2019 (UBA 2023a), übrige Daten basierend auf eigenen Messungen (2020-2022)

**Tabelle 31: Emissionsfaktoren für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für bestehende Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW im Jahr 2020**

Nennwärmeleistung [MW]	CO [mg/MJ]	NOx [mg/MJ]	CH <sub>4</sub> [mg/MJ]	NMVOC [mgC/MJ]	Staub [mg/MJ]
1 - < 5	5,32	32,8	< 0,322	0	< 0,0580
5 - < 10	5,88	35,3	< 0,540	0	< 0,0280

Anmerkung: Wenn ein Wert mit "<" gekennzeichnet ist, lagen gemessene Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze und sind mit halber Bestimmungsgrenze in den Emissionsfaktor eingeflossen. Umrechnungsfaktor [mg/Nm<sup>3</sup>] zu [mg/MJ]: 0,28.  
Quelle: CO-Werte basierend auf 2019 (UBA 2023a), übrige Daten basierend auf eigenen Messungen (2020-2022)

## 2.7 Emissionsfaktoren bestehender Heizöl- und Erdgasanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung in 2030 in Deutschland

Die mittleren Emissionskonzentrationen bestehender Heizöl- und Erdgasanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW im Jahr 2030 entsprechen denjenigen für das Jahr 2020 mit der Ausnahme der mittleren Emissionskonzentration für Stickstoffoxide in Erdgasfeuerungen.

Die 44. BImSchV (2019) schreibt ab dem Jahr 2025 für Erdgasfeuerungen die Einhaltung eines Grenzwertes von 150 mg/Nm<sup>3</sup> vor (unter Zuschlag der Messunsicherheit zum Messwert). Daher wurden bei 19 der 65 Messreihen an Erdgasfeuerungen, deren Stickstoffoxid-Messwerte ohne Berücksichtigung der Messunsicherheit mehr als 139 mg/Nm<sup>3</sup> betrugen, auf den Wert 139 mg/Nm<sup>3</sup> gesetzt. Dies berücksichtigt, dass die eigenen Messungen gezeigt haben, dass bei einer Konzentration in dieser Größenordnung eine Messunsicherheit von rund 11 mg/Nm<sup>3</sup> zuzuschlagen ist. Mit der Festsetzung von 139 mg/Nm<sup>3</sup> wird von den 19 Anlagen der 2025 in Kraft tretende Grenzwert eingehalten. Mit den veränderten Werten ergibt sich für Stickstoffoxid-Emissionen aus Erdgasfeuerungen für bestehende Anlagen im Bereich von 1 MW bis unter 5 MW eine mittlere, nach Jahresbetriebsstunden gewichtete Emissionskonzentration von 110 mg/Nm<sup>3</sup> (gegenüber 117 mg/Nm<sup>3</sup> in 2020), für bestehende Anlagen im Bereich von 5 MW bis unter 10 MW eine Emissionskonzentration von 106 mg/Nm<sup>3</sup> (gegenüber 126 mg/Nm<sup>3</sup> im Jahr 2020).

Tabelle 32 und Tabelle 33 dokumentieren die ermittelten Emissionskonzentrationen für bestehende Heizöl- und Erdgas-Feuerungsanlagen im Jahr 2030, d. h. für Anlagen, die vor dem 20. Dezember 2018 errichtet wurden. Die Darstellung erfolgt zur detaillierteren Berichterstattung gemäß Artikel 11 der EU-Richtlinie (2015) getrennt nach den Leistungsklassen 1 MW bis unter 5 MW sowie 5 MW bis unter 10 MW.

**Tabelle 32: Mittlere Emissionskonzentration bei 3 % O<sub>2</sub> für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für bestehende Heizöl-Anlagen mit 1 - < 10 MW im Jahr 2030**

Nennwärmeleistung [MW]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NOx [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CH <sub>4</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NMVOC [mgC/Nm <sup>3</sup> ]	Staub [mg/Nm <sup>3</sup> ]
1 - < 5	22	164	< 0,961	0,00	< 0,646
5 - < 10	34	150	< 1,16	0,00	< 1,00

Anmerkung: Wenn ein Wert mit "<" gekennzeichnet ist, lagen gemessene Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze und sind mit halber Bestimmungsgrenze in die mittlere Emissionskonzentration eingeflossen. Es erfolgten keinen Gewichtungen nach Jahresbetriebsstunden, da ein Großteil der Heizöl-Anlagen keine oder nur sehr wenige Betriebsstunden aufwies.

Quelle: CO-Daten 2019 (UBA 2023a), übrige Daten eigene Messungen (2020-2022)

**Tabelle 33: Mittlere Emissionskonzentration bei 3 % O<sub>2</sub> für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für bestehende Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW im Jahr 2030**

Nennwärmeleistung [MW]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NOx [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CH <sub>4</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NMVOC [mgC/Nm <sup>3</sup> ]	Staub [mg/Nm <sup>3</sup> ]
1 - < 5	19	110	< 1,15	0,00	< 0,207
5 - < 10	21	106	< 1,93	0,00	< 0,100

Anmerkung: Wenn ein Wert mit "<" gekennzeichnet ist, lagen gemessene Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze und sind mit halber Bestimmungsgrenze in die mittlere Emissionskonzentration eingeflossen. Alle Werte außer für CO basieren auf eigenen Messdaten und wurden entsprechend der Jahresbetriebsstunden der gemessenen Anlagen gewichtet. Wenn NOx-Messwerte über 139 mg/Nm<sup>3</sup> lagen, wurden diese auf 139 mg/Nm<sup>3</sup> gesetzt, da die Anlagen unter Zuschlag einer Messunsicherheit von ca. 11 mg/Nm<sup>3</sup> den ab 2025 geltenden Grenzwert von 150 mg/Nm<sup>3</sup> einhalten müssen.

Quelle: CO-Daten 2019 (UBA 2023a), übrige Daten aus eigenen Messungen (2020-2022)

Tabelle 34 und Tabelle 35 dokumentieren die resultierenden Emissionsfaktoren [mg/MJ] für bestehende Heizöl- und Erdgasanlagen im Jahr 2030, für die ein Umrechnungsfaktor von 0,28 auf die mittleren Emissionskonzentrationen [mg/Nm<sup>3</sup>] angewendet wird (UBA 2023b).

**Tabelle 34: Emissionsfaktoren für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für bestehende Heizöl-Anlagen mit 1 - < 10 MW im Jahr 2030**

Nennwärmeleistung [MW]	CO [mg/MJ]	NOx [mg/MJ]	CH <sub>4</sub> [mg/MJ]	NMVOC [mgC/MJ]	Staub [mg/MJ]
1 - < 5	6,16	45,9	< 0,269	0	< 0,181
5 - < 10	9,52	42,0	< 0,325	0	< 0,280

Anmerkung: Wenn ein Wert mit "<" gekennzeichnet ist, lagen gemessene Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze und sind mit halber Bestimmungsgrenze in den Emissionsfaktor eingeflossen. Umrechnungsfaktor [mg/Nm<sup>3</sup>] zu [mg/MJ]: 0,28.

Quelle: CO-Werte basierend auf 2019 (UBA 2023a), übrige Daten basierend auf eigenen Messungen (2020-2022)

**Tabelle 35: Emissionsfaktoren für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für bestehende Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW im Jahr 2030**

Nennwärmeleistung [MW]	CO [mg/MJ]	NOx [mg/MJ]	CH <sub>4</sub> [mg/ MJ]	NMVOC [mgC/ MJ]	Staub [mg/MJ]
1 - < 5	5,32	30,8	< 0,322	0	< 0,0580
5 - < 10	5,88	29,7	< 0,540	0	< 0,0280

Anmerkung: Wenn ein Wert mit "<" gekennzeichnet ist, lagen gemessene Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze und sind mit halber Bestimmungsgrenze in den Emissionsfaktor eingeflossen. Umrechnungsfaktor [mg/Nm<sup>3</sup>] zu [mg/MJ]: 0,28.  
Quelle: CO-Werte basierend auf 2019 (UBA 2023a), übrige Daten basierend auf eigenen Messungen (2020-2022)

## 2.8 Emissionsfaktoren neuer Heizöl- und Erdgasanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung in Deutschland

In diesem Kapitel werden mittlere Emissionskonzentrationen für neue Heizöl- und Erdgas-Feuerungsanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung dokumentiert, das heißt für Anlagen, die ab dem 20. Dezember 2018 errichtet wurden. Mit Ausnahme von Stickstoffoxiden und Kohlenmonoxid werden die gleichen Werte angesetzt, wie sie für bestehende Anlagen im Kapitel 2.6 dokumentiert sind. Für die übrigen Schadstoffe (Gesamt-Kohlenstoff, NMVOC und Staub) ist nicht davon auszugehen, dass sich das Emissionsverhalten bei neuen Anlagen relevant verändert. Aus den mittleren Emissionskonzentrationen werden Emissionsfaktoren je Energieeinsatz berechnet.

Mittlere Emissionskonzentrationen für neue Heizöl-Anlagen sind in Tabelle 36 aufgeführt. Für Stickstoffoxidemissionen aus neuen Heizöl-Anlagen wird der an einer Anlage mit 3,2 MW und Inbetriebnahmejahr 2018 gemessene Wert angesetzt; für Kohlenmonoxid-Emissionen wird der Mittelwert verwendet, den Deutschland im Rahmen der Berichterstattung gemäß Artikel 11 (2) der EU-Richtlinie (2015) an die EU berichtet hat und der aus Messungen im Jahr 2019 an Neuanlagen resultiert. Tabelle 37 nennt die resultierenden Emissionsfaktoren.

**Tabelle 36: Mittlere Emissionskonzentration bei 3 % O<sub>2</sub> für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für neue Heizöl-Anlagen mit 1 - < 10 MW**

Nennwärmeleistung [MW]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NOx [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CH <sub>4</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NMVOC [mgC/Nm <sup>3</sup> ]	Staub [mg/Nm <sup>3</sup> ]
1 - < 5	21	92,9	< 0,961	0	< 0,646
5 - < 10	21	92,9	< 1,16	0	< 1,00

Anmerkung: Wenn ein Wert mit "<" gekennzeichnet ist, lagen gemessene Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze und sind mit halber Bestimmungsgrenze in die mittlere Emissionskonzentration eingeflossen. Alle Werte außer für CO basieren auf eigenen Messdaten. Es erfolgte keine Gewichtung nach Jahresbetriebsstunden, da ein Großteil der Heizöl-Anlagen keine oder nur sehr wenige Betriebsstunden aufwies. Nur die Emissionskonzentration für NOx basiert auf der Messung an einer neueren Anlage mit Baujahr 2018. Die Werte für CH<sub>4</sub>, NMVOC und Staub entsprechen den Emissionskonzentrationen für bestehende Anlagen, da für diese Parameter bei neueren Anlagen keine relevanten Änderungen angenommen werden.  
Quelle: CO-Daten aus 2019 (UBA 2023a), übrige Daten aus eigenen Messungen (2020-2022)

**Tabelle 37: Emissionsfaktoren für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für neue Heizöl-Anlagen mit 1 - < 10 MW**

Nennwärmeleistung [MW]	CO [mg/MJ]	NOx [mg/MJ]	CH <sub>4</sub> [mg/MJ]	NMVOC [mgC/MJ]	Staub [mg/MJ]
1 - < 5	5,88	26,0	< 0,269	0	< 0,181
5 - < 10	5,88	26,0	< 0,325	0	< 0,280

Anmerkung: Wenn ein Wert mit "<" gekennzeichnet ist, lagen gemessene Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze und sind mit halber Bestimmungsgrenze in den Emissionsfaktor eingeflossen. Umrechnungsfaktor [mg/Nm<sup>3</sup>] zu [mg/MJ]: 0,28.  
Quelle: CO-Werte basierend auf 2019 (UBA 2023a), übrige Daten basierend auf eigenen Messungen (2020-2022)

Bei Erdgas-Feuerungen (Tabelle 38) wird für neue Anlagen der Mittelwert der Stickstoffoxid-Werte aus eigenen Messungen an fünf Neuanlagen mit 1 MW bis unter 5 MW (Baujahre 2019 bzw. 2020) verwendet (Szenario 1; für Szenario 2 siehe Kapitel 2.9). Für Kohlenmonoxid-Emissionen wird der Mittelwert verwendet, den Deutschland im Rahmen der Berichterstattung gemäß Artikel 11 (2) der EU-Richtlinie (2015) an die EU berichtet hat und der aus Messungen im Jahr 2019 an Neuanlagen resultiert. Tabelle 39 nennt die resultierenden Emissionsfaktoren.

**Tabelle 38: Mittlere Emissionskonzentration für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für neue Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW, Szenario 1**

Nennwärmeleistung [MW]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NOx [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CH <sub>4</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NMVOC [mg C/Nm <sup>3</sup> ]	Staub [mg/Nm <sup>3</sup> ]
1 - < 5	19	78,9	< 1,15	0,00	< 0,207
5 - < 10	16	78,9	< 1,93	0,00	< 0,100

Anmerkung: Wenn ein Wert mit "<" gekennzeichnet ist, lagen gemessene Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze und sind mit halber Bestimmungsgrenze in die Emissionskonzentration eingeflossen. Alle Werte außer für CO basieren auf eigenen Messdaten und wurden entsprechend der Jahresbetriebsstunden der gemessenen Anlagen gewichtet; nur der Wert für NOx basiert auf der Messung an fünf neueren Anlagen mit Baujahren 2019 und 2020. Die Werte für CH<sub>4</sub>, NMVOC und Staub entsprechen den Emissionskonzentrationen für bestehende Anlagen, da für diese Parameter bei neueren Anlagen keine relevanten Änderungen angenommen werden.

Quelle: CO-Daten aus 2019 (UBA 2023a), übrige Daten eigene Messungen (2020-2022)

**Tabelle 39: Emissionsfaktoren für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für neue Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW, Szenario 1**

Nennwärmeleistung [MW]	CO [mg/MJ]	NOx [mg/MJ]	CH <sub>4</sub> [mg/MJ]	NMVOC [mgC/MJ]	Staub [mg/MJ]
1 - < 5	5,32	22,1	< 0,322	0	< 0,0580
5 - < 10	4,48	22,1	< 0,540	0	< 0,0280

Anmerkung: Wenn ein Wert mit "<" gekennzeichnet ist, lagen gemessene Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze und sind mit halber Bestimmungsgrenze in den Emissionsfaktor eingeflossen. Umrechnungsfaktor [mg/Nm<sup>3</sup>] zu [mg/MJ]: 0,28.  
Quelle: CO-Werte basierend auf 2019 (UBA 2023a), übrige Daten basierend auf eigenen Messungen (2020-2022)

## 2.9 Emissionsfaktoren von Erdgasfeuerungsanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung in Deutschland im Jahr 2030 bei Festsetzung eines NO<sub>x</sub>-Grenzwertes von 100 mg/Nm<sup>3</sup>

Für Stickstoffdioxid-Emissionen aus Erdgas-Anlagen mit 1 MW bis unter 10 MW wird im Szenario 2 angenommen, dass im Jahr 2030 in Deutschland in neuen und bestehenden Erdgasanlagen ein Grenzwert für Stickstoffdioxide entsprechend der Vorgaben in den Niederlanden einzuhalten ist.

Der NO<sub>x</sub>-Grenzwert in den Niederlanden beträgt für Erdgasfeuerungen mit 1 - <10 MW 70 mg/Nm<sup>3</sup> bei 3 % O<sub>2</sub> (vgl. Kap. 5.5.1), wobei die Messunsicherheit bei der Grenzwertüberprüfung abgezogen wird. Dies entspricht gemäß den Messdaten aus den Niederlanden (SCIOS 2022) in etwa der Festlegung eines NO<sub>x</sub>-Grenzwertes von 100 mg/Nm<sup>3</sup>, wenn zum Messwert die Messunsicherheit addiert wird, wie dies in Deutschland die 44. BImSchV zur Grenzwertüberprüfung vorgibt.

Das Szenario 2 setzt voraus, dass bis zum Jahr 2030 in Deutschland ein Großteil der Brenner der bestehenden Erdgas-Anlagen durch Low-NO<sub>x</sub>-Brenner ersetzt wird, um den Grenzwert sicher einzuhalten.

Als mittlere Emissionskonzentration für Stickstoffdioxide wird der Mittelwert der Messung an 1656 Erdgasfeuerungen in den Niederlanden verwendet (Wert ohne Zuschlag oder Abzug der Messunsicherheit). Die Messungen erfolgten im Zeitraum von Januar 2017 bis Juli 2022 (SCIOS 2022). Daraus resultiert für Stickstoffdioxide im Szenario 2 für neue und bestehende Anlagen eine mittlere Emissionskonzentration von 59,1 mg/Nm<sup>3</sup>.

Als mittlere Emissionskonzentration für Kohlenmonoxid werden im Szenario 2 die Werte wie im Szenario 1 verwendet.

Tabelle 40 dokumentiert die mittleren Emissionskonzentrationen. Tabelle 41 nennt die resultierenden Emissionsfaktoren.

**Tabelle 40: Mittlere Emissionskonzentrationen für Kohlenmonoxid, Stickstoffdioxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW bei NO<sub>x</sub>-Grenzwertvorgabe wie in den Niederlanden**

Nennwärmeleistung [MW]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NO <sub>x</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CH <sub>4</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NMVOC [mgC/Nm <sup>3</sup> ]	Staub [mg/Nm <sup>3</sup> ]
1 - < 5	19	59,1	< 1,15	0,00	< 0,207
5 - < 10	16	59,1	< 1,93	0,00	< 0,100

Anmerkung: Wenn ein Wert mit "<" gekennzeichnet ist, lagen gemessene Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze und sind mit halber Bestimmungsgrenze in die Emissionskonzentration eingeflossen. Die Werte aus eigenen Messungen (CH<sub>4</sub>, NMVOC, Staub) wurden entsprechend der Jahresbetriebsstunden der gemessenen Anlagen gewichtet.

Quelle: CO-Daten aus 2019 (UBA 2023a), NO<sub>x</sub>-Daten 2017-2022 (SCIOS 2022), übrige Daten eigene Messungen 2020-2022

**Tabelle 41: Emissionsfaktoren für Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Methan, NMVOC und Gesamtstaub für Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW bei NOx-Grenzwertvorgabe wie in den Niederlanden**

Nennwärmeleistung [MW]	CO [mg/MJ]	NOx [mg/MJ]	CH <sub>4</sub> [mg/MJ]	NMVOC [mgC/MJ]	Staub [mg/MJ]
1 - < 5	5,32	16,5	< 0,322	0,00	< 0,0580
5 - < 10	5,38	16,5	< 0,540	0,00	< 0,0280

**Anmerkung:** Wenn ein Wert mit "<" gekennzeichnet ist, lagen gemessene Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze und sind mit halber Bestimmungsgrenze in den Emissionsfaktor eingeflossen. Umrechnungsfaktor [mg/Nm<sup>3</sup>] zu [mg/MJ]: 0,28.  
Quelle: CO-Daten basierend auf 2019 (UBA 2023a), NOx-Daten basierend auf 2017-2022 (SCIOS 2022), übrige Daten basierend auf eigenen Messungen 2020-2022

## 2.10 Emissionen aus Heizöl- und Erdgasanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung in Deutschland im Jahr 2020

In diesem Kapitel werden Emissionen aus nicht genehmigungsbedürftigen Heizöl- und Erdgas-Feuerungsanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung für das Jahr 2020 berechnet. Mangels genauerer Daten wird davon ausgegangen, dass sie den Emissionen der Feuerungsanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung entsprechen (zur Erläuterung siehe Kap. 2.1). Die Berechnungen verwenden die in den vorangegangenen Kapiteln erläuterten Aktivitätsraten (Energieverbrauch im Jahr 2020) und Emissionsfaktoren (basierend auf eigenen Messungen bis auf CO).

Die Daten des ZIV (2019) zeigen, dass in den Jahren 2015 bis 2019 bezogen auf den Gesamtbestand im Mittel jährlich etwa 2 % Heizöl- und 3 % Erdgasanlagen erneuert wurden.

Daher wird für das Jahr 2020 angenommen, dass die in den Jahren 2019 und 2020 errichteten Neuanlagen etwa 4 % der Heizöl- und 6 % der Erdgasanlagen ausmachen. Für diesen Anteil des Energieverbrauchs werden NOx- und CO-Emissionsfaktoren von Neuanlagen herangezogen.

Tabelle 42 und Tabelle 43 nennen die Emissionsmengen, die sich unter Verwendung der Aktivitätsraten (siehe Kapitel 2.4) und Emissionsfaktoren (siehe Kapitel 2.6 und 2.8) für das Jahr 2020 aus Anlagen in Deutschland mit 1 MW bis unter 10 MW ergeben. Bei den Emissionen von Kohlenmonoxid und Stickstoffoxiden wurden anteilig spezifische Emissionsfaktoren für Neuanlagen berücksichtigt, die ab dem 20. Dezember 2018 errichtet wurden.

**Tabelle 42: Emissionen von Kohlenmonoxid, Stickstoffoxiden, Methan, NMVOC und Gesamtstaub aus Heizöl-Anlagen mit 1 - < 10 MW in 2020**

Feuerungswärmeleistung [MW]	CO [t/a]	NOx [t/a]	CH <sub>4</sub> [t/a]	NMVOC [t/a]	Staub [t/a]
1 - < 5	6,88	50,5	< 0,301	0,00	< 0,203
5 - < 10	3,40	15,0	< 0,118	0,00	< 0,101
<b>1 - &lt; 10</b>	<b>10,3</b>	<b>65,5</b>	<b>&lt; 0,419</b>	<b>0,00</b>	<b>&lt; 0,304</b>

**Anmerkung:** 96 % bestehende Anlagen, 4 % Neuanlagen. Wenn ein Wert mit "<" gekennzeichnet ist, lagen gemessene Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze und sind mit halber Bestimmungsgrenze in den Emissionsfaktor eingeflossen.  
Quelle: CO-Daten aus 2019 (UBA 2023a), übrige Daten aus eigenen Messungen 2020-2022



**Tabelle 43: Emissionen von Kohlenmonoxid, Stickstoffoxiden, Methan, NMVOC und Gesamtstaub aus Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW in 2020**

Feuerungswärmeleistung [MW]	CO [t/a]	NOx [t/a]	CH <sub>4</sub> [t/a]	NMVOC [t/a]	Staub [t/a]
1 - < 5	978	5.914	< 59,2	0,00	< 10,7
5 - < 10	468	2.786	< 43,6	0,00	< 2,26
<b>1 - &lt; 10</b>	<b>1.446</b>	<b>8.700</b>	<b>&lt; 103</b>	<b>0,00</b>	<b>&lt; 12,9</b>

Anmerkung: 96 % bestehende Anlagen, 4 % Neuanlagen. Wenn ein Wert mit "<" gekennzeichnet ist, lagen gemessene Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze und sind mit halber Bestimmungsgrenze in den Emissionsfaktor eingeflossen. Quelle: CO-Daten aus 2019 (UBA 2023a), übrige Daten aus eigenen Messungen 2020-2022

Tabelle 44 nennt die Summe der Emissionen aus Heizöl- und Erdgas-Anlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung im Jahr 2020.

**Tabelle 44: Summe der Emissionen von Kohlenmonoxid, Stickstoffoxiden, Methan, NMVOC und Gesamtstaub aus Heizöl- und Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW in 2020**

Energieträger	CO [t/a]	NOx [t/a]	CH <sub>4</sub> [t/a]	NMVOC [t/a]	Staub [t/a]
Heizöl	10,3	65,5	< 0,419	0,00	< 0,304
Erdgas	1.446	8.700	< 103	0,00	< 12,9
<b>Summe</b>	<b>1.456</b>	<b>8.766</b>	<b>&lt; 103</b>	<b>0,00</b>	<b>&lt; 13,2</b>

Anmerkung: Wenn ein Wert mit "<" gekennzeichnet ist, lagen gemessene Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze und sind mit halber Bestimmungsgrenze in den Emissionsfaktor eingeflossen.

Quelle: CO-Daten aus 2019 (UBA 2023a), übrige Daten aus eigenen Messungen 2020-2022

## 2.11 Emissionen aus Heizöl- und Erdgasanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung in Deutschland im Jahr 2030

In diesem Kapitel werden Emissionen aus mittelgroßen Heizöl- und Erdgas-Feuerungsanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung für das Jahr 2030 berechnet. Die Berechnungen verwenden die in den vorangegangenen Kapiteln erläuterten Aktivitätsraten (Energieverbrauch im Jahr 2030) und Emissionsfaktoren (eigene Messungen bis auf CO).

Für Heizöl-Anlagen wird - wie oben erläutert - angenommen, dass der Energieverbrauch im Jahr 2030 dem des Jahres 2020 entspricht. Für Erdgas-Anlagen erfolgt die Annahme, dass der Verbrauch bis zum Jahr 2030 um 11 % abnimmt (vergleiche Kapitel 2.5).

Tabelle 45 und Tabelle 46 nennen für das Jahr 2030 die Emissionsmengen, die sich unter Verwendung der Aktivitätsraten (siehe Kapitel 2.5) in Verbindung mit den Emissionsfaktoren (siehe Kapitel 2.7 und 2.8) aus Anlagen in Deutschland mit 1 MW bis unter 10 MW ergeben.

Für Stickstoffoxid-Emissionen werden zwei Szenarien berechnet. Das Szenario 1 geht davon aus, dass bis 2030 die Grenzwertanforderungen der 44. BImSchV (2019) für mittelgroße Feuerungsanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW einzuhalten sind. Für das Szenario 2 wird angenommen, dass im Jahr 2030 von Erdgasfeuerungen mit 1 MW bis unter 10 MW ein Grenzwert von 100 mg/Nm<sup>3</sup> einschließlich der Messunsicherheit einzuhalten ist, entsprechend der Situation in den Niederlanden im Jahr 2020 (vergleiche Kapitel 5.5).



Hinsichtlich der Erneuerung des Anlagenbestandes zeigen die Daten des ZIV (2019), dass in der Leistungsklasse 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung im Zeitraum 2015 bis 2019 jährlich im Mittel bei Heizöl etwa 2 % und bei Erdgas etwa 3 % der Anlagen erneuert wurden.

Daher wird für das Jahr 2030 angenommen, dass Neuanlagen, die in den Jahren 2019 bis 2030 errichtet wurden, 24 % der Heizöl- und 36 % der Erdgasanlagen ausmachen. Für diesen Anteil am Energieverbrauch werden niedrigere NO<sub>x</sub>- und CO-Emissionsfaktoren für die Emissionsberechnung verwendet, die auf Messungen von Anlagen basieren, die ab dem 20. Dezember 2018 errichtet wurden.

Für NO<sub>x</sub> aus Erdgas-Anlagen basiert das Szenario 1 auf eigenen Messungen. Zusätzlich wurden NO<sub>x</sub>-Messwerte für bestehende Anlagen, die über dem ab 2025 geltenden Grenzwert liegen, auf 139 mg/m<sup>3</sup> gesetzt, um mit Zuschlag von etwa 11 mg/Nm<sup>3</sup> Messunsicherheit den Grenzwert von 150 mg/Nm<sup>3</sup> einzuhalten.

Im Szenario 2 wird für NO<sub>x</sub>-Emissionen angenommen, dass der Emissionsfaktor, der vom Erdgas-Anlagenmix in 2020 aus Messungen in den Niederlanden abgeleitet wurde, 2030 in Deutschland erreicht wird.

Tabelle 45 zeigt für das Jahr 2030 die berechneten Emissionen für Heizöl-Anlagen, Tabelle 46 die berechneten Emissionen von Erdgas-Anlagen, dort mit Szenario 1 und Szenario 2 für NO<sub>x</sub>.

**Tabelle 45: Emissionen von Kohlenmonoxid, Stickstoffoxiden, Methan, NMVOC und Gesamtstaub aus Heizöl-Anlagen mit 1 - < 10 MW in 2030**

Feuerungswärmeleistung [MW]	CO [t/a]	NO <sub>x</sub> [t/a]	CH <sub>4</sub> [t/a]	NMVOC [t/a]	Staub [t/a]
1 - < 5	6,82	46,0	< 0,301	0,000	< 0,203
5 - < 10	3,13	13,8	< 0,118	0,000	< 0,101
<b>1 - &lt; 10</b>	<b>9,95</b>	<b>59,8</b>	<b>&lt; 0,419</b>	<b>0,000</b>	<b>&lt; 0,304</b>

Anmerkung: Energieverbrauch bestehende Anlagen 76 %, Neuanlagen 24 %. Wenn ein Wert mit "<" gekennzeichnet ist, lagen gemessene Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze und sind mit halber Bestimmungsgrenze in den Emissionsfaktor eingeflossen.

Quelle: CO-Daten aus 2019 (UBA 2023a), übrige Daten aus eigenen Messungen 2020-2022

**Tabelle 46: Emissionen von Kohlenmonoxid, Stickstoffoxiden, Methan, NMVOC und Gesamtstaub aus Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW in 2030**

Feuerungswärmeleistung [MW]	CO [t/a]	NO <sub>x</sub> Szenario 1 [t/a]	NO <sub>x</sub> Szenario 2 [t/a]	CH <sub>4</sub> [t/a]	NMVOC [t/a]	Staub [t/a]
1 - < 5	871	4.529	2.701	< 52,7	0,000	< 9,49
5 - < 10	386	1.938	1186	< 38,8	0,00	< 2,01
<b>1 - &lt; 10</b>	<b>1.257</b>	<b>6.467</b>	<b>3.887</b>	<b>&lt; 91,5</b>	<b>0,00</b>	<b>&lt; 11,5</b>

Anmerkung: Energieverbrauchsanteile Szenario 1: bestehende Anlagen 64 %, Neuanlagen 36 %. Wenn ein Wert mit "<" gekennzeichnet ist, lagen gemessene Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze und sind mit halber Bestimmungsgrenze in den Emissionsfaktor eingeflossen.

Quelle: CO-Daten aus 2019 (UBA 2023a), NO<sub>x</sub>-Daten Szenario 2 aus 2017-2022 (SCIOS 2022), übrige Daten aus eigenen Messungen 2020-2022

Tabelle 47 summiert die Emissionen aus Heizöl- und Erdgas-Anlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung, wobei für NO<sub>x</sub>-Emissionen einmal ohne (Szenario 1) und einmal mit

einer NO<sub>x</sub>-Grenzwertabsenkung auf 100 mg/Nm<sup>3</sup> (Szenario 2) gerechnet wird. Es resultieren Emissionen in Höhe von rund 1.300 Tonnen Kohlenmonoxid, rund 6.500 Tonnen Stickstoffoxide im Szenario 1, rund 3.900 Tonnen Stickstoffoxide im Szenario 2, weniger als rund 92 Tonnen Methan, weniger als rund 12 Tonnen Staub und keine Emissionen nicht-flüchtiger organischer Verbindungen (NMVOC).

**Tabelle 47: Summe der Emissionen von Kohlenmonoxid, Stickstoffoxiden, Methan, NMVOC und Gesamtstaub aus Heizöl- und Erdgas-Anlagen mit 1 - < 10 MW in 2030**

Energieträger	CO [t/a]	NO <sub>x</sub> Szenario 1 [t/a]	NO <sub>x</sub> Szenario 2 [t/a]	CH <sub>4</sub> [t/a]	NMVOC [t/a]	Staub [t/a]
Heizöl	9,95	59,8	59,8	< 0,42	0,000	< 0,304
Erdgas	1.257	6.467	3.887	< 91,5	0,000	< 11,5
<b>Summe</b>	<b>1.267</b>	<b>6.527</b>	<b>3.947</b>	<b>&lt; 91,9</b>	<b>0,000</b>	<b>&lt; 11,8</b>

Anmerkung: In Szenario 1 wurden NO<sub>x</sub>-Messwerte, die über dem ab 2025 geltenden Grenzwert liegen, auf 139 mg/m<sup>3</sup> gesetzt, um mit Zuschlag von etwa 11 mg/Nm<sup>3</sup> Messunsicherheit den Grenzwert von 150 mg/Nm<sup>3</sup> einzuhalten. Wenn ein Wert mit "<" gekennzeichnet ist, lagen gemessene Werte unterhalb der Bestimmungsgrenze und sind mit halber Bestimmungsgrenze in den Emissionsfaktor eingeflossen.

Quelle: CO-Daten aus 2019 (UBA 2023a), NO<sub>x</sub>-Daten Szenario 2 aus 2017-2022 (SCIOS 2022), übrige Daten aus eigenen Messungen 2020-2022

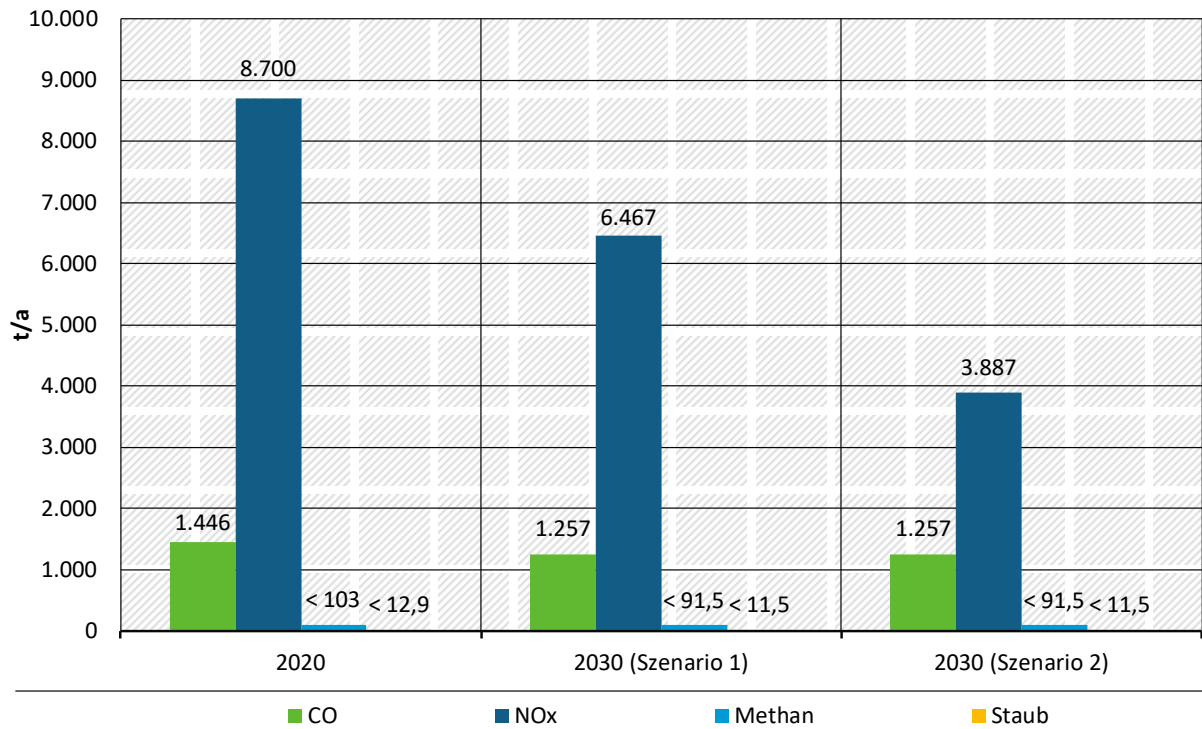
## 2.12 Entwicklung der Emissionen aus Erdgasanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW in Deutschland zwischen 2020 und 2030

In Abbildung 11 wird die Entwicklung der Emissionen aus Erdgasanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung in Deutschland von 2020 bis 2030 aufgezeigt.

Für das Jahr 2030 zeigt das Szenario 1 die Entwicklung ohne Grenzwertveränderung, das Szenario 2 die Entwicklung bei der Vorgabe eines Grenzwertes von 100 mg/Nm<sup>3</sup> anstelle von 150 mg/Nm<sup>3</sup> für Erdgasfeuerungsanlagen, der unter Aufschlag der Messunsicherheit einzuhalten ist.

Die Emissionen der Erdgasfeuerungsanlagen lagen für Stickstoffoxide im Jahr 2020 bei rund 8.700 Tonnen. Für das Jahr 2030 ist ohne gesetzliche Änderungen eine Minderung auf rund 6.500 Tonnen zu erwarten (-25 %). Würde ein Grenzwert wie in den Niederlanden festgelegt, würden die Stickstoffoxid-Emissionen auf rund 3.900 Tonnen im Jahr 2030 sinken (-55 %).

**Abbildung 11: Entwicklung der Emissionen aus Erdgasfeuerungen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung in Deutschland zwischen 2020 und 2030**



Anmerkung: Methan und Staub mit "<", da ein Teil der Messwerte unter der Bestimmungsgrenze lag und mit halber Bestimmungsgrenze in den Emissionsfaktor eingeflossen ist.

Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

### 3 Emissionsmessungen an mittelgroßen Heizöl- und Erdgasfeuerungen mit 1 bis unter 10 MW in Deutschland

Dieses Kapitel beschreibt die Vorgehensweise bei 100 Messungen an Öl- und Gasfeuerungen mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung. Kapitel 3.1 beschreibt das Vorgehen zur Auswahl möglichst repräsentativer Anlagen. Kapitel 3.2 nennt die Emissionsminderungstechniken in den gemessenen Anlagen. Kapitel 3.3 dokumentiert die gemessenen Parameter und eingesetzten Messmethoden. Kapitel 3.4 zeigt die Messergebnisse als arithmetische Mittelwerte aus drei Messungen, Kapitel 3.5 präsentiert die Maxima der Messergebnisse zuzüglich Messunsicherheit im Vergleich zu Grenzwerten der 44. BImSchV. In Kapitel 3.6 werden die Messergebnisse der einzelnen Parameter auf Korrelationen geprüft.

#### 3.1 Anlagenauswahl

Ziel des Projektes war die Durchführung von 100 Messungen an Öl- und Gasfeuerungsanlagen mit einer Nennwärmeleistung von 1 bis unter 10 MW, die für den Anlagenbestand in Deutschland möglichst repräsentativ sind. Dafür wurden sowohl Anlagen gemessen, die Wohnbauten mit Wärme für Heizung und Warmwasser versorgen, als auch Anlagen in Industriebetrieben, die überwiegend Prozesswärme mit den Feuerungsanlagen erzeugen.

Zur Auswahl der Anlagen erfolgte die Kontaktaufnahme mit Behörden (Kapitel 3.1.1) sowie mit Firmen (Kapitel 3.1.2) der Wohnungswirtschaft, des Wärme-Contractings und der Industrie.

Haupthindernis für eine Teilnahme der Anlagen an den Messungen war das Fehlen einer geeigneten Messöffnung an der Abgasanlage mit einer Größe von drei Zoll. Diese ist für die bisher erforderlichen Messungen nicht notwendig. Die große Mehrheit der Anlagen mit einer Nennwärmeleistung von 1 bis unter 10 MW weist lediglich Öffnungen mit einer Größe von ½ Zoll auf, die zwar für Messungen durch das Schornsteinfegerhandwerk geeignet sind, aber für das Messprogramm des Forschungsvorhabens nicht ausreichend waren.

Da die Messungen zu Beginn der Corona-Pandemie erfolgen sollten, war die Organisation erheblich erschwert, da Zuständige häufig im Homeoffice schwer erreichbar waren und pandemiebedingte Besuchsbeschränkungen für externes Fachpersonal zu mangelnder Messbereitschaft insbesondere in den Industriebetrieben führte.

##### 3.1.1 Behördenkontakte

Die Projektfachbetreuerin beim Umweltbundesamt informierte im Juli 2020 den Ausschuss „Anlagenbezogener Immissionsschutz / Störfallvorsorge“ (AISV) in der „Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz“ (LAI) über das Vorhaben und bat um die Benennung von Ansprechpartnerinnen und Ansprechpartnern, die das Projekt unterstützen können.

Folgende Länder nannten Personen, die Hinweise auf Anlagen zur Verfügung stellten:

- Bayern: Bayerisches Landesamt für Umwelt (BY-LfU)
- Hamburg: Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft (HH-BUKEA)
- Hessen: Hessisches Ministerium für Umwelt, Klimaschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (HE-UM)
- Niedersachsen: Staatliches Gewerbeaufsichtsamt Hildesheim (NI-GAA-HI)
- NRW: Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz (NW-LANUV)

- ▶ Sachsen: Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie (SN-LfULG)
- ▶ Sachsen-Anhalt: Landesverwaltungsamt (ST-LVWA)

Die bei 16 Bundesländern geführten Register zu Anlagen im Geltungsbereich der 44. BImSchV befanden sich im Zeitraum der Anlagenauswahl im Jahr 2020/21 noch im Aufbau (erst Ende 2023 müssen alle Anlagen vollständig registriert sein). Die bei den Behörden für das Register zuständigen Personen übermittelten den Projektnehmern erste Anlagenlisten (MFA-Anlagenregister 2020), die teilweise auch bereits im Internet einsehbar waren. Zusätzlich vermittelten einzelne Behörden auch Kontakte zu Anlagenbetreibern.

### **3.1.2 Betreiberkontakte**

Ökopool kontaktierte zahlreiche Betriebe der Wohnungswirtschaft, Contracting-Firmen und Industriebetriebe, um geeignete Anlagen zu finden und nach der Bereitschaft der Betreiber zur Durchführung der Messungen zu fragen.

#### **3.1.2.1 Wohnungswirtschaft**

Die Kontaktaufnahme bei Firmen der Wohnungswirtschaft erfolgte anhand der im Internet recherchierten großen Unternehmen. Im September/Oktober 2020 wurden folgende Firmen kontaktiert und nach geeigneten Anlagen und der Unterstützung des Projektes befragt:

- ▶ Degewo
- ▶ Deutsche Wohnen
- ▶ Gewobag
- ▶ Howoge
- ▶ LEG Immobilien
- ▶ Nassauische Heimstätte
- ▶ SAGA GWG
- ▶ TAG Immobilien
- ▶ Vivawest
- ▶ Vonovia

Viele der Unternehmen der Wohnungswirtschaft teilten mit, dass sie Contracting-Firmen mit dem Betrieb der Feuerungsanlagen in ihren Wohnungsbauten unter Vertrag haben.

#### **3.1.2.2 Contracting-Firmen**

Ebenfalls im September und Oktober 2020 wurde bei folgenden Wärme-Contracting-Firmen für eine Teilnahme am Projekt geworben. Die Kontaktaufnahme erfolgte anhand der im Internet recherchierten großen Anbieter.

- ▶ Apleona HSG
- ▶ Caverion Deutschland

- ▶ Danpower
- ▶ Enercity Contracting
- ▶ Engie Deutschland
- ▶ Envia Therm
- ▶ ESB Wärme
- ▶ Gasag Solution Plus
- ▶ G+E GETEC
- ▶ Hansewerk-Natur
- ▶ Sales & Solutions EnBW
- ▶ Savemaxx Contracting
- ▶ Spie Energy Solutions
- ▶ Techem Energy Contracting
- ▶ Urbana Energiedienste

Die Firma Danpower war dankenswerterweise bereit, in zahlreichen von ihr betriebenen Anlagen mit einer Nennwärmeleistung von 1 bis unter 10 MW neue Messstutzen mit der benötigten Größe von drei Zoll einzubauen, so dass in den von Danpower betriebenen Anlagen viele Messungen durchgeführt werden konnten. Weiterhin stellten im Wohnungsbau die Firmen Enercity Contracting und Hansewerk-Natur Anlagen für die Messungen zur Verfügung.

### **3.1.2.3 Industriebetriebe**

Die Kontaktaufnahme bei Industriebetrieben erfolgte auf Grundlage erster Listen der Bundesländer zu Anlagen der 44. BImSchV, durch Hinweise von Behörden und auf der Basis behördlicher Überwachungspläne für Anlagen, die gemäß der Industrieemissionsrichtlinie zu überwachen sind. (EU-Richtlinie 2010, IED-Überwachungspläne 2020)

Es wurden vorrangig Anlagenbetreiber folgender Branchen kontaktiert, in denen die Forschungsnehmer Anlagen mit einer Nennwärmeleistung von 1 bis unter 10 MW vermuteten:

- ▶ Automobilzulieferer,
- ▶ Brauereien,
- ▶ Chemische Industrie,
- ▶ Druckindustrie,
- ▶ Herstellung von Werkzeugen und Maschinen,
- ▶ Holzwerkstoffindustrie,
- ▶ Kunststoffwaren,

- Milchverarbeitung,
- Nahrungsmittelverarbeitung,
- Schleifwerkzeuge,
- Textilien,
- Tierfutterherstellung,
- Wellpappeherstellung.

### 3.1.3 Zur Messung ausgewählte Anlagen

Die 100 Messungen fanden im Zeitraum November 2020 bis April 2022 an 79 Anlagen statt. 50 Anlagen dienen Contracting-Firmen zur Beheizung von Wohngebäuden, 29 Anlagen erzeugen Prozesswärme für Industrieanlagen. (Tabelle 48)

**Tabelle 48: Anzahl gemessener Anlagen und NACE-Code-Branche**

Sektor	Summe Anlagen	Branche	NACE-Code	Anzahl Anlagen
Wohnen	50	Fernwärmeversorgung	40.30	50
Industrie	29	Herstellung von Ölen und Fetten	10.41	2
		Veredlung von Textilien	13.30	1
		Herstellung von Backwaren	10.71	9
		Holzwerkstoffindustrie	16.23	5
		Herstellung von sonstigen chemischen Erzeugnissen	20.59	1
		Herstellung von sonstigen Kunststoffwaren	22.29	8
		Herstellung von Schleifwerkzeugen	25.73	1
		Automobilzulieferer (Oberflächenveredlung/Teileherstellung)	25.61 / 29.32	2

Bei 21 Anlagen handelt es sich um Anlagen mit Mehrstoffbrennern, so dass sowohl Gas- als auch Öl-Feuerung an einer Anlage gemessen werden konnte. 51 Anlagen verfügen über Einstoffbrenner für Gas, sieben Anlagen über Einstoffbrenner für Heizöl. (Tabelle 49)

Aufgrund der Schwierigkeit, bestehende Anlagen mit geeigneten Messöffnungen zu finden, wurden in Abstimmung mit dem Auftraggeber neben 74 bestehenden Anlagen auch fünf gasbetriebene neue Anlagen im Sinne der 44. BImSchV gemessen, das heißt Anlagen, deren Inbetriebnahme ab dem 20. Dezember 2018 erfolgte und die daher einen strengeren Grenzwert für Kohlenmonoxid und für Stickstoffoxide einhalten müssen. (Tabelle 49)

**Tabelle 49: Anzahl der gemessenen Anlagen nach Art des Brenners, Inbetriebnahme und Sektor**

	Anzahl gesamt	Bestehende Anlagen (vor 20.12.2018)	Neuanlagen (ab 20.12.2018)	Wohnungs- wirtschaft	Industrie
Gas-Einstofffeuerungen	51	46	5	23	28
Mehrstofffeuerungen	21	21	0	21	0
Heizöl-Einstofffeuerungen	7	7	0	6	1
<b>Summe</b>	<b>79</b>	<b>74</b>	<b>5</b>	<b>50</b>	<b>29</b>

Tabelle 50 und Tabelle 51 zeigen die Anzahl sowie den Anteil der gemessenen Anlagen mit Öl- bzw. Gasfeuerung gruppiert nach Nennwärmeleistung im Vergleich mit dem Gesamtbestand dieser Anlagen im Jahr 2019 gemäß Erhebung des Bundesverbands des Schornsteinfegerhandwerks.

Der Vergleich der Anteile der gemessenen Anlagen je Nennwärmeleistungsbereich mit dem Anlagenbestand in Deutschland zeigt, dass die Anlagen mit geringer Leistung (1 - < 2 MW) im gemessenen Anlagenmix sowohl bei Ölfeuerung als auch bei Gasfeuerung etwas geringer vertreten sind als im Gesamtbestand der Anlagen; Anlagen mit größerer Leistung (4 - < 5 MW und 5 - < 10 MW) sind in den gemessenen Anlagen anteilig etwas stärker vertreten. In den übrigen Leistungsbereichen stimmen die Anteile der gemessenen Anlagen in etwa mit den Anteilen im Gesamtbestand der Anlagen überein.

**Tabelle 50: Anzahl und Anteil gemessener Anlagen mit Ölfeuerung im Vergleich mit dem Gesamtbestand in Deutschland, gruppiert nach Nennwärmeleistung**

Nennleistung Energieträger	1 - < 2 MW	2 - < 3 MW	3 - < 4 MW	4 - < 5 MW	5 - < 10 MW	Summe
Heizölfeuerungen (gemessene Anlagen)	12	5	1	5	5	28
Heizölfeuerungen (gesamte Anlagen)	1.904	635	237	145	256	3.177
Heizölbetrieb (Anteil gemessen)	43 %	18 %	3 %	18 %	18 %	100 %
Heizölbetrieb (Anteil gesamt)	60 %	20 %	7 %	5 %	8 %	100 %

Quelle: Gesamtanlagenbestand: ZIV (2020)



**Tabelle 51: Anzahl und Anteil gemessener Anlagen mit Gasfeuerung im Vergleich mit dem Gesamtbestand in Deutschland, gruppiert nach Nennwärmeleistung**

Nennwärmeleistung Energieträger	1 - < 2 MW	2 - < 3 MW	3 - < 4 MW	4 - < 5 MW	5 - < 10 MW	Summe
Erdgasfeuerungen (gemessene Anlagen)	25	18	7	12	10	72
Erdgasfeuerungen (gesamte Anlagen)	5.310	1876	718	494	1.018	9.416
Erdgasfeuerungen (Anteil gemessene)	35 %	25 %	10 %	16 %	14 %	100 %
Erdgasfeuerungen (Anteil gesamt)	56 %	20 %	8 %	5 %	11 %	100 %

Quelle Gesamtanlagenbestand: ZIV (2020)

Die Statistik des ZIV gruppiert nach der installierten Nennwärmeleistung. In der 44. BImSchV (2019) und der MCPD erfolgt die Anlageneinteilung jedoch nach der Feuerungswärmeleistung. Nennwärmeleistung ist die Energie, die die Anlage an das beheizte System abgibt. Wenn eine Anlage lediglich den Heizwert des Brennstoffs nutzt (nicht auch den Brennwert), entspricht die Nennwärmeleistung der Feuerungswärmeleistung abzüglich Strahlungsverlusten des Kessels, dem Abgasverlust und der mit den unverbrannten Bestandteilen des Brennstoffs entweichenden Energie. Strahlungsverluste betragen bei älteren Kesseln 3-5 %, bei neueren unter 2 % (Haustechnik Dialog 2022). Die Wärmeverluste im Abgas sind gemäß den Vorgaben der 44. BImSchV auf maximal 9 % begrenzt.<sup>5</sup> Damit liegen die nach Nennwärmeleistung gruppierten Daten des ZIV in im schlechtesten Fall etwa 12-14 % unter der installierten Feuerungswärmeleistung.

Unter den gemessenen Anlagen, die alle ohne Brennwertnutzung arbeiten, befand sich eine Anlage mit 9,765 MW an der Obergrenze der Nennwärmeleistungsgruppe „5 - < 10 MW“, die bei einer Betrachtung der Feuerungswärmeleistung über 10 MW einzuordnen ist. Diese Anlage wurde aufgrund der Schwierigkeiten, Anlagen im Leistungsbereich 1-10 MW für die Messung zu finden, mit in die Auswertung einbezogen. Die Anlage wurde vor Inkrafttreten der 44. BImSchV statistisch auch in der Gruppe bis < 10 MW erfasst, da die Anlagen in der 1. BImSchV (2010) nach Nennwärmeleistung und nicht nach Feuerungswärmeleistung gruppiert sind.

Anhang A führt anonymisiert die gemessenen 79 Anlagen nach Bundesland, Brennstoff, Brennerart, Inbetriebnahmezeitraum und Nennwärmeleistung auf.

<sup>5</sup> Bei Feuerungsanlagen, die nicht den Heizwert, sondern den Brennwert des Brennstoffs durch Kondensation der Feuchtigkeit im Abgas nutzen, kann die Nennwärmeleistung über der Feuerungswärmeleistung liegen, da sich die Feuerungswärmeleistung immer auf den Heizwert bezieht.

## 3.2 Emissionsminderungstechniken der gemessenen Anlagen

### 3.2.1 Übersicht

In Tabelle 52 sind die Emissionsminderungstechniken aufgeführt, die von den Betreibern zu den gemessenen Anlagen im Fragebogen berichtet wurden (vgl. Anhang B). Die Betreiber nannten bei den Emissionsminderungstechniken auch Techniken zur Energieeffizienzsteigerung, denn die Techniken führen bezogen auf den Energieeintrag zu geringeren spezifischen Emissionen.

Es wurde abgefragt, ob Emissionsminderungstechniken bei der Installation eingebaut oder nachgerüstet wurden. Zudem wurde abgefragt, ob während der Messung bei den Anlagen mit Heizöl- oder Mehrstoffbrennern schwefelarmes Heizöl eingesetzt wurde. (vgl. Tabelle 52)

Für alle 100 Messungen an 79 Anlagen liegen ausgefüllte Betreiberfragebogen vor. Die Vollständigkeit der Angaben hing von der Kenntnis der zuständigen Kontaktperson ab. Durch Unterstützung der Hersteller bei der Analyse von Brennertypen anhand der Fotos von Typenschildern konnten zusätzliche Brenner mit NO<sub>x</sub>-Minderungstechnik identifiziert werden, die von den Betreibern nicht angegeben wurden (BDH 2022). Es besteht die Möglichkeit, dass weitere Betreiberangaben zu Emissionsminderungstechniken unvollständig sind, da nicht alle Brenner-Typenschilder zugänglich für die Erstellung von Fotos waren bzw. von Herstellern waren, die sich nicht an der Typenschild-Analyse beteiligt haben.

Bei 100 Messungen in 79 Anlagen wurde bei 27 Anlagen der Einsatz von Low NO<sub>x</sub>-Brennern zur Stickstoffoxid-Minderung dokumentiert (34 %). Etwa ein Viertel dieser Low NO<sub>x</sub>-Brenner wurden in bestehenden Anlagen nachgerüstet. Bei sechs der 27 Anlagen wurde angegeben, dass sie über Low NO<sub>x</sub>-Brenner und eine Abgasrückführung zur Stickstoffoxid-Minderung verfügen.

Von insgesamt 28 Anlagen mit Heizölfeuerung, an denen eine Messung erfolgte, wurde bei zehn Anlagen (36 %) angegeben, dass schwefelarmes Heizöl zum Einsatz kam. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sieben der zehn Anlagen Mehrstoffbrenner nutzen, die bis 2021 überwiegend mit Gas betrieben wurden und somit eher ältere Heizöl-Lagerbestände aufwiesen.

Lambda-Sonden bzw. O<sub>2</sub>-Regelungen, die einen besseren Ausbrand und somit geringere Emissionen von CO, Methan und Gesamt-Kohlenstoff bewirken, wurden bei neun der 79 Anlagen dokumentiert (11 %). Eine Abwärmenutzung, die zu spezifisch geringeren Gesamtemissionen führt, wurde von den Betreibern bei 19 der 79 Anlagen angegeben (24 %).

Eine Kombination der Techniken wurde selten genannt. Zwei Anlagen verfügen über Low NO<sub>x</sub>-Brenner und eine O<sub>2</sub>-Regelung, drei Anlagen haben eine O<sub>2</sub>-Regelung und nutzen Abwärme. Eine Anlage setzt schwefelarmes Heizöl ein und nutzt Abwärme.

**Tabelle 52: Betreiber- und Brennerhersteller-Angaben zu Emissionsminderungstechniken an den gemessenen Anlagen**

Emissionsminderungstechnik	Zweck der Technik	Einbau bei Installation	Einbau als Nachrüstung	Bestehende Anlagen (vor 20.12.2018)	Neuanlagen (ab 20.12.2018)	Mehrstofffeuerungsanlagen
Low NO <sub>x</sub> -Brenner	Minderung von Stickstoffoxiden	21	6	24	3	4
Abgasrückführung	Minderung von Stickstoffoxiden, Ausbrand verbessert	1	5	6	0	1
Schwefelarmes Heizöl	Minderung von Schwefeldioxiden	-	-	10	0	7
Lambda-Sonde / O <sub>2</sub> -Regelung	Verbesserung der Brennstoffnutzung und des Ausbrandes, dadurch Minderung von CO, Methan und NMVOC	7	2	9	0	1
Abgaswärmenutzung / Wärmetauscher	Verbesserung der Brennstoffnutzung, dadurch geringere spezifische Emissionen	k. A.	k. A.	19	4	2

Quelle: Betreiberfragebogen von 79 Anlagen (eigene Erhebung), Herstellerangaben zu 21 Brennern (BDH 2022)

### 3.2.2 Techniken zur Minderung von Stickstoffoxiden

Bei insgesamt 75 gemessenen Anlagen, die vor dem 20.12.2019 installiert wurden („bestehende Anlagen“) wurden in 24 Anlagen Low NO<sub>x</sub>-Brenner als Stickstoffoxid-Minderungstechniken eingesetzt (32 %); sechs der Anlagen verfügten auch über eine Abgasrückführung. An drei der fünf gemessenen Neuanlagen (60 %) erfolgte ebenfalls eine Dokumentation von Low NO<sub>x</sub>-Brennern (ohne Abgasrückführung). (siehe Tabelle 52)

Low NO<sub>x</sub>-Brenner verfügen über eine Regelungstechnik, die die gestufte Verbrennung in der Flammenzone optimiert. Dadurch wird eine stabile Flamme erzeugt und die Bildung von thermischen NO<sub>x</sub>-Emissionen verringert.

Bei der Abgasrückführung wird das Abgas in die Brennkammer zurückgeführt. Dies erhöht den Ausbrand und damit die Energieeffizienz, da ein weitgehender Brennstoffausbrand erfolgt. Dadurch werden CO und organische Verbindungen gemindert sowie NO<sub>x</sub>-Emissionen verringert. Die Angaben zur Abgasrückführung zeigen, dass die Technik meistens nachgerüstet wurde.

### 3.2.3 Techniken zur Minderung von Schwefeldioxiden

Zum Zeitpunkt der Messungen im Jahr 2020-2022 darf nur Heizöl mit einem Schwefelgehalt bis 0,1 % gewerbsmäßig in Verkehr gebracht werden (10. BImSchV 2019). Am Gesamtmarkt in Deutschland hatte schwefelarmes Heizöl im Jahr 2021 einen Anteil von 95 % (BAFA 2022).

Der Einsatz von schwefelarmem Heizöl wurde bei zehn von 28 der gemessenen ölgefeuerten Anlagen angegeben (36 %); sieben dieser zehn Anlagen verfügen über Mehrstoffbrenner.

Wenn der Einsatz von schwefelarmem Heizöl vom Betreiber nicht explizit angegeben wurde, ist es möglich, dass die Zweistoffbrenneranlagen vor der Messung über mehrere Jahre vorrangig mit Erdgas betrieben wurden. Daher handelt es sich bei den Messungen mit Ölfeuerung möglicherweise um einen Betrieb mit älteren Heizölbeständen, die einen erhöhten Schwefelgehalt aufweisen können ( $>0,005 - 0,1$  % S-Gehalt). Durch die Einführung von schwefelarmem Heizöl ist auch der Stickstoffgehalt zurückgegangen, da dieser mit dem Schwefelgehalt korrespondiert. Im schwefelarmen Heizöl ist ein Stickstoffgehalt von weniger als 140 mg/kg üblich; dieser Maximalgehalt, dessen Qualität in der DIN 51603-1:2020 eine eigene Kategorie bildet, wird von den Brennstofflieferanten in der Regel nicht garantiert (Fachgespräch 2022).

### **3.2.4 Techniken für einen besseren Ausbrand bzw. zur Erhöhung der Energieeffizienz**

Für 29 Anlagen wurden Techniken für einen besseren Ausbrand bzw. zur besseren Energienutzung genannt: Abwärmenutzung und Lambdasteuerung bzw. O<sub>2</sub>-Regelung. Diese Techniken erhöhen die Effizienz der Verbrennung und damit auch die Effizienz der Energieausnutzung des Brennstoffs.

Bei der Abgaswärmenutzung wird Wärme für Zwecke verwendet, die eine relativ geringe Temperatur erfordern (z. B. zur Vorwärmung von Verbrennungsluft oder Speisewasser). Der Einsatz der Technik wurde überwiegend von neueren Anlagen gemeldet (einmal Baujahr 2007, übrige Baujahr 2010-2020). Von den fünf gemessenen Neuanlagen (Baujahr 2020) werden vier Anlagen mit Abgaswärmenutzung betrieben.

Lambdasonden (auch O<sub>2</sub>-Regelung genannt) ermöglichen eine optimierte Luft-/Brennstoff-Einstellung. Dadurch wird der Ausbrand verbessert und die Energieeffizienz erhöht. Dies mindert auch insbesondere Emissionen von CO sowie organischen Verbindungen und kann bei stabiler Flammentemperatur auch NO<sub>x</sub>-Emissionen mindern. Für die meisten Lambda-Sonden bzw. O<sub>2</sub>-Regelungstechniken ist angegeben, dass sie bereits bei der Installation der Anlage eingebaut wurden. In drei Anlagen ist sowohl eine O<sub>2</sub>-Regelung als auch eine Abwärmenutzung installiert.

## **3.3 Messungen**

### **3.3.1 Betreiberfragebogen und Messprotokoll**

Für jede gemessene Anlage wurde vom Betreiber ein Fragebogen ausgefüllt (siehe Formblatt in Anhang B). Zusätzlich erstellte das Messinstitut ein Messprotokoll (siehe Beispiel in Anhang C).

Der Betreiberfragebogen enthält Kontaktdaten, Informationen zur Klassifizierung der Anlage (Zweck, Brennstoff, Inbetriebnahme, Branche), zu Leistung, Brennstoff, Jahresbetriebsstunden und typischer Betriebsweise sowie zur Wartung und zu den Emissionsminderungstechniken.

Das Messprotokoll enthält Informationen zur Anlage und zum Betriebszustand (insbesondere zur Auslastung) sowie Messergebnisse, Umrechnungen der Messergebnisse auf Normbedingungen und Bezugssauerstoffgehalt sowie Anmerkungen zu Besonderheiten bei der Messung, insbesondere zur Beschaffenheit der Messstrecke und zu Lastschwankungen.

### **3.3.2 Messdauer und Umweltbedingungen**

An jeder Anlage erfolgten möglichst drei ununterbrochene halbstündige Messungen. In Fällen, in denen eine Anlage aufgrund von Lastschwankungen mit geringer oder fehlender Auslastung lief, wurde die Messung unterbrochen, um möglichst in Summe dreimal 30 Minuten Messzeit zu

erreichen. In wenigen Einzelfällen musste die Dauer der Einzelmessungen verkürzt werden, wobei eine Mindestmessdauer von 20 Minuten stets gewährleistet war.

Messungen in der Wohnungswirtschaft erfolgten in den Heizperioden 2020/21 und 2021/22; Messungen in der Industrie von August bis Oktober 2021 sowie von Februar bis April 2022.

### 3.3.3 Gemessene Parameter und zur Messung verwendete Normen und Richtlinien

Tabelle 53 zeigt die gemessenen Parameter sowie die verwendeten Normen und Richtlinien.

Neben den Parametern Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Gesamtkohlenstoff, Methan, Staub und Rußzahl (nur bei Ölfeuerung) wurden bei jeder Anlage die Abgasbedingungen gemessen (Volumenstrom, Feuchtigkeit, Temperatur, Druck, Sauerstoffgehalt) und der jeweilige Betriebszustand der Anlage, d. h. die Last während der Messperiode, dokumentiert.

Alle Messungen erfolgten entsprechend dem in Tabelle 53 genannten Stand der Veröffentlichung der Normen und Richtlinien.

**Tabelle 53: Bei Messungen verwendete Normen und Richtlinien**

Parameter	Nr.	Titel	Veröffentlicht
CO	DIN EN 15058	Emissionen aus stationären Quellen - Bestimmung der Massenkonzentration von Kohlenmonoxid - Standardreferenzverfahren: Nicht-dispersive Infrarotspektrometrie	2017-05
Gesamt-Kohlenstoff	DIN EN 12619	Emissionen aus stationären Quellen - Bestimmung der Massenkonzentration des gesamten gasförmigen organisch gebundenen Kohlenstoffs in geringen Konzentrationen in Abgasen / Kontinuierliches Verfahren unter Verwendung eines FID	2013-04
Methan	DIN EN ISO 25140	Emissionen aus stationären Quellen –Automatisches Verfahren zur Bestimmung der Methan-Konzentration mit dem Flammenionisationsdetektor (FID)	2010-12
NO <sub>x</sub>	DIN EN 14792	Emissionen aus stationären Quellen - Bestimmung der Massenkonzentration von Stickstoffoxiden - Standardreferenzverfahren: Chemilumineszenz	2017-05
Staub	DIN EN 13284-1	Emissionen aus stationären Quellen - Ermittlung der Staubmassenkonzentration bei geringen Staubkonzentrationen / Teil 1: Manuelles Verfahren	2018-02
	VDI 2066 Blatt 1	Messen von Partikeln - Staubmessungen in strömenden Gasen - Gravimetrische Bestimmung der Staubbelastung	2021-05
Rußzahl	VDI 2066 Blatt 8	Messen von Partikeln - Staubmessung in strömenden Gasen - Messung der Rußzahl an Feuerungsanlagen für Heizöl EL	1995-09
O <sub>2</sub>	DIN EN 14789	Emissionen aus stationären Quellen - Bestimmung der Volumenkonzentration von Sauerstoff - Standardreferenzverfahren: Paramagnetismus	2017-05
Volumenstrom	DIN EN ISO 16911-1	Emissionen aus stationären Quellen - Manuelle und automatische Bestimmung der Geschwindigkeit und	2013-06

Parameter	Nr.	Titel	Veröffentlicht
		des Volumenstroms in Abgaskanälen - Teil 1: Manuelles Referenzverfahren	
Feuchtigkeit	DIN EN 14790	Emissionen aus stationären Quellen - Bestimmung von Wasserdampf in Kanälen - Standardreferenzverfahren	2017-05
Messorte	DIN EN 15259	Luftbeschaffenheit - Messung von Emissionen aus stationären Quellen - Anforderungen an Messstrecken und Messplätze und an die Messaufgabe, den Messplan und den Messbericht	2008-01
Ermittlung der Messunsicherheit	VDI 4219	Ermittlung der Unsicherheit von Emissionsmessungen mit diskontinuierlichen Messverfahren	2009-08

### 3.3.4 Anforderungen an die Strömungsbedingungen in der Messebene

Für aussagekräftige und belastbare Emissionsmessungen sind nach DIN EN 15259:2008-01 grundsätzlich folgende Anforderungen an die Strömung in der Messebene zu gewährleisten:

1. der Winkel zwischen dem Gasstrom und der Mittelachse des Abgaskanals muss kleiner als 15° sein;
2. es darf keine lokale negative Strömung auftreten;
3. es muss eine Mindestgeschwindigkeit in Abhängigkeit vom verwendeten Messverfahren zur Bestimmung des Volumenstroms vorhanden sein;
4. das Verhältnis der höchsten zur niedrigsten örtlichen Gasgeschwindigkeit im Messquerschnitt muss kleiner 3:1 sein.

Die genannten Anforderungen werden im Allgemeinen in geraden Abgaskanalabschnitten mit einer ungestörten Einlaufstrecke von fünf hydraulischen Durchmessern vor und einer ungestörten Auslaufstrecke von zwei hydraulischen Durchmessern hinter dem Messquerschnitt sowie einem Abstand bis zum Ende des Abgaskanals von mindestens fünf hydraulischen Durchmessern erfüllt.<sup>6</sup> Dies bedeutet bei einem Abgaskanal mit beispielsweise 0,2 m hydraulischem Durchmesser, dass eine ungestörte Einlaufstrecke von 1 m und eine ungestörte Auslaufstrecke von 0,4 m vorhanden sein und das Ende des Abgaskanals mindestens 1 m entfernt liegen soll.

Die Unterschreitung dieser Maße für die Länge der ungestörten Ein- und Auslaufstrecke bedeutet jedoch nicht, dass die Messstrecke a priori ungeeignet ist. Vielmehr sind die oben angegebenen Kriterien 1.) bis 4.) maßgebend, ob im Messquerschnitt repräsentative Messungen des Volumenstroms und der Massenkonzentration der Luftverunreinigungen möglich sind.

Bei allen 100 Messungen wurden die Punkte 1.) bis 4.) vor Ort geprüft und die Bedingungen eingehalten. An Abgasanlagen, bei denen die empfohlenen Längen der ungestörten Ein- und Auslaufstrecken nicht eingehalten werden konnten, wurde die Gesamtzahl der Messpunkte im Messquerschnitt erhöht und die Emissionsmessungen als Netzmessungen ausgeführt. Dies führt zur Kompensation einer andernfalls gegebenenfalls erhöhten Messunsicherheit.

<sup>6</sup> Der hydraulische Durchmesser ist das Verhältnis von der vierfachen Fläche des Messquerschnitts und dem vom Fluid benetzten Umfang eines Messquerschnitts.

### 3.3.5 Messunsicherheit

Zur Schätzung der Messunsicherheit wurde die DIN EN ISO 20988 (2007) verwendet. Diese internationale Norm stellt eine umfassende Anleitung und konkrete statistische Verfahren zur Ermittlung der Unsicherheit aus stationären Quellen, der Innenluft, der Luft am Arbeitsplatz und der Meteorologie bereit. Die VDI-Richtlinie 4219 ist eine Spezifizierung der DIN EN ISO 20988 und setzt die allgemeinen Empfehlungen des Leitfadens zur Angabe der Unsicherheit beim Messen um (Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement - GUM).

Die Messunsicherheiten wurden nach der DIN EN ISO 20988 (2007) in Verbindung mit der VDI 4219 nach dem indirekten Ansatz ermittelt:

*„Bei einem indirekten Ansatz werden Streuungen und systematische Messabweichungen in einem ersten Schritt getrennt für die Eingangsgrößen  $x_i$  der Methodenmodellgleichung  $y = f(x_1, \dots, x_K)$ , die zur Berechnung eines Messergebnisses  $y$  verwendet wird, ermittelt. Zu diesem Zwecke können Schätzwerte der Varianzen und Kovarianzen der Eingangsgrößen  $x_i$  durch Auswertung von Reihen von Beobachtungen nach der Ermittlungsmethode A oder durch fachkundige Beurteilung nach der Ermittlungsmethode B bereitgestellt werden. Anschließend liefert eine gewichtete Summe der Varianzen und Kovarianzen den gesuchten Unsicherheitswert.“* (DIN EN ISO 20988)

### 3.3.6 Messherausforderungen

Die folgenden Rahmenbedingungen erschwerten die Durchführung der Messungen:

1. Eine ungestörte Ein- und Auslaufstrecke gemäß DIN EN 15259 war nur in seltenen Fällen vorhanden, so dass die Gesamtzahl der Messpunkte jeweils erhöht werden musste.
2. Oft liefen Anlagen zum Zeitpunkt der Messung nicht mit Nennlast. Diverse Messungen erfolgten deswegen bei geringer oder stark alternierender Last.
3. Teilweise liefen die Anlagen zum Zeitpunkt der Messung aufgrund fehlender Last nicht kontinuierlich. Das An- und Abschalten von Anlagen führte zu unterbrochenen Messperioden, so dass die Messungen alternierend durchgeführt werden mussten.
4. Die Gegebenheiten vor Ort waren mitunter für Messungen wenig geeignet. Der begrenzte Arbeitsraum und der schwierige Anschluss der Messgeräte erschwerten die Durchführung der Messungen.

## 3.4 Messergebnisse - Mittelwert aus drei Messungen

Im Folgenden sind die Messergebnisse für Stickstoffoxide, Staub, Rußzahl (nur Heizöl), Kohlenmonoxid, Gesamtkohlenstoff, Methan und NMVOC dokumentiert. Aus den drei Einzelmessungen von in der Regel 30 Minuten Dauer wurde ein arithmetischer Mittelwert gebildet. Alle Mittelwerte der Messungen finden sich tabellarisch im Anhang D, zusammen mit einem Wert zum mittleren Lastzustand während der Messungen. Weiterhin sind in Anhang E die Maxima der drei Messungen angeführt sowie die Maxima zuzüglich der Messunsicherheit.

### 3.4.1 Stickstoffoxide

Die Stickstoffoxid-Messwerte werden vor allem durch die Temperatur bei der Verbrennung und durch den Stickstoffgehalt des Brennstoffs beeinflusst.

Nach Angabe der Brennerhersteller ist der Stickstoffgehalt im Heizöl mit der Verminderung des Schwefelgehaltes ebenfalls auf üblicherweise weniger als 140 mg/kg zurückgegangen. Wenn bei einer Messung Heizöl-Altbestände zum Einsatz kamen, kam möglicherweise kein schwefelarmes Heizöl zum Einsatz und somit auch ein Brennstoff mit höherem Stickstoffgehalt. Erdgas weist nach Angabe der Brennerhersteller deutliche Stickstoffgehaltsschwankungen auf. Einen weiteren Einfluss auf Messergebnisse haben nach Brennerherstellerangabe die Wetterbedingungen: Bei



feuchter Umgebungsluft im Sommer sind geringere Stickstoffoxid-Werte zu erwarten, da die höhere Verbrennungsluft-Feuchtigkeit eine stärkere Kühlung der Flamme bewirkt als trockene Winterluft. (Fachgespräch 2022)

Tabelle 54 zeigt die NO<sub>x</sub>-Mittelwerte aus Messungen während unterschiedlicher Jahreszeiten. Die Mittelwerte wurden gebildet aus den 100 Mittelwerten der je drei Messungen pro Anlage mit in der Regel 30 Minuten Dauer. Die Werte sind nach Mittelwerten für Heizöl- und Erdgas-Feuerung sortiert; zu jedem Mittelwert wird die Anzahl der gemessenen Werte angegeben. Detaillierte Messergebnisse mit Nennung des Monats der Messung finden sich im Anhang F (Seite 189).

Im Sommer fanden keine Messungen an Heizölfeuerungen statt. Der NO<sub>x</sub>-Mittelwert der im Frühling/Herbst gemessenen Heizölfeuerungen liegt über demjenigen der Wintermonate, sodass hier kein Kühlungseffekt durch Verbrennungsluftfeuchtigkeit erkennbar ist.

Auch für die jahreszeitlichen NO<sub>x</sub>-Mittelwerte der Erdgasfeuerungen kann kein Trend zu niedrigeren Emissionsmesswerten im Sommer bei höherer Luftfeuchtigkeit festgestellt werden. Im Gegenteil liegt der Mittelwert der zehn Sommermessergebnisse deutlich höher als die Mittelwerte der Jahreszeiten Frühling/Herbst und Winter. Offenbar waren bei den 72 NO<sub>x</sub>-Messungen an Erdgasfeuerungen eher andere Einflussfaktoren ausschlaggebend.

**Tabelle 54: Vergleich der NO<sub>x</sub>-Mittelwerte von Messungen zu unterschiedlichen Jahreszeiten**

Jahreszeit	Heizöl NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m <sup>3</sup> ]	Heizöl Anzahl Werte	Erdgas NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m <sup>3</sup> ]	Erdgas Anzahl Werte
Sommer	-	-	141	10
Frühling/Herbst	186	2	110	24
Winter	160	26	114	38

Anmerkung: Sommer beinhaltet Juni/Juli/August; Winter beinhaltet Dez./Jan./Feb.

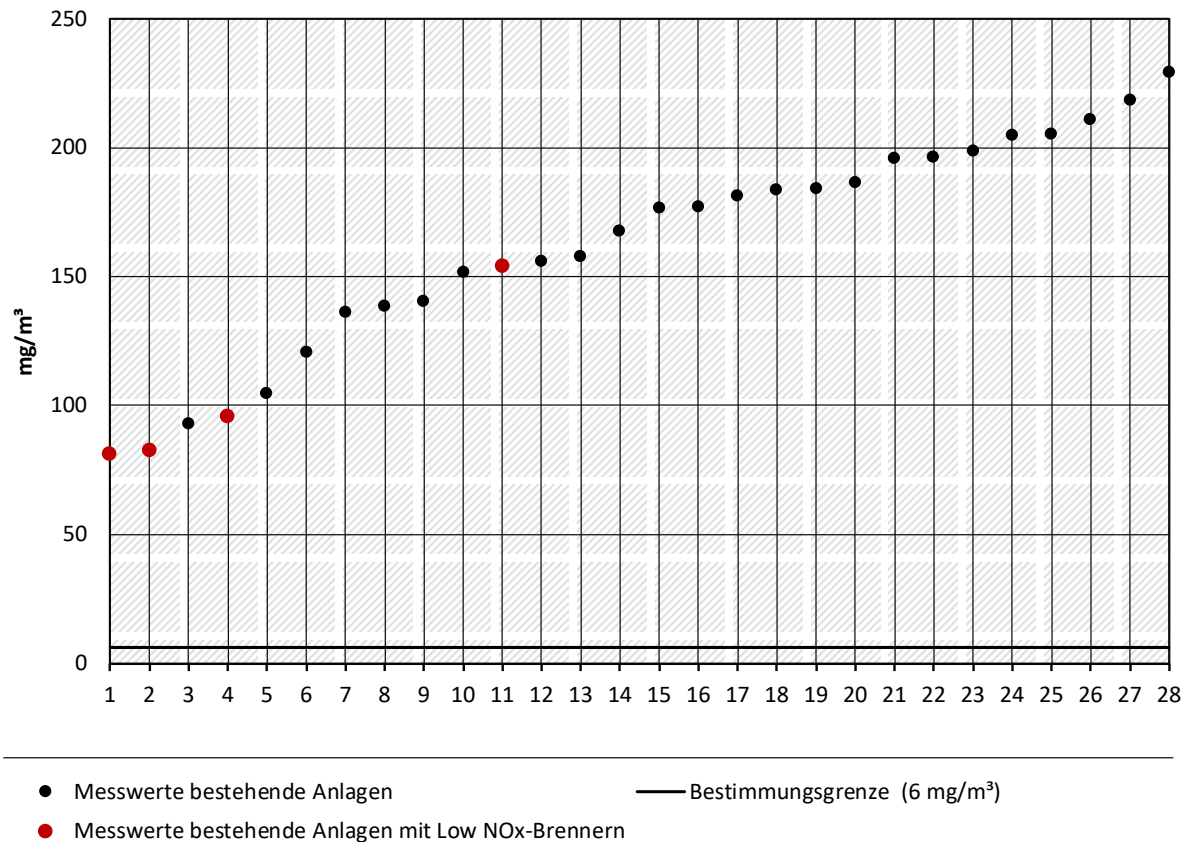
Quelle: eigene Auswertung

Ein systematischer Einfluss der Betriebslast bei der Messung auf die Höhe des NO<sub>x</sub>-Messwertes konnte nicht festgestellt werden. Anhang H zeigt die drei Einzelmesswerte der 100 Messungen und den jeweiligen Lastzustand während der Messung, bezogen auf die Nennleistung der Anlage.



Die 28 Messungen von Stickstoffoxiden an Heizölfeuerungen ergaben Emissionswerte zwischen 81 und 229 mg/Nm<sup>3</sup>. Kein Wert lag unter der Bestimmungsgrenze (6 mg/Nm<sup>3</sup>). (Abbildung 12)

**Abbildung 12: Stickstoffoxide-Messwerte – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten)**



Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen.

Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

Die Messungen an Heizöl-Feuerungsanlagen erfolgten im Zeitraum November 2020 bis Februar 2021 sowie im Zeitraum Januar bis April 2022 und somit eher bei trockener Umgebungsluft, die tendenziell zu höheren Werten führt. Der Stickstoffgehalt des Brennstoffs wurde nicht bestimmt.

Drei ältere Anlagen (installiert in 1991 und zweimal in 1994) verwenden nachgerüstete Low NO<sub>x</sub>-Brenner und erzielen damit die niedrigsten Messwerte (81/83/96 mg/Nm<sup>3</sup>). Der jeweilige Lastzustand bei der Messung betrug 67/80/100 %. Bei einem weiteren Low NO<sub>x</sub>-Brenner an einer Anlage aus dem Jahr 2013 wurden 154 mg/Nm<sup>3</sup> bei einer Last von 74 % gemessen.

Beim drittniedrigsten Messwert (93 mg/Nm<sup>3</sup>), der bei 80 % Last gemessen wurde, handelt es sich um eine Zweistofffeuerung aus dem Jahr 2018. Bei der Messung kam schwefelarmes Heizöl zum Einsatz, das tendenziell stickstoffarm ist. Ein Low NO<sub>x</sub>-Brenner ist hier nicht installiert (BDH 2022). Die Anlage hatte auch bei der Messung im Erdgasbetrieb bei 77 % Last niedrige NO<sub>x</sub>-Emissionen (um 50 mg/Nm<sup>3</sup>). Die Messung erfolgte bei Außentemperaturen um 0 °C, d. h. bei trockener Winterluft, die aufgrund der geringen Verbrennungsluftfeuchtigkeit eher zu höheren NO<sub>x</sub>-Messwerten führt.

Bei den Emissionswerten 152/154/167/177/184/196/205/205/211 mg/Nm<sup>3</sup> kam ebenfalls schwefelarmes Heizöl zum Einsatz, das tendenziell stickstoffarm ist.

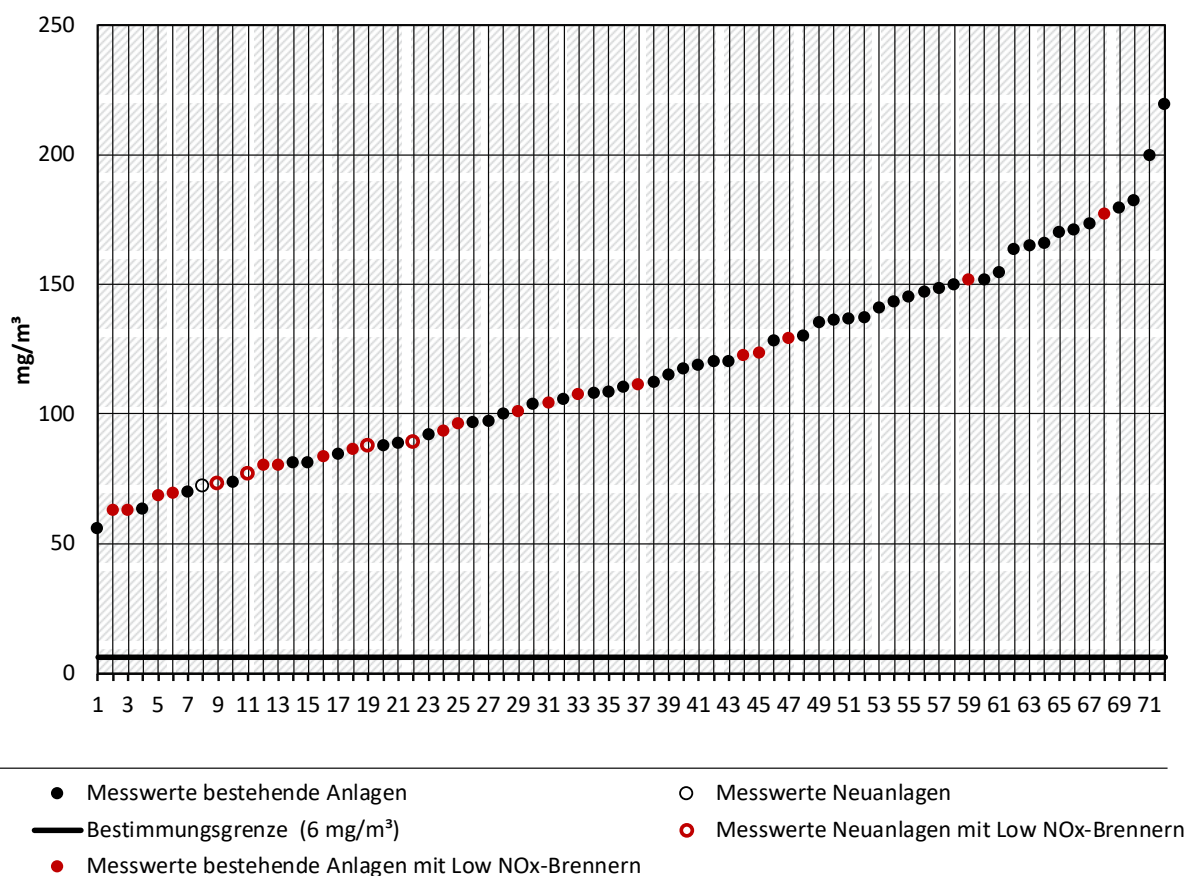
Brenner mit Abgasrückführung wiesen bei Messungen mit Heizölverbrennung Emissionswerte von 139 und 156 mg/Nm<sup>3</sup> auf; ein Brenner mit Lambda-Sonde emittierte 120 mg/Nm<sup>3</sup>.

Die Feuerung mit dem höchsten NO<sub>x</sub>-Wert von 229 mg/Nm<sup>3</sup> weist auch einen relativ hohen CO-Messwert von 9,8 mg/Nm<sup>3</sup> auf. Bei der Messung lief die Anlage bei Volllast. Bei vier weiteren sehr hohen NO<sub>x</sub>-Werten (218/211/205/205 mg/Nm<sup>3</sup>) liefen die Anlagen bei 50 bis 70 % Last.

Auffällig ist, dass es sich bei fünf der höchsten NO<sub>x</sub>-Werte im Heizölbetrieb (> 195 mg/Nm<sup>3</sup>) um Zweistoffbrenner handelt und diese nur in zwei der fünf Fälle mit den höchsten NO<sub>x</sub>-Werten im Erdgasbetrieb korrespondieren (um 180 mg/Nm<sup>3</sup>), ansonsten am gleichen Brenner im Erdgasbetrieb deutlich geringere Werte mit 97/120/141 mg/Nm<sup>3</sup> gemessen wurden.

Die 72 Messungen von Stickstoffoxiden an Erdgasfeuerungen ergaben Emissionswerte zwischen 56 und 220 mg/Nm<sup>3</sup>. Kein Wert lag unter der Bestimmungsgrenze (6 mg/Nm<sup>3</sup>). (Abbildung 13, in der die fünf Messungen an Neuanlagen mit kreisförmigen Markierungen gekennzeichnet sind).

**Abbildung 13: Stickstoffoxide-Messwerte – Erdgas-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten)**



Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen.

Quelle: eigene Darstellung (Ökopoll)

Die Erdgasfeuerungen mit Low NO<sub>x</sub>-Brennern erreichten die niedrigsten NO<sub>x</sub>-Werte. Bei der Anlage mit dem niedrigsten NO<sub>x</sub>-Messwert (56 mg/Nm<sup>3</sup>) handelt es sich nicht um einen Low NO<sub>x</sub>-Brenner (Zweistoffbrenner, installiert im Jahr 2018). Besonders niedrige NO<sub>x</sub>-Werte (72/74 mg/Nm<sup>3</sup>) erreichten auch zwei der fünf Neuanlagen. Bei elf der 28 Anlagen mit NO<sub>x</sub>-Werten unter 100 mg/Nm<sup>3</sup> wurde die Messung bei 75 bis 100 % Last durchgeführt, bei weiteren 11

Anlagen lag die Last zwischen 39 und 50 %, die übrigen sechs Anlagen wurden während der Messung mit mittleren Lasten zwischen 16 und 33 % betrieben.

Für fünf Anlagen gaben die Betreiber an, dass eine Sauerstoffregelung vorhanden ist, mit der zweimal in Kombination mit Low NO<sub>x</sub>-Brennern Werte von 80/86 mg/Nm<sup>3</sup> erreicht wurden. In den weiteren drei Anlagen mit Sauerstoffregelung wurden 85/123/129 mg/Nm<sup>3</sup> NO<sub>x</sub> gemessen.

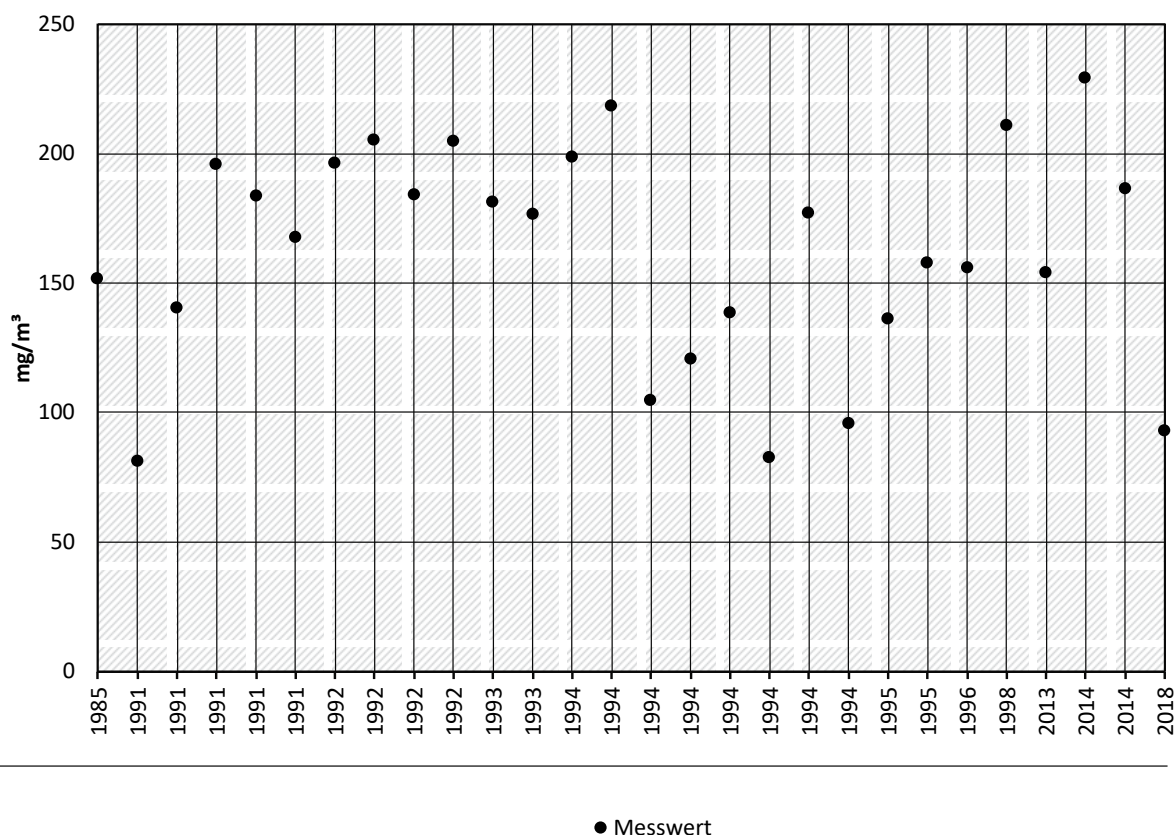
Für die übrigen Anlagen mit niedrigen NO<sub>x</sub>-Messwerten wurden keine Techniken von Betreibern oder von den Herstellern (anhand von Typenschildern) genannt, die zur NO<sub>x</sub>-Minderung beitragen.

Die zwei höchsten NO<sub>x</sub>-Werte bei Erdgasfeuerung (200/219 mg/Nm<sup>3</sup>) wurden an Anlagen mit Einstoffbrennern gemessen, die in den Jahren 2001 und 2012 in Betrieb gingen und Industrieanlagen mit Thermalöl versorgen. In der Anlage mit dem höchsten NO<sub>x</sub>-Wert ist eine Abgasrückführung eingebaut. Die Messungen der höchsten Werte wurden im August und September 2021 durchgeführt, wo bei feuchterer Umgebungsluft eher niedrigere NO<sub>x</sub>-Werte zu erwarten sind. Die Auslastung betrug beim höchsten Wert 72 %, beim zweithöchsten 100 %.

Für Korrelationen der NO<sub>x</sub>-Messwerte mit CO-Messwerten siehe Kapitel 3.6.8 (Seite 130).

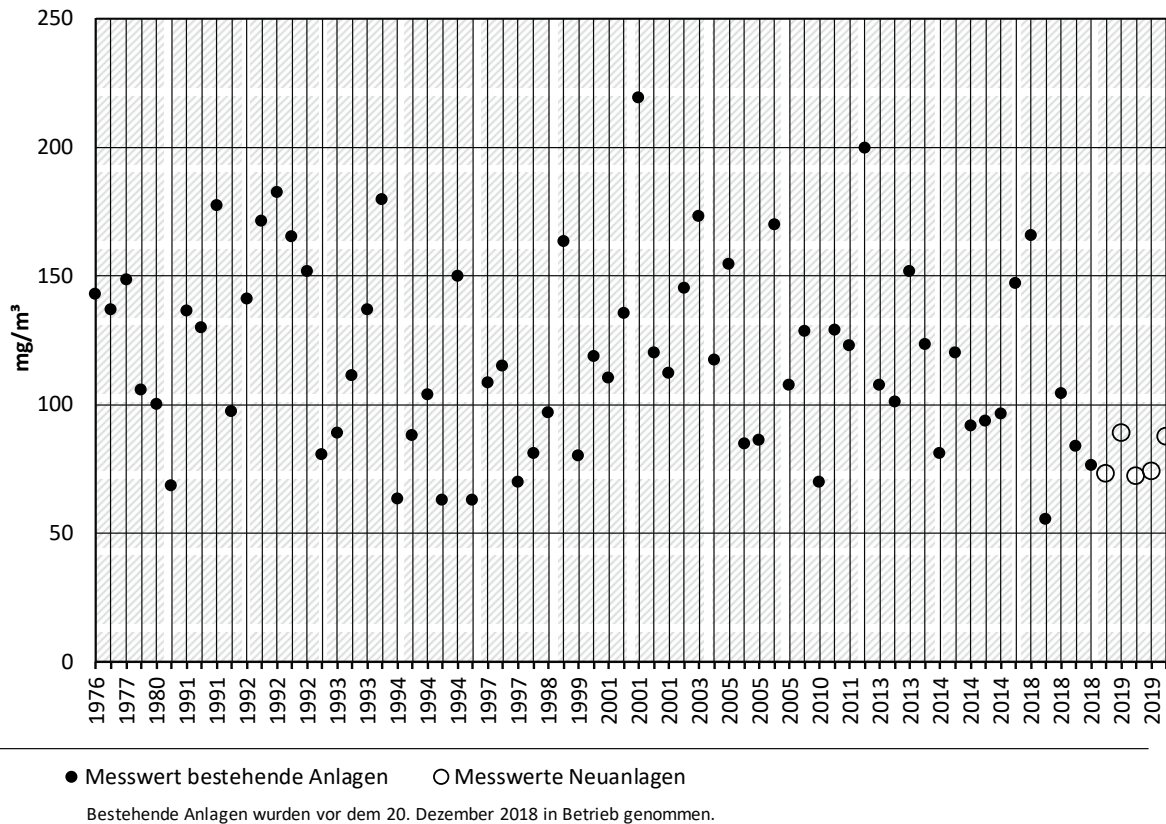
Eine Korrelation der NO<sub>x</sub>-Messwerte mit dem Anlagenalter besteht weder bei Heizölfeuerungen (Abbildung 14) noch bei den bestehenden Erdgasfeuerungen. Die fünf neuen Erdgasfeuerungen (Inbetriebnahme ab 20.12.2018) weisen niedrige NO<sub>x</sub>-Messwerte auf. (Abbildung 15)

**Abbildung 14: Stickstoffoxide-Messwerte und Inbetriebnahmejahr – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten)**



Quelle: eigene Darstellung (Ökopoll)

**Abbildung 15: Stickstoffoxide-Messwerte und Inbetriebnahmejahr – Erdgas-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten)**



Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

Bei der Ermittlung von Emissionsfaktoren für Stickstoffoxide wurden zwei Werte aus Erdgas-Anlagen nicht in die Berechnung einbezogen, da bei der Messung ungewöhnlich hohe CO-, Gesamtkohlenstoff- und Methanwerte gemessen wurden und die Einschätzung bestand, dass bei der geringen Anzahl von Messwerten nicht davon ausgegangen werden kann, dass die Werte der Anlage für das Gesamtspektrum der Anlagen repräsentativ sind (siehe Kapitel 2).

### 3.4.2 Staub

Grundsätzlich sind aufgrund des geringen Mineralgehaltes von leichtem Heizöl und der fehlenden Rußbildung bei Erdgas sehr geringe Staubkonzentrationen im Abgas zu erwarten, die nahe der Bestimmungsgrenze liegen. Möglich ist, dass beim „Takten“ (Ein-/Ausschalten) eines Kessels Ablagerungen in die Staubmessung eingetragen werden. Diese können aus der Kesselkorrosion sowie aus Verschmutzungen beim Mischbetrieb mit Heizöl stammen und die Messung von Emissionen im Erdgasbetrieb beeinflussen. Zudem kann die Verbrennungsluft des Kessels durch Verschmutzungen in der Außenluft mit Staub belastet sein, der in der Messung mitbestimmt wird.

Die 28 Messungen von Staub an Heizölfeuerungen ergaben Emissionswerte zwischen 0,095 und 3,0 mg/Nm<sup>3</sup>. Sieben Werte lagen unter der Bestimmungsgrenze (0,2 mg/Nm<sup>3</sup>). (Abbildung 16)

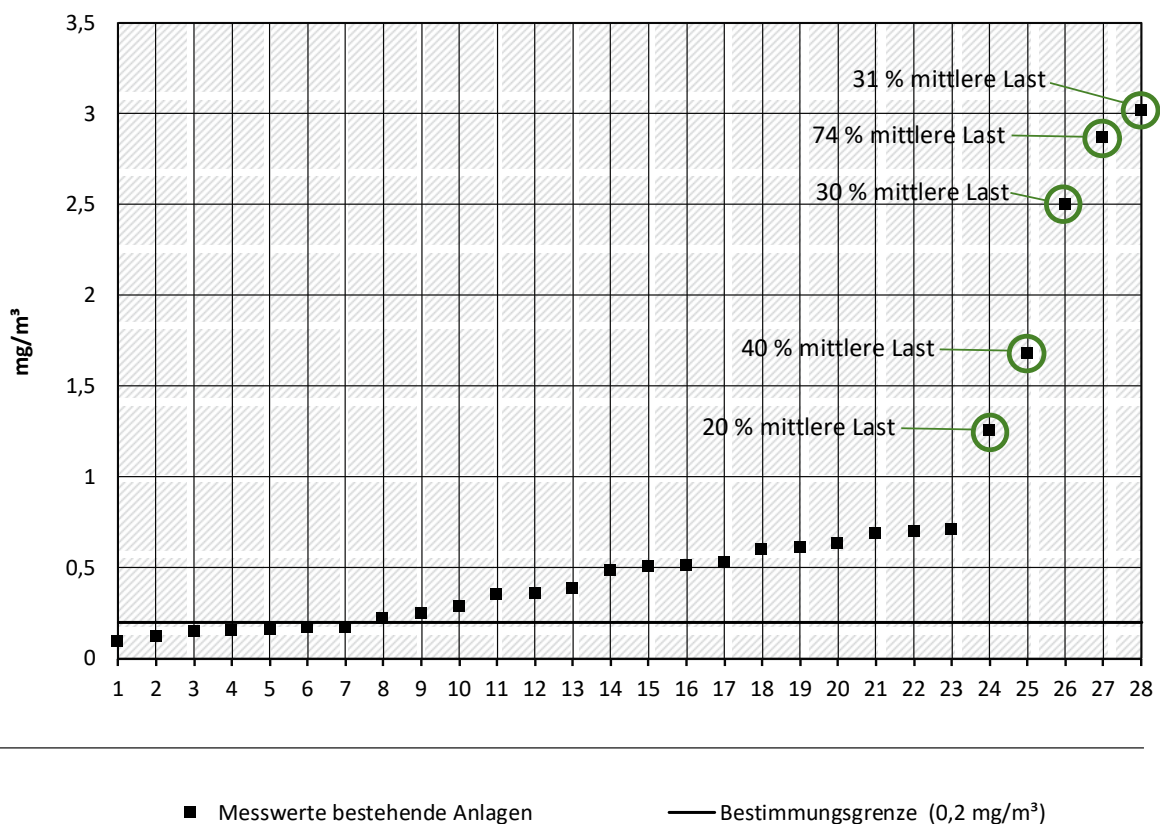
Fünf der 28 Messwerte von Staub an Heizölfeuerungen (18 %) sind erhöht im Bereich 1,3 bis 3 mg/Nm<sup>3</sup>, neun weitere Messwerte (32 %) sind etwas erhöht im Bereich 0,5 bis 1 mg/Nm<sup>3</sup>. In der

Regel handelt es sich bei den höchsten Staubwerten um Anlagen, die zwischen 1991 und 1996 installiert wurden; eine Ausnahme bildet ein Kessel aus dem Jahr 2013.

Die erhöhten Staubwerte sind - mit drei Ausnahmen - auch mit erhöhten CO-Werten verbunden, die über dem CO-Median ( $4,3 \text{ mg/Nm}^3$ ) lagen. Zwei der drei höchsten CO-Werte ( $27/32 \text{ mg/Nm}^3$ ) sind auch mit höchsten Staubwerten von  $1,3/2,5 \text{ mg/Nm}^3$  verbunden. Auffällig ist, dass ein weiterer hoher CO-Wert ( $9,8 \text{ mg/Nm}^3$ ) mit einem sehr geringen Staubwert unter der Bestimmungsgrenze ( $< 0,2 \text{ mg/Nm}^3$ ) verbunden ist. Sehr hohe Rußzahlen ( $1,5/0,9$ ) sind nur mit zwei der fünf höchsten Staubwerte verbunden ( $1,3/2,5 \text{ mg/Nm}^3$ ). Ein weiterer hoher Rußwert ( $0,8$ ) weist eine Staubemission von  $0,5 \text{ mg/Nm}^3$  auf; der verbundene CO-Wert ist mit  $5,8 \text{ mg/Nm}^3$  vergleichsweise hoch.

Vier der fünf höchsten Staubmittelwerte bei Heizölfeuerung wurden während der Messungen mit einer besonders niedrigen mittleren Last betrieben (20/30/31/40 %), die - insbesondere beim Zünden der Feuerung - eine Ursache für ungünstige Verbrennungsbedingungen sein kann.

**Abbildung 16: Staub-Messwerte – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten)**



Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen

Quelle: eigene Darstellung (Ökopoll)

Die 72 Messungen von Staub an Erdgasfeuerungen ergaben Emissionswerte zwischen  $0,088$  und  $2,5 \text{ mg/Nm}^3$ . 36 Werte lagen unter der Bestimmungsgrenze ( $0,2 \text{ mg/Nm}^3$ ). (Abbildung 17)

Sieben der 72 Messwerte von Staub an Erdgasfeuerungen (10 %) sind erhöht im Bereich 1 bis  $2,5 \text{ mg/Nm}^3$ , fünf weitere (7 %) etwas erhöht im Bereich  $0,5$  bis  $1 \text{ mg/Nm}^3$ . Die Anlagen mit erhöhten Staubwerten weisen unterschiedliche Installationsjahre auf, die von 1976 bis 2013 reichen.

Der Wert von 1,6 mg/Nm<sup>3</sup> ist mit einem besonders hohen Wert bei der CO-Messung von 1.240 mg/Nm<sup>3</sup> sowie besonders hohen Werten für Gesamt-Kohlenstoff (93 mg/Nm<sup>3</sup>) und Methan (98 mg/Nm<sup>3</sup>) verbunden, was auf eine suboptimale Brenner-Einstellung hinweist. Die weiteren erhöhten Staubwerte zeigen leicht erhöhte CO-Werte im Bereich von 1,7 bis 5,4 mg/Nm<sup>3</sup>. Mit drei Ausnahmen (1,7/2,1/2,6 mg/Nm<sup>3</sup>) liegen die CO-Werte bei erhöhten Staubwerten über dem CO-Median (2,7 mg/Nm<sup>3</sup>), was auf besonders ungünstige Verbrennungsbedingungen hinweist. Auffällig ist, dass zwei weitere erhöhte CO-Werte (11/13 mg/Nm<sup>3</sup>) und ein besonders hoher CO-Wert (2.761 mg/Nm<sup>3</sup>) mit sehr niedrigen Staubwerten unter 0,5 mg/Nm<sup>3</sup> verbunden sind.

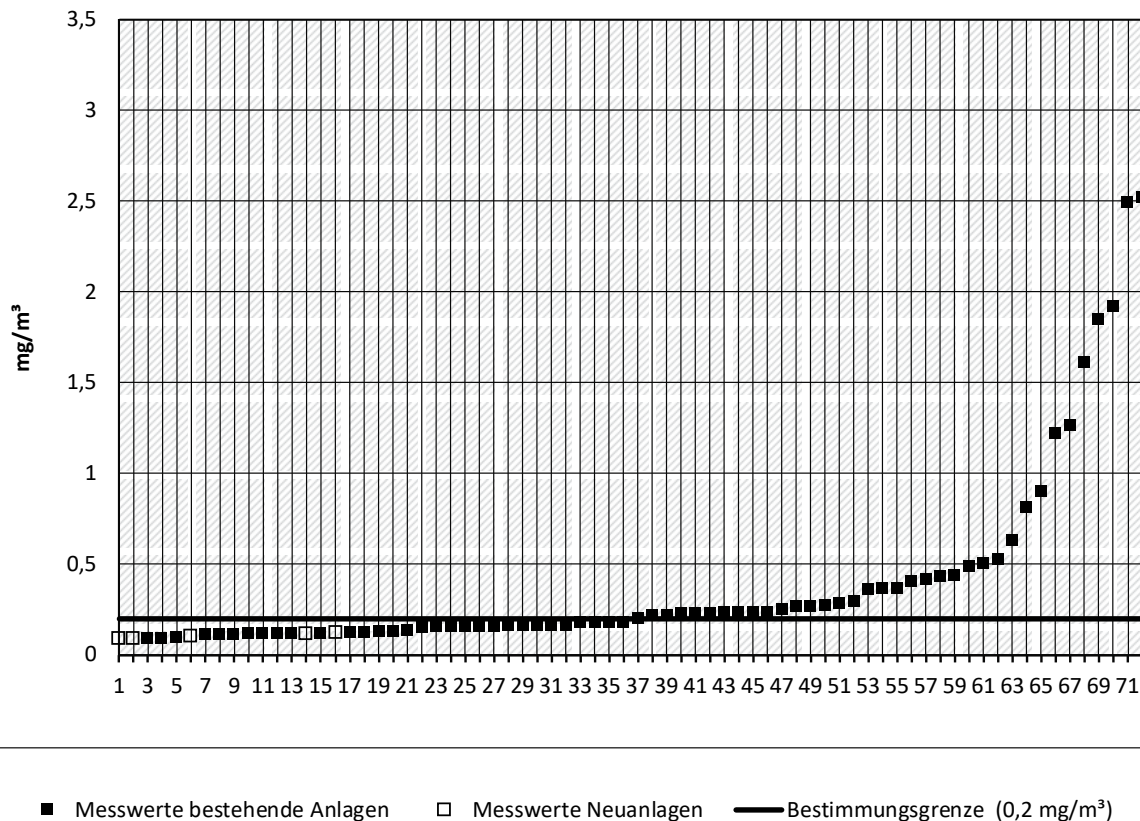
Eine besonders niedrige Last (20/28/40 %) ist bei den Messungen mit erhöhten Staubwerten bei Erdgasfeuerung nur in drei Fällen mit leicht erhöhten Staubwerten (um 0,5 mg/Nm<sup>3</sup>) zu beobachten. Die Last lag ansonsten bei  $\geq 50$  % (50/52/52/60/65/74/87/95/100 %).

Beim höchsten Staubmittelwert (2,52 mg/Nm<sup>3</sup>) war die Einlaufstrecke mit 0,8-fachem Durchmesser anstelle von 5-fachem Durchmesser der Abgasleitung nicht optimal. Zudem kam es zu Ausfällen des Brenners in Folge mangelnder Wärmeabnahme. Bei den beiden höchsten Staubwerten der drei Einzelmessungen (4,5/1,9 mg/Nm<sup>3</sup>) lief die Anlage mit 60 % Last, bei der dritten Messung (1,2 mg/Nm<sup>3</sup>) mit 30 % Last.

Beim zweithöchsten Staubmittelwert (2,49 mg/Nm<sup>3</sup>) lief die Anlage mit Volllast. Zwei der drei Einzelmessungen ergaben 0,79 mg/Nm<sup>3</sup> und einen Wert unter der Bestimmungsgrenze (0,2 mg/Nm<sup>3</sup>). Bei der dritten Einzelmessung lieferte die Kesselanlage mehr Wärme, als auf der Abnehmerseite verbraucht wurde, so dass es zu Abschaltungen und Unterbrechungen der Messung kam; der Messwert betrug 5,7 mg/Nm<sup>3</sup>. Die Bedingungen für eine ungestörte Ein- und Auslaufstrecke waren nicht erfüllt (2,3- statt 5-fachem bzw. 1,2- statt 2,0-fachem Durchmesser).



**Abbildung 17: Staub-Messwerte – Erdgas-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten)**



Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen

Quelle: eigene Darstellung (Ökopoll)

Beim dritthöchsten Staubmittelwert ( $1,9 \text{ mg/Nm}^3$ ) lief die Anlage mit 60 % Last; die Messwerte der drei Messungen ergaben in etwa gleiche Ergebnisse. Die Bedingungen für eine ungestörte Einlaufstrecke waren mit 0,8- statt 5-fachem Abgasrohrdurchmesser nicht erfüllt.

Beim vierthöchsten Staubmittelwert ( $1,9 \text{ mg/Nm}^3$ ) lief die Anlage mit etwa 95 %- Last, die jedoch (temperaturgesteuert) an den schwankenden Bedarf angepasst wurde. Die Messbedingungen waren ungünstig (Rechteckkanal mit Stellklappen direkt an der Messöffnung).

Die Korrelation der Staubwerte mit der Rußzahl und mit Kohlenmonoxid wird in den Kapiteln 3.6.6 (Seite 126) und 3.6.7 (Seite 127) analysiert.

Bei der Ermittlung von Emissionsfaktoren für Staub wurden bei Erdgas-Anlagen alle Werte über  $1 \text{ mg/Nm}^3$  aus der Faktorberechnung ausgeschlossen, weil hier von externen Einflüssen auf die Messung ausgegangen wird (Takten des Kessels und dadurch möglicherweise Staubeintrag aus Ablagerungen). Zudem wurden alle Messungen bei Erdgasbetrieb an Mischkesseln aus der Berechnung des Emissionsfaktors herausgenommen, um sicherzugehen, dass in den Emissionsfaktor keine Messwerte einfließen, die durch Ablagerungen aus dem Heizölbetrieb beeinflusst wurden (für ausgeschlossene Werte siehe fett markierte Daten in Tabelle 82). Im Ergebnis sind 51 Messwerte aus Erdgas-Anlagen für die Emissionsfaktorbildung verwendet worden (siehe Kapitel 2), von denen 25 unter der Bestimmungsgrenze von  $0,2 \text{ mg/Nm}^3$  lagen und mit halber Bestimmungsgrenze eingeflossen sind. Von den 28 Messungen an Heizöl-Anlagen sind alle Messwerte in den Emissionsfaktor eingeflossen; von diesen lagen sieben Messwerte

unter der Bestimmungsgrenze von 0,2 mg/Nm<sup>3</sup>; sie sind mit halber Bestimmungsgrenze in den Emissionsfaktor einbezogen worden.

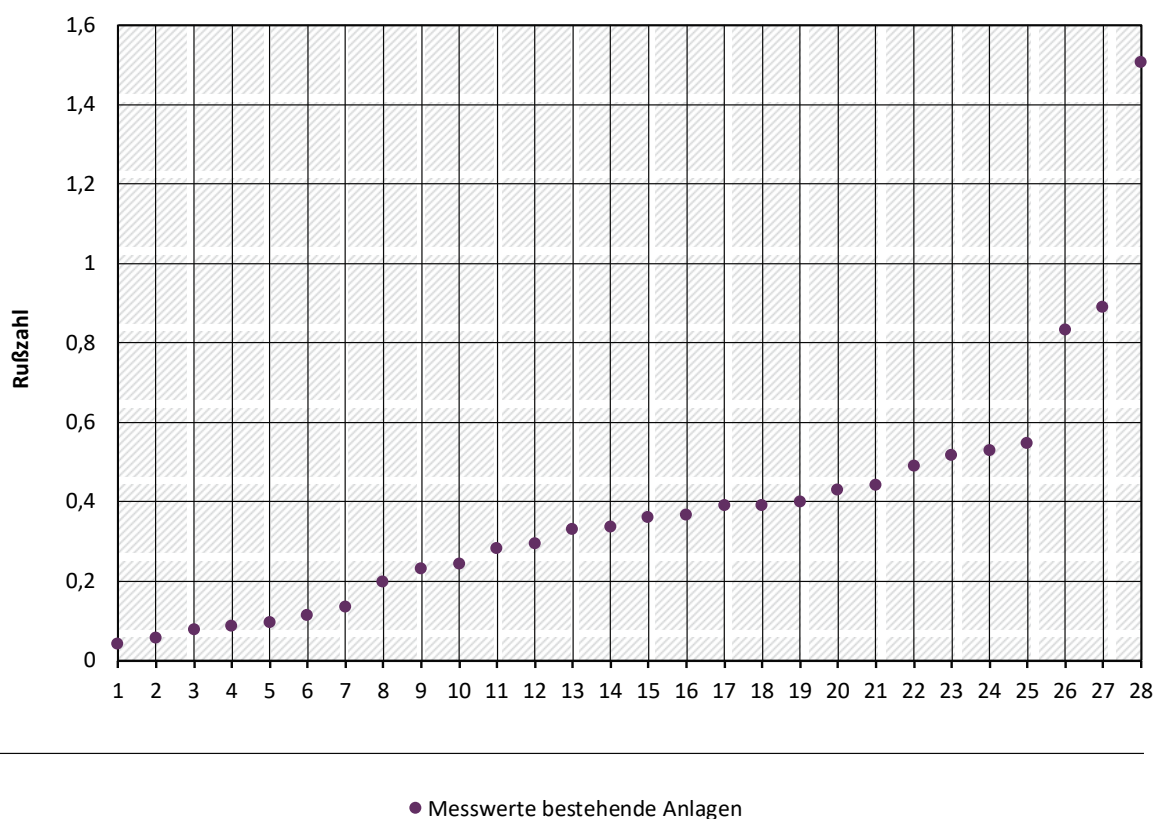
### 3.4.3 Rußzahl

Eine erhöhte Rußzahl weist auf eine unvollständige Verbrennung hin.

Die 28 Messungen an Heizölfeuerungen ergaben Rußzahl-Werte von 0,04 bis 1,5 (Abbildung 18). Die beiden höchsten Werte (0,9/1,5) waren auch mit hohen Werten bei der CO-Messung (32/27 mg/Nm<sup>3</sup>) verbunden sowie beim zweithöchsten Wert auch mit einem hohen Wert bei Methan (1,8 mg/Nm<sup>3</sup>), was auf eine suboptimale Brennereinstellung hinweist. Auch der dritthöchste Rußzahl-Wert (0,8) ist mit einem erhöhten Methanwert verbunden (1,2 mg/Nm<sup>3</sup>), sowie mit einem CO-Wert von 5,8 mg/Nm<sup>3</sup>, der deutlich über dem CO-Median (4,3 mg/Nm<sup>3</sup>) liegt. Auffällig ist, dass umgekehrt ein weiterer relativ hoher CO-Wert (9,8 mg/Nm<sup>3</sup>) mit einer sehr geringen Rußzahl (0,087) verbunden ist. Erhöhte Gesamt-Kohlenstoff-Werte (1,7/1,8/2,7 mg/Nm<sup>3</sup>) sind ebenfalls nicht mit einer erhöhten Rußzahl verbunden.

Die Korrelation der Rußzahl mit Staubwerten wird in Kapitel 3.6.6 (Seite 126) analysiert.

**Abbildung 18: Rußzahl-Messwerte – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten)**



Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen

Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

### 3.4.4 Kohlenmonoxid

Erhöhte CO-Werte weisen auf ungünstige Verbrennungsbedingungen hin, die vor allem durch eine suboptimale Verbrennungsluftzufuhr entstehen. Auch Lastschwankungen mit Taktung des



Brenners können durch suboptimale Bedingungen beim Zünden der Flamme zu erhöhten CO-Werten führen.

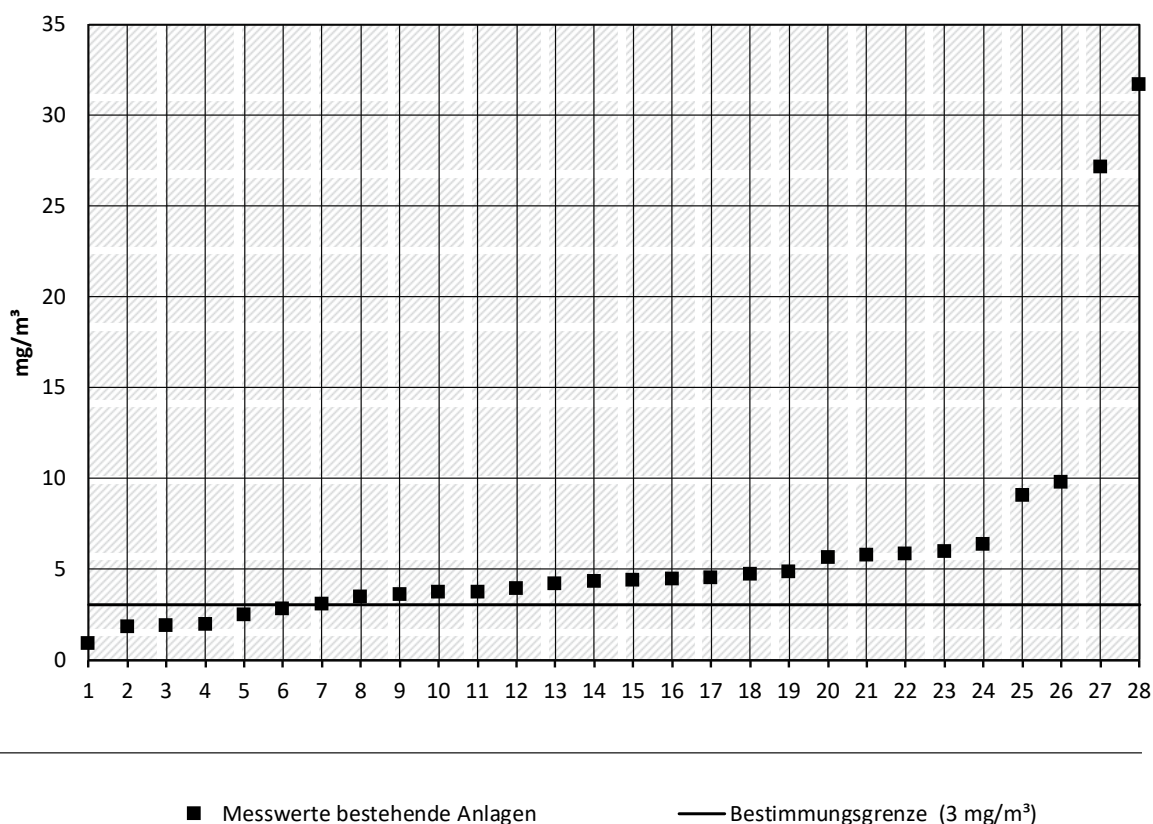
Die 28 Messungen von Kohlenmonoxid an Heizölfeuerungen ergaben Emissionswerte zwischen 0,90 und 32 mg/Nm<sup>3</sup>. Abgesehen von zwei besonders hohen Werten lagen alle Werte unter 10 mg/Nm<sup>3</sup>. Sechs Werte (21 %) lagen unter der Bestimmungsgrenze (3 mg/Nm<sup>3</sup>). (Abbildung 19)

Die beiden höchsten CO-Werte (27/32 mg/Nm<sup>3</sup>) wurden an Kesseln mit Baujahr 1991 und 1993 gemessen, und zwar bei starker Taktung der Kessel und einer mittleren Last von lediglich 20 bzw. 30 %. In beiden Fällen wurde auch eine besonders hohe Rußzahl gemessen; in einem Fall auch relativ hohe Emissionen von Methan (1,8 mg/Nm<sup>3</sup>) und Gesamt-Kohlenstoff (1,4 mg/Nm<sup>3</sup>).

Der dritthöchste CO-Wert (9,8 mg/Nm<sup>3</sup>) wurde an einer Feuerung mit Baujahr 2014 bei Volllast gemessen und ist mit einem besonders hohen NO<sub>x</sub>-Wert von 229 mg/Nm<sup>3</sup> verbunden, was auf eine suboptimale Brennereinstellung hinweist. Auch der vierthöchste CO-Wert (9,2 mg/Nm<sup>3</sup>) einer Feuerung aus dem Jahr 1991 weist auf eine suboptimale Brennereinstellung hin, da bei 40 % Last auch ein hoher NO<sub>x</sub>-Wert (184 mg/Nm<sup>3</sup>) und ein hoher Methan-Wert (1,9 mg/Nm<sup>3</sup>) gemessen wurden.

Für Korrelationen von Kohlenmonoxid mit weiteren Parametern siehe zu Gesamtkohlenstoff Kapitel 3.6.3 (S. 119), zu Methan Kapitel 3.6.4 (S. 122), zur Rußzahl Kapitel 3.6.4 (S. 122) und zu Staub Kapitel 3.6.7 (S. 127).

**Abbildung 19: Kohlenmonoxid-Messwerte – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten)**



Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen

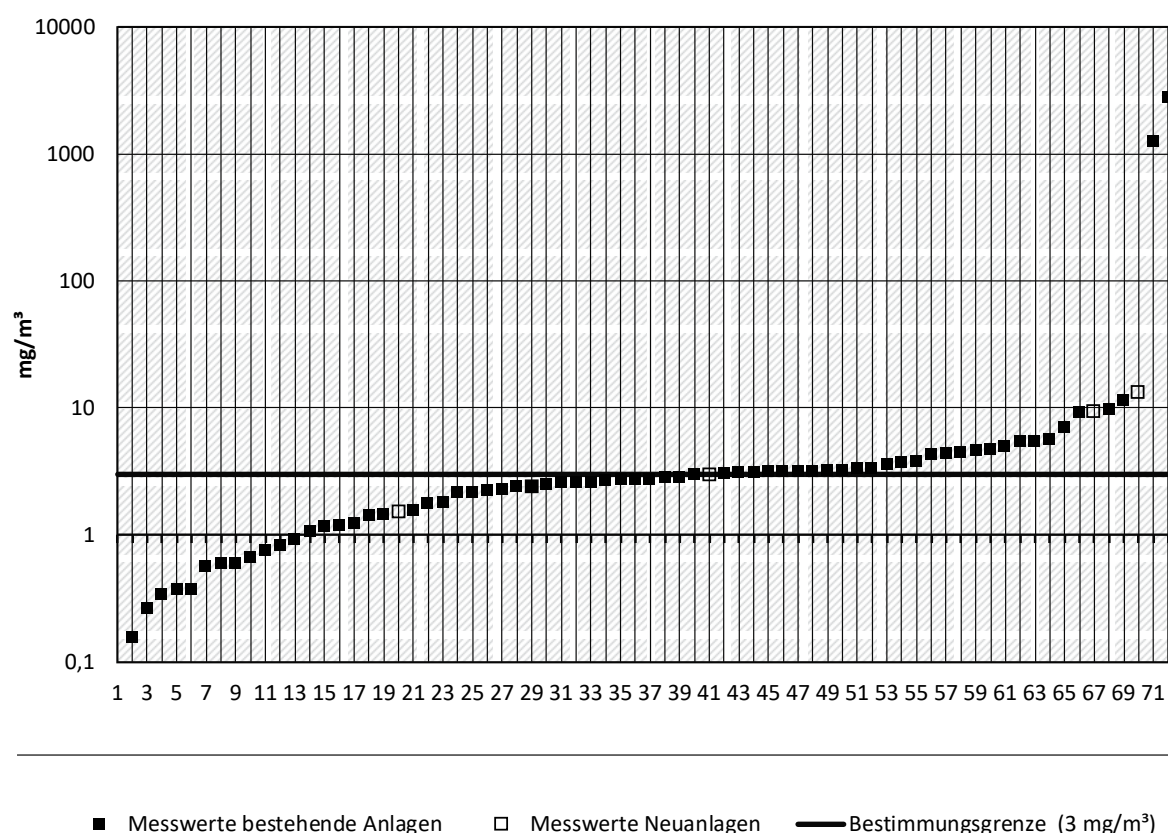
Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

Die 72 Messungen von Kohlenmonoxid an Erdgasfeuerungen ergaben Emissionswerte zwischen 0 und 2761 mg/Nm<sup>3</sup>. Mit 42 Werten lag mehr als die Hälfte der Messwerte (58 %) unter der Bestimmungsgrenze (3 mg/Nm<sup>3</sup>). Abgesehen von zwei besonders hohen Werten (1240/2761 mg/Nm<sup>3</sup>) und zwei weiteren erhöhten Werten wurden Werte unter 10 mg/Nm<sup>3</sup> gemessen. (Abbildung 20 mit allen Werten, Abbildung 21 ohne die zwei höchsten Werte).

Die beiden weiteren erhöhten CO-Messwerte (11/13 mg/Nm<sup>3</sup>) stammen von Feuerungen, die im Jahr 2015 und 2020 errichtet wurden. Die Last bei der Messung betrug etwa 50 %. Die Werte waren ebenfalls mit erhöhten Emissionswerten von Gesamt-Kohlenstoff (3,3/1,6 mg/Nm<sup>3</sup>) und Methan (3,6/1,1 mg/Nm<sup>3</sup>) verbunden, was auf eine nicht optimale Brennereinstellung hinweist.

Die beiden höchsten Werte (1.240/2.762 mg/Nm<sup>3</sup>) wurden an Kesseln gemessen, die im Jahr 2001 installiert wurden. Sie wurden während der Messung mit einer mittleren Last von 65 bzw. 29 % betrieben. Die Messwerte weisen auf eine suboptimale Brennereinstellung hin, da gleichzeitig auch besonders hohe Werte für Gesamt-Kohlenstoff (93/594 mg/Nm<sup>3</sup>) und Methan (98/603 mg/Nm<sup>3</sup>) gemessen wurden, sowie in einem Fall auch ein besonders hoher Wert für Staub (1,6 mg/Nm<sup>3</sup>).

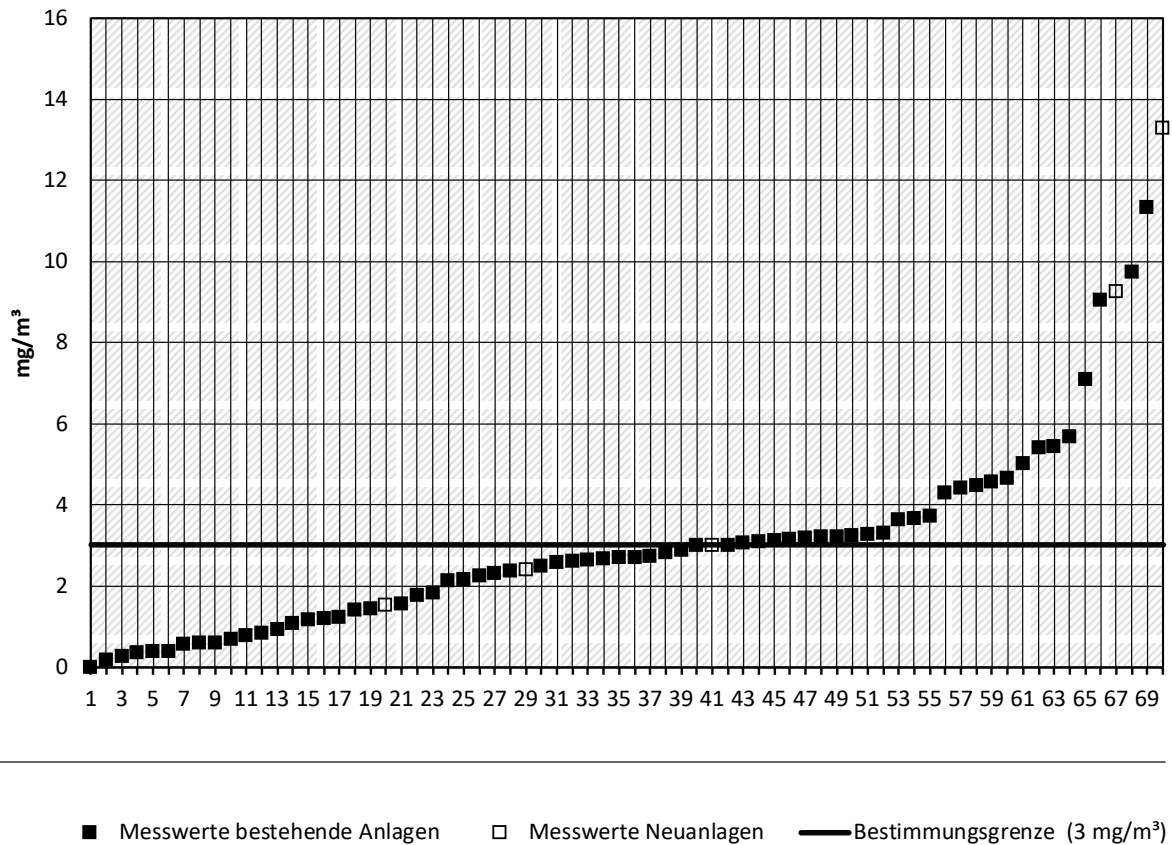
**Abbildung 20: Kohlenmonoxid-Messwerte – Erdgas-Feuerung (logarithmisch; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten)**



Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen

Quelle: eigene Darstellung (Ökopoll)

**Abbildung 21: Kohlenmonoxid Messwerte – Erdgas-Feuerung (ohne zwei höchste Werte; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten)**



Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb

Quelle: eigene Darstellung (Ökopöl)

Für die Berechnung des Emissionsfaktors für Kohlenmonoxid war das erhobene Datenkollektiv deutlich kleiner als beim Umweltbundesamt bereits vorliegende Daten (UBA 2023a), welche Deutschland für die Emissionsberichterstattung gemäß Artikel 11 (2) MCPD an die EU verwendet hat. Die Daten stammen von Messungen, die zum einen vom bayerischen Landesinnungsverband des Schornsteinfegerhandwerks an 3.475 Erdgas- und 1.524 Heizöl-Feuerungen durchgeführt wurden, zum anderen handelt es sich um Daten der Bundesländer von Messungen an 490 genehmigungsbedürftigen Feuerungsanlagen (321 Erdgas- und 169 Heizöl-Feuerungen). Die im Projekt gemessenen besonders hohen Emissionswerte beeinflussen den Mittelwert der Messungen erheblich (insbesondere bei Messungen an Heizöl-Anlagen), wobei unklar ist, ob derartig hohe Einzelwerte auch für ein größeres Datenkollektiv repräsentativ sind. Daher wurden die eigenen Messdaten für die Emissionsberechnung (siehe Kapitel 2) nicht verwendet.

### 3.4.5 Gesamtkohlenstoff

Erhöhte Emissionswerte von Gesamtkohlenstoff weisen auf eine unvollständige Verbrennung hin, die - wie bei hohen Kohlenmonoxidemissionen - vor allem durch eine suboptimale Verbrennungsluftzufuhr entstehen. Auch Lastschwankungen mit Taktung des Brenners können durch suboptimale Bedingungen beim Zünden der Flamme zu erhöhten Gesamtkohlenstoff-Werten führen.

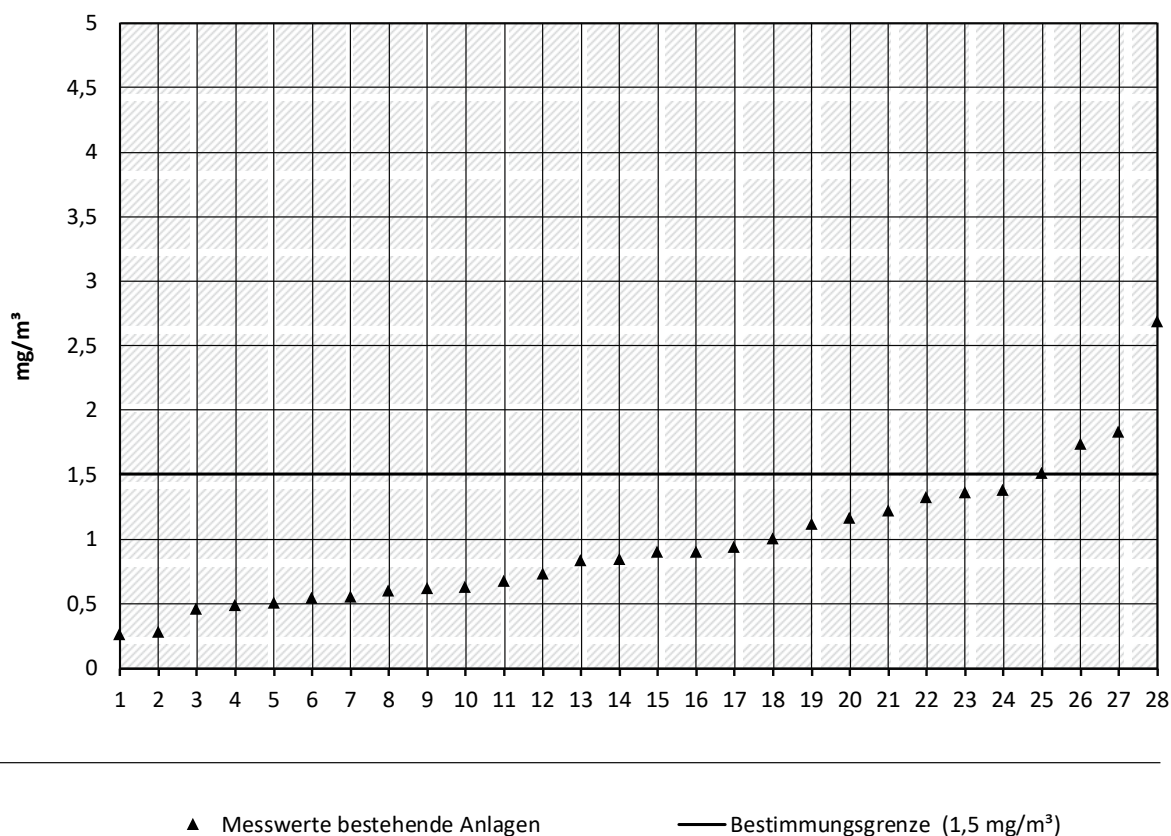
Die 28 Messungen von Gesamtkohlenstoff an Heizölfeuerungen ergaben Emissionswerte zwischen 0,26 und 2,7 mg/Nm<sup>3</sup>. Mit 24 Werten lag der überwiegende Anteil (86 %) unter der Bestimmungsgrenze (1,5 mg/Nm<sup>3</sup>); vier Werte lagen zwischen 1,5 und 3 mg/Nm<sup>3</sup>. (Abbildung 22)

Die vier höchsten Gesamtkohlenstoff-Werte der Heizölfeuerungen sind nicht mit erhöhten Kohlenmonoxid- oder Rußzahl-Werten verbunden. Die Last betrug 47/50/38 % und beim höchsten Gesamtkohlenstoffwert lediglich 10 %, was zu einer suboptimalen Verbrennung beiträgt.

Die 72 Messungen von Gesamtkohlenstoff an Erdgasfeuerungen ergaben Emissionswerte zwischen 0,25 und 594 mg/Nm<sup>3</sup>. Mit 50 Werten lag der überwiegende Anteil (69 %) unter der Bestimmungsgrenze (1,5 mg/Nm<sup>3</sup>). Abgesehen von zwei besonders hohen Werten (93/594 mg/Nm<sup>3</sup>) lagen alle übrigen Werte unter 5 mg/Nm<sup>3</sup> (Abbildung 23, Abbildung 24 ohne die beiden höchsten Werte).

Die beiden höchsten Werte stammen von Anlagen, die im Jahr 2001 installiert wurden. Die besonders hohen Gesamtkohlenstoffwerte gehen einher mit besonders hohen Werten bei CO und Methan und weisen auf eine suboptimale Brenneinstellung hin; in einem Fall trägt die niedrige Last (29 %) zu den ungünstigen Bedingungen bei, im anderen Fall erfolgte die Messung bei einer Last von 65 %.

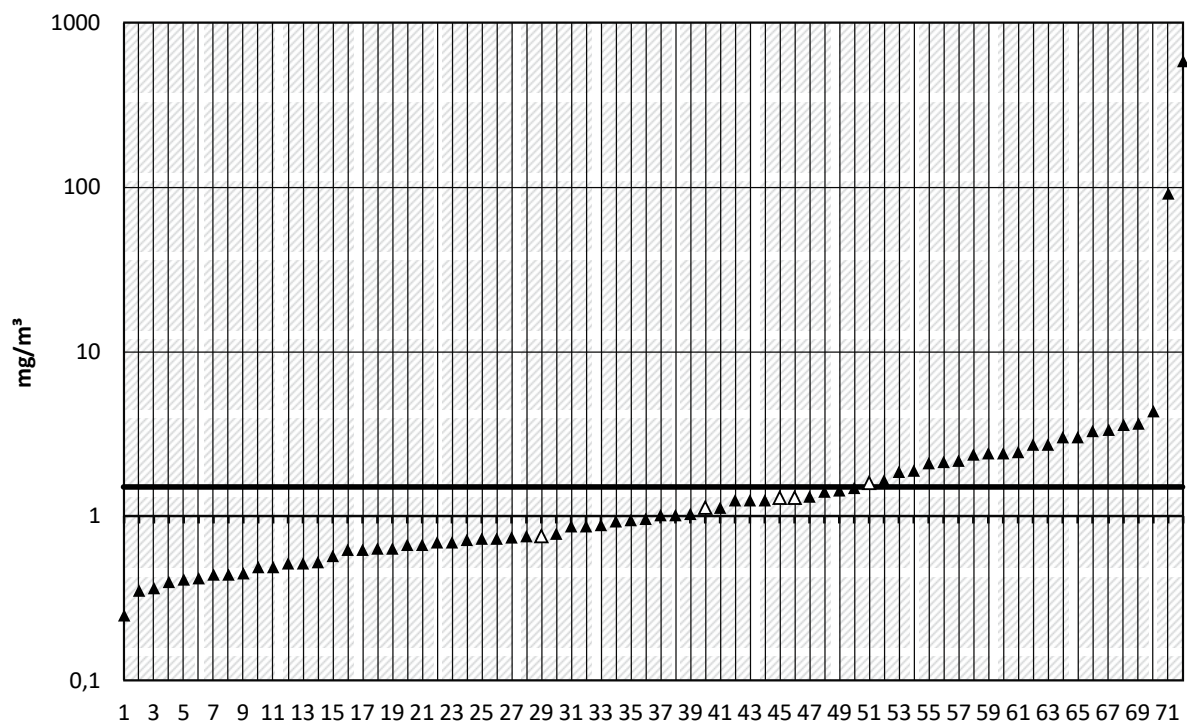
**Abbildung 22: Gesamtkohlenstoff-Messwerte – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten)**



Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen.

Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

**Abbildung 23: Gesamtkohlenstoff-Messwerte – Erdgas-Feuerung (logarithmisch; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten)**

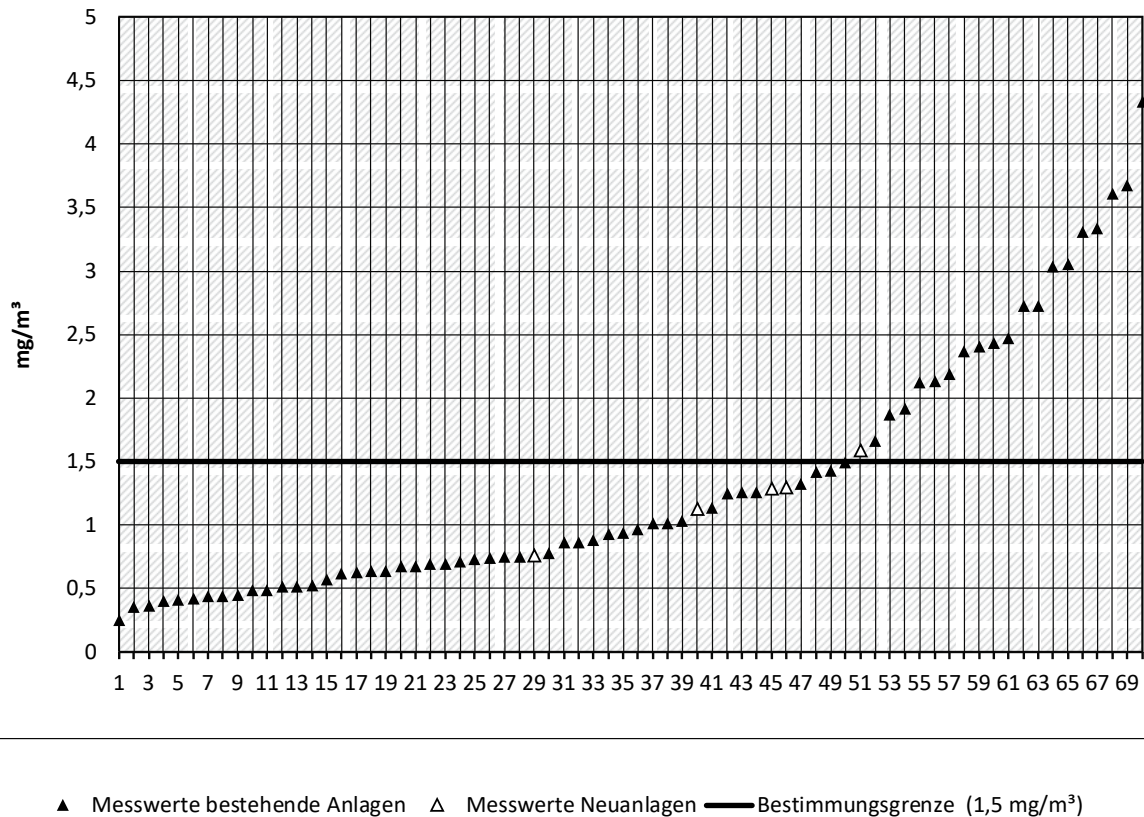


▲ Messwerte bestehende Anlagen    △ Messwerte Neuanlagen    — Bestimmungsgrenze (1,5 mg/m³)

Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen

Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

**Abbildung 24: Gesamtkohlenstoff-Messwerte – Erdgas-Feuerung (ohne zwei höchste Werte; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten)**



Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen

Quelle: eigene Darstellung (Ökopoll)

Für die Korrelationen von Gesamtkohlenstoff mit Methan Kapitel 3.6.2 (S. 116) und Gesamtkohlenstoff zu Kohlenmonoxid siehe Kapitel 3.6.3 (S. 119).

Bei der Ermittlung von Emissionsfaktoren für Gesamtkohlenstoff (siehe Kapitel 2) wurden die zwei besonders hohen Werten aus Erdgas-Anlagen nicht in die Berechnung einbezogen, da sie den Mittelwert erheblich beeinflussen und die Einschätzung bestand, dass bei der geringen Anzahl von Messwerten nicht davon ausgegangen werden kann, dass die Emissionswerte für das Gesamtspektrum der Anlagen repräsentativ sind (für Werte, die bei der Emissionsfaktorbildung ausgeschlossen wurden, siehe fett markierte Daten in Tabelle 82).

### 3.4.6 Methan

Methanemissionen entstehen durch unvollständige Verbrennung des Brennstoffs, insbesondere wenn Erdgas zum Einsatz kommt. Eine unvollständige Verbrennung wird vor allem durch eine suboptimale Brennereinstellung verursacht sowie auch beim Zünden, vor allem bei Taktung mit geringer Last.

Die 28 Messungen von Methan an Heizölfeuerungen ergaben Emissionswerte zwischen 0,26 und 2,8 mg/Nm³. Mit 22 Werten lag der überwiegende Anteil (79 %) unter der Bestimmungsgrenze (1,5 mg/Nm³); sechs Werte lagen zwischen 1,5 und 2,8 mg/Nm³. (Abbildung 25)



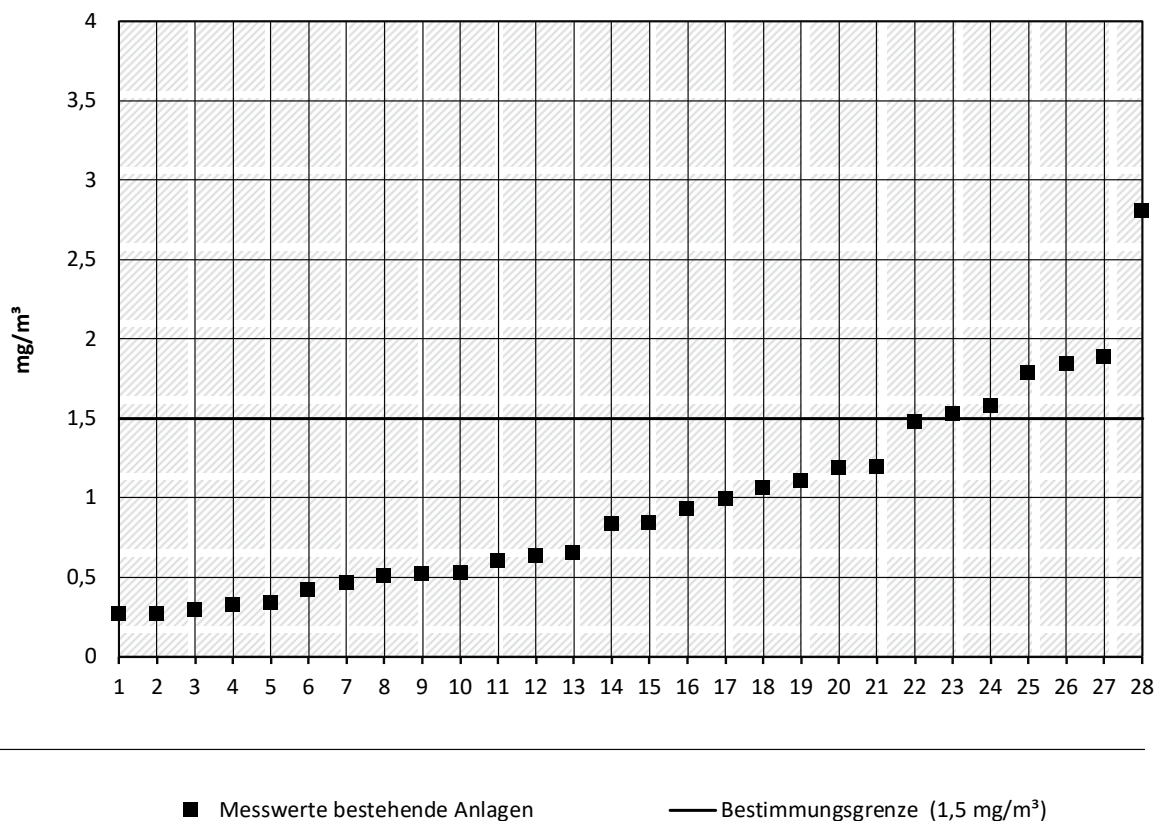
Der höchste Wert (2,8 mg/Nm<sup>3</sup>) wurde an einer Anlage gemessen, die im Jahr 1994 installiert wurde. Die Messung war mit starker Taktung und einer mittleren Last von nur 10 % verbunden. Sowohl Kohlenmonoxid-Wert (3,8 mg/Nm<sup>3</sup>) als auch Rußzahl (0,23) lagen jedoch niedrig.

Beim zweithöchsten Methanwert (1,9 mg/Nm<sup>3</sup>) wurde auch ein erhöhter CO-Wert (9,1 mg/Nm<sup>3</sup>) gemessen, was auf eine suboptimale Brennereinstellung hinweist. Die Anlage wurde im Jahr 1991 installiert; die mittlere Last betrug bei der Messung 40 %.

Die Anlage mit dem dritthöchsten Methanwert (1,8 mg/Nm<sup>3</sup>) weist neben einem hohen CO-Wert (32 mg/Nm<sup>3</sup>) auch einen besonders hohen Staub-Wert (2,5 mg/Nm<sup>3</sup>) und eine relativ hohe Rußzahl auf (0,89), so dass von einer suboptimalen Brennereinstellung ausgegangen werden kann. Die Anlage wurde im Jahr 1991 installiert; die mittlere Last während der Messung betrug 30 %.

Für die Korrelation von Methan mit weiteren Parametern siehe zu Gesamtkohlenstoff Kapitel 3.6.2 (S. 116) und zu Kohlenmonoxid Kapitel 3.6.4 (S. 122).

**Abbildung 25: Methan-Messwerte – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten)**

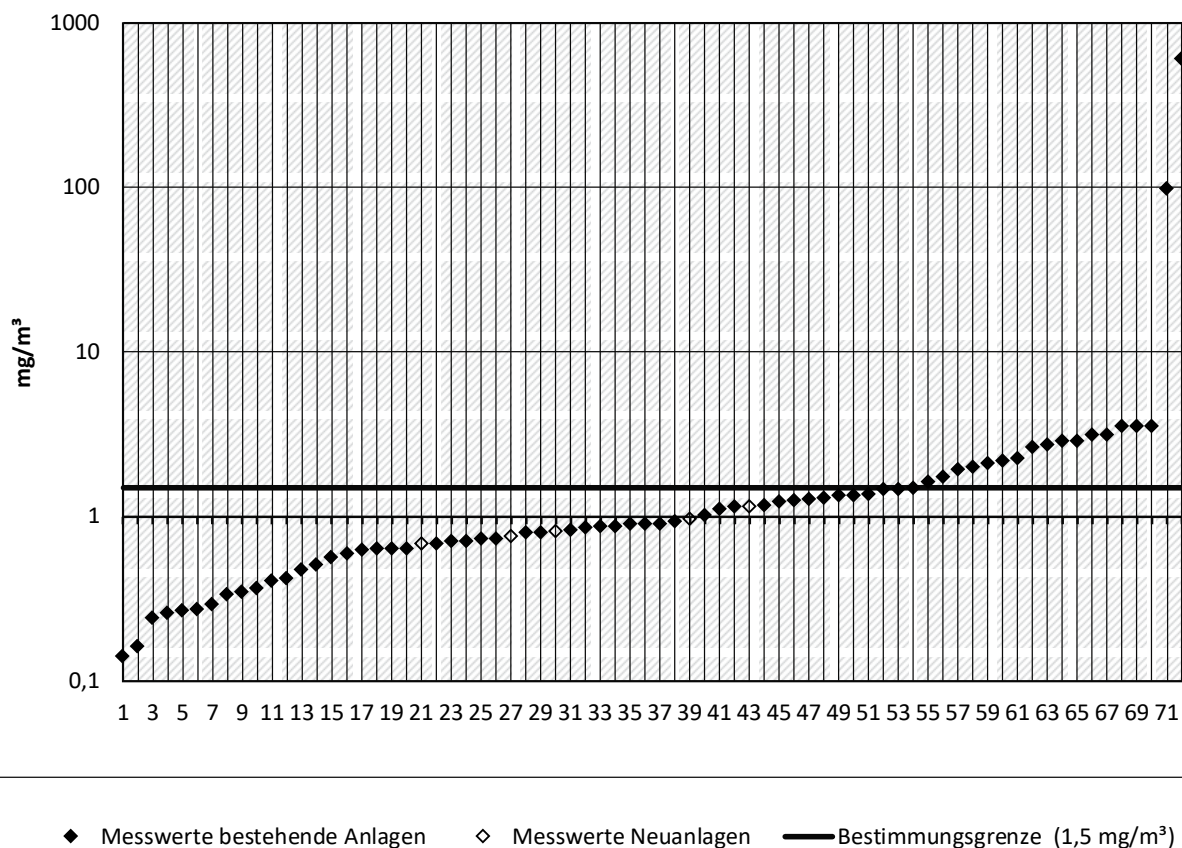


Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb

Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

Die 72 Messungen von Methan an Erdgasfeuerungen ergaben Emissionswerte zwischen 0,14 und 603 mg/Nm<sup>3</sup>. Mit 54 Werten lag der überwiegende Anteil (75 %) unter der Bestimmungsgrenze (1,5 mg/Nm<sup>3</sup>). Abgesehen von zwei besonders hohen Werten (98/603 mg/Nm<sup>3</sup>) lagen alle übrigen unter 4 mg/Nm<sup>3</sup>. (Abbildung 26, Abbildung 27 ohne die beiden höchsten Werte).

**Abbildung 26: Methan-Messwerte – Erdgas-Feuerung (logarithmisch; normiert, 3 %  
Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten)**

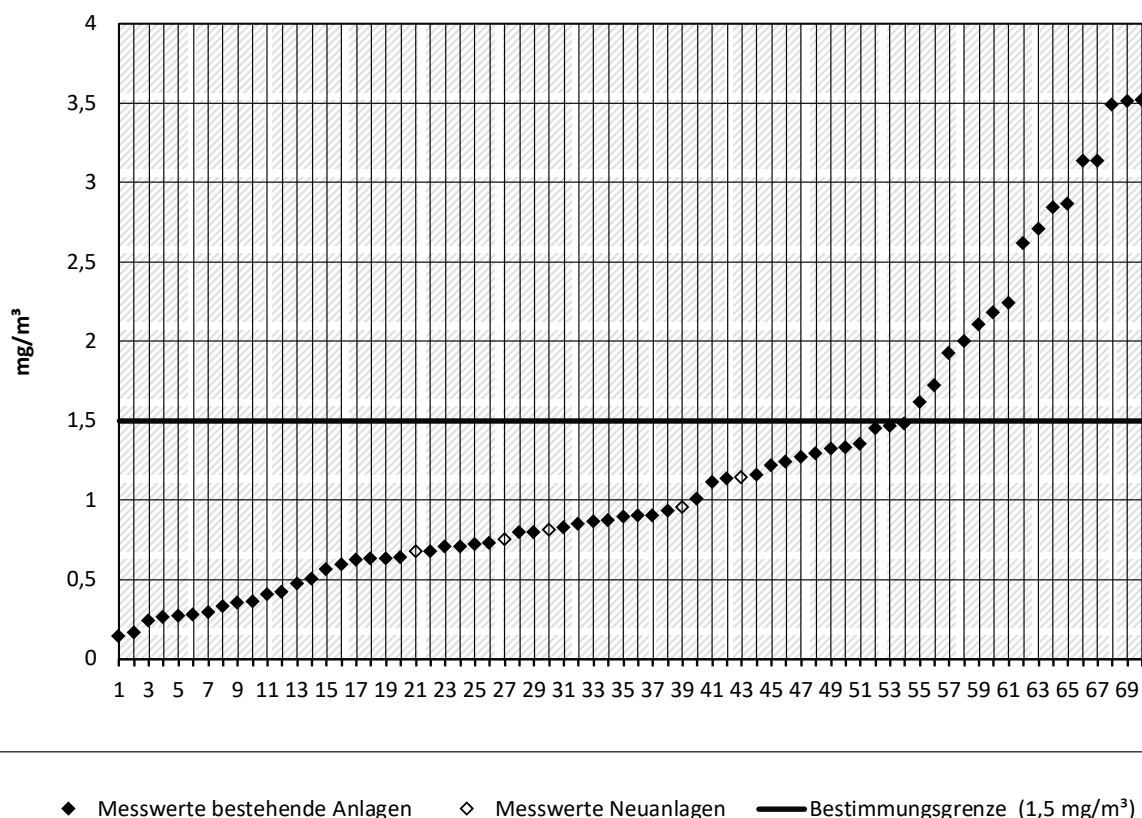


Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen

Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)



**Abbildung 27: Methan-Messwerte – Erdgas-Feuerung (ohne zwei höchste Werte; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten)**



Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen

Quelle: eigene Darstellung (Ökopoll)

Bei der Ermittlung von Emissionsfaktoren für Methan (siehe Kapitel 2) wurden die zwei besonders hohen Werte aus Erdgas-Anlagen nicht in die Berechnung einbezogen, da sie den Mittelwert erheblich beeinflussen und die Einschätzung bestand, dass bei der geringen Anzahl von Messwerten nicht davon ausgegangen werden kann, dass die Emissionswerte für das Gesamtspektrum der Anlagen repräsentativ sind (für Werte, die bei der Emissionsfaktorbildung ausgeschlossen wurden, siehe fett markierte Daten in Tabelle 82).

### 3.4.7 NMVOC

Die 28 Ergebnisse zu NMVOC an Heizölfeuerungen wurden dadurch berechnet, dass der Kohlenstoffanteil der Methanmessung vom Wert der Gesamt-Kohlenstoffmessung abgezogen wurde. Ein Responsefaktor zur Umrechnung auf die organischen Verbindungen lag nicht vor.

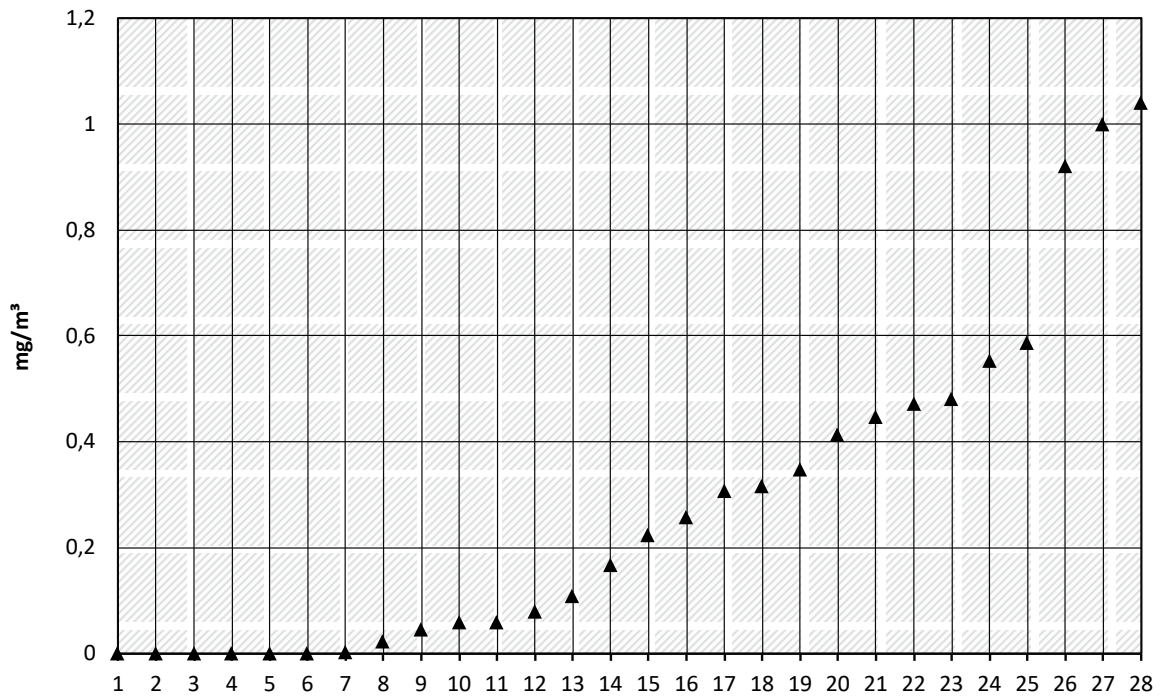
Die als Kohlenstoffanteil berechneten NMVOC-Werte der 28 Messungen an Heizölfeuerungen liegen zwischen 0,0 und 1,04 mg C/Nm³ (fünf negative Werte zwischen -0,05 und -0,41 mg C/Nm³ wurden auf null gesetzt). Wenn die Bestimmungsgrenze für Gesamtkohlenstoff herangezogen wird, liegen alle Werte unter dieser Bestimmungsgrenze (1,5 mg/Nm³). (Abbildung 28)

Die als Kohlenstoffanteil berechneten NMVOC-Werte der 72 Messungen an Erdgasfeuerungen ergaben Emissionswerte zwischen 0,0 und 141 mg C/Nm³ (sieben negative Werte von -0,013 bis -0,764 mg C/Nm³ wurden auf null gesetzt). Abgesehen von zwei besonders hohen Werten (19/142 mg C/Nm³) und zwei weiteren Werten um 1,7 mg C/Nm³ liegen alle Werte (96 %) unter der Bestimmungsgrenze.

unter der Bestimmungsgrenze ( $1,5 \text{ mg/Nm}^3$ ). (Abbildung 29 und Abbildung 30 ohne die zwei höchsten Werte)

Die höchsten Messwerte entsprechen den höchsten Messwerten bei Methan (siehe Analyse der Messwerte im vorangegangenen Kapitel).

**Abbildung 28: NMVOC-Werte – Heizöl-Feuerung (berechnet aus Gesamtkohlenstoff und Methan; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten)**

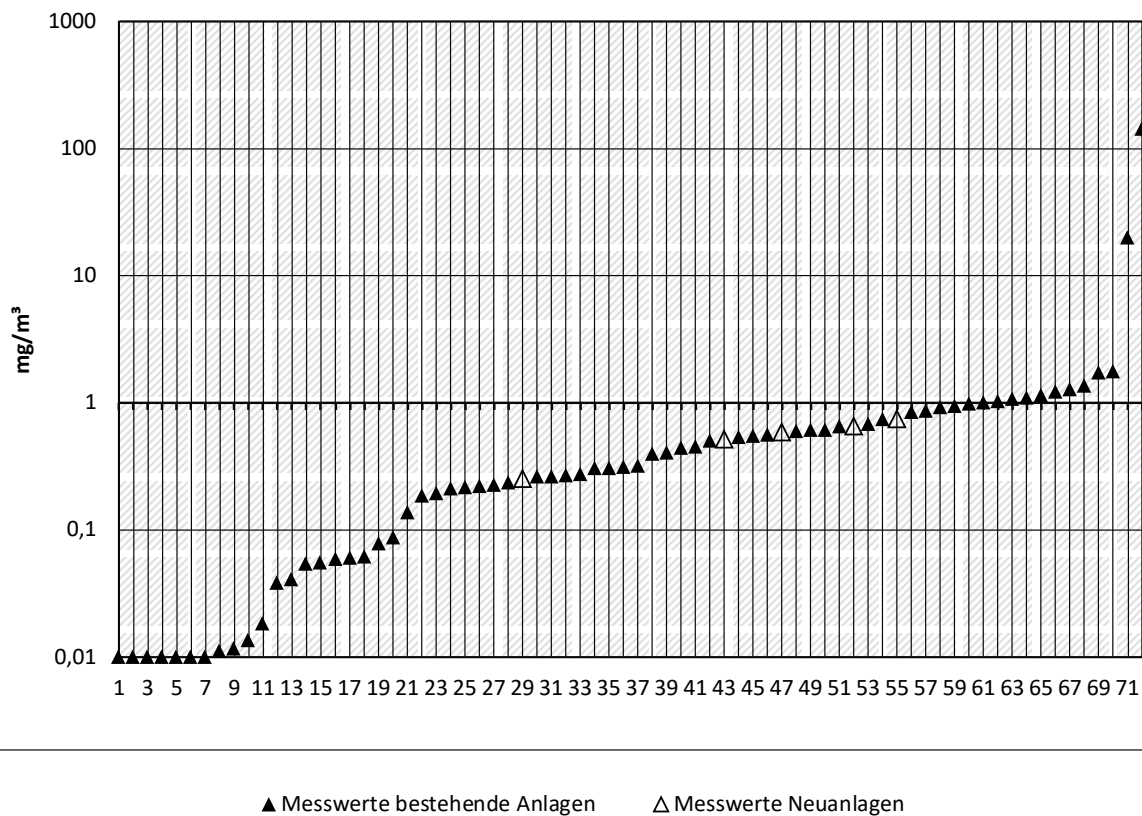


▲ Messwerte bestehende Anlagen

Negativwerte wurden mit Null abgebildet

Quelle: eigene Darstellung (Ökopoll)

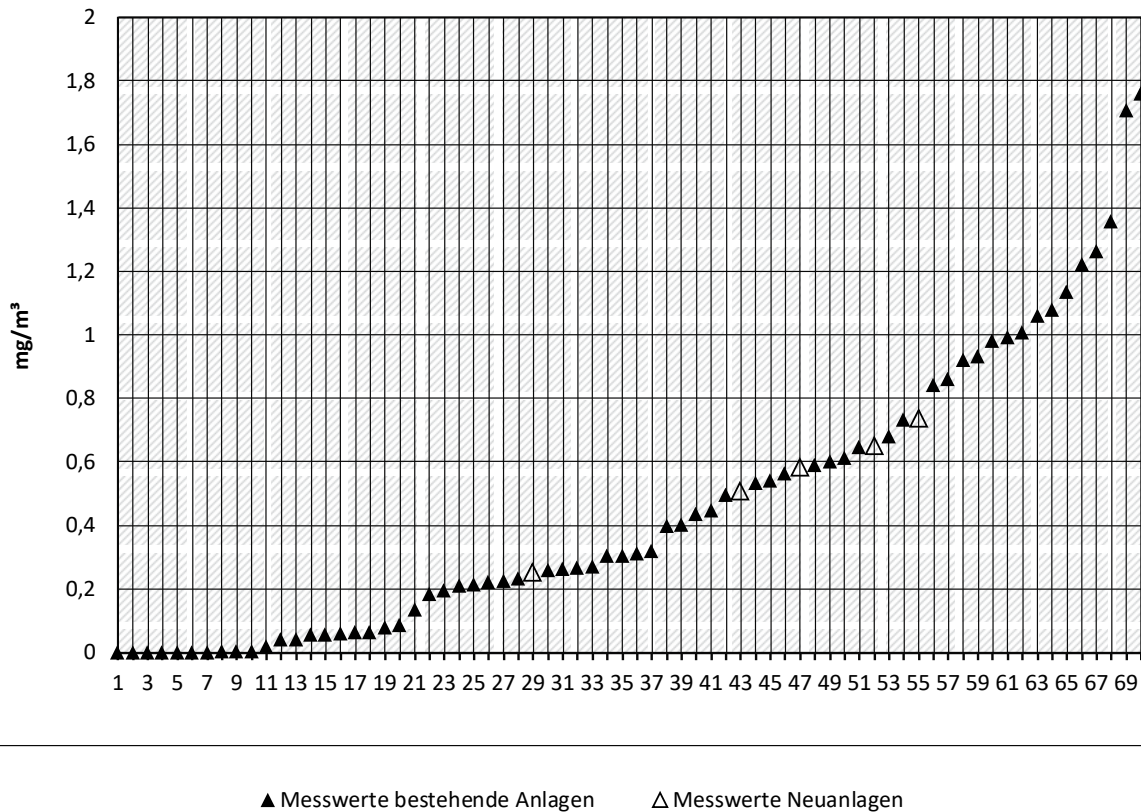
**Abbildung 29: NMVOC-Werte – Erdgas-Feuerung (berechnet aus Gesamtkohlenstoff und Methan; logarithmisch; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten)**



Negative Werte wurden auf null gesetzt  
Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen.

Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

**Abbildung 30: NMVOC- Werte – Erdgas-Feuerung (berechnet aus Gesamtkohlenstoff und Methan; ohne zwei höchste Werte; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten)**



Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb

Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

Die Ermittlung der Emissionsfaktoren für NMVOC erfolgte dadurch, dass vom Messwert für Gesamt-Kohlenstoff der Kohlenstoff-Anteil des Methan-Messwertes abgezogen wurde. Die beiden besonders hohen Messwerte aus Erdgas-Anlagen blieben unberücksichtigt, da ihre Repräsentativität nicht gesichert war. Bei der Berechnung wurden alle Messwerte unterhalb der Bestimmungsgrenze mit halber Bestimmungsgrenze ( $1,5 \text{ mg/Nm}^3$ ) in den Emissionsfaktor einbezogen. Die resultierenden Emissionswerte für die Emissionsfaktorbildung betrugen bei allen Messungen der Heizöl- und Erdgas-Anlagen  $0 \text{ mg/Nm}^3$  (siehe Kapitel 2).

### 3.5 Messergebnisse – Maxima im Vergleich mit geltenden Grenzwerten

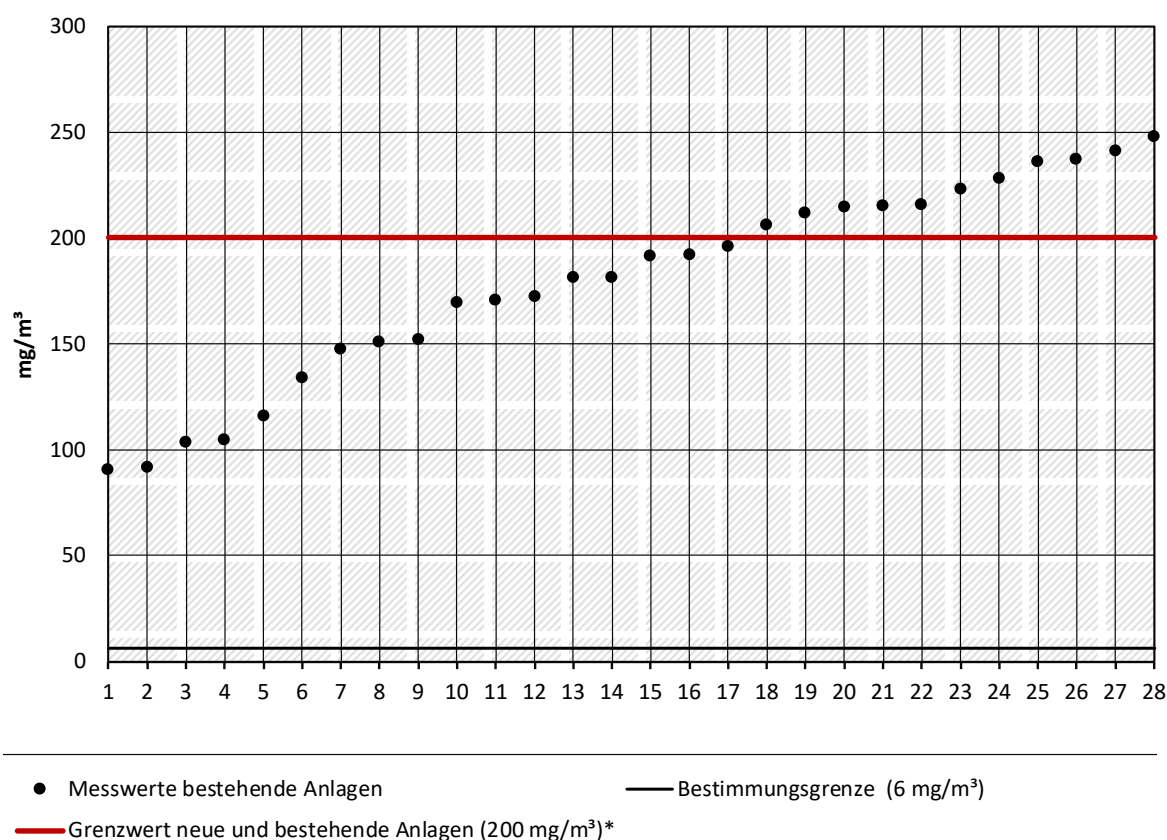
Im folgenden Kapitel werden die Maxima der drei Einzelmessungen graphisch dargestellt, wobei zu jedem Maximum die Messunsicherheit addiert wurde, wie dies in der 44. BImSchV zur Überprüfung der Grenzwerteinhaltung vorgeschrieben wird. Alle Maxima der Messungen zuzüglich Messunsicherheit finden sich tabellarisch im Anhang E.

#### 3.5.1 Stickstoffoxide-Maxima zuzüglich Messunsicherheit

Die Messunsicherheit betrug bei der Stickstoffoxidsmessung 8 %. Wird die Messunsicherheit den Maxima der Stickstoffoxide-Messwerte zuaddiert, wie dies die 44. BImSchV zur Einhaltung des Grenzwertes verlangt, ergeben sich für Heizölfeuerungen die Werte in Abbildung 31, für Erdgasfeuerungen die Werte in Abbildung 32.

Neue Heizölfeuerungen dürfen maximal 200 mg/Nm<sup>3</sup> NO<sub>x</sub> emittieren. Für bestehende Anlagen (Inbetriebnahme vor 20.12.2018) gilt dieser Grenzwert ab 1.1.2025. (44. BImSchV 2019) Bis dahin muss gemäß 1. BImSchV (2010) durch eine Typenprüfung der Anlage nachgewiesen werden, dass die NO<sub>x</sub>-Emissionen maximal 185 mg/kWh betragen. Bei den Messungen wurde die ab 2025 geltende Anforderung von elf der 28 Heizölfeuerungen nicht erreicht (39 %).

**Abbildung 31: Stickstoffoxide-Maxima zuzüglich Messunsicherheit (8 %) im Vergleich mit geltenden Grenzwerten – Heizöl-Feuerung (3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten)**



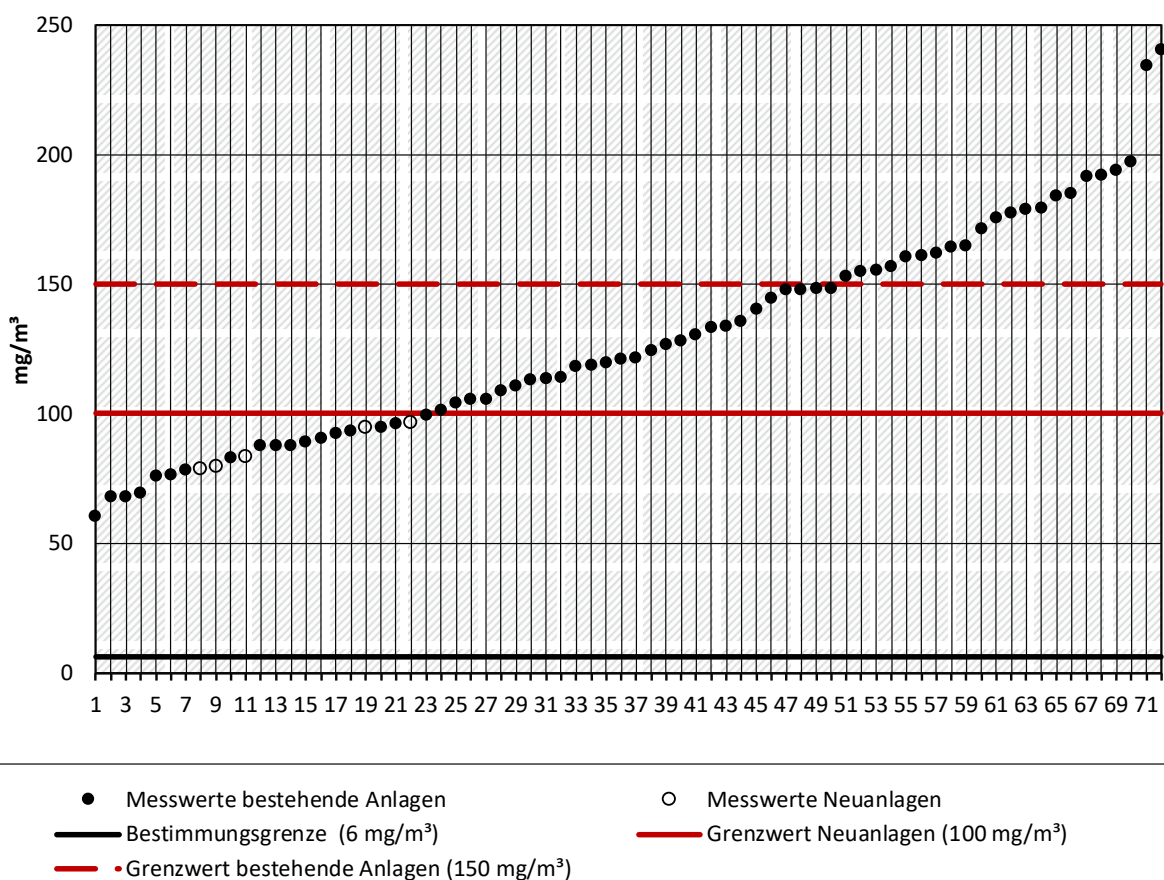
Messunsicherheit NO<sub>x</sub>: 8 %  
 Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen.  
 Anforderung gilt ab 1.1.2025 für bestehende Anlagen

Quelle: eigene Darstellung (Ökopoll)

Neue Erdgasfeuerungen (installiert ab 20.12.2018) dürfen maximal 100 mg/Nm<sup>3</sup> emittieren. Für bestehende Erdgasfeuerungen (Inbetriebnahme vor 20.12.2018) gilt ab 1.1.2025 ein Grenzwert von 150 mg/Nm<sup>3</sup>. Bis dahin muss gemäß 1. BImSchV (2010) durch eine Typenprüfung der Anlage nachgewiesen werden, dass die NO<sub>x</sub>-Emissionen maximal 120 mg/kWh betragen.

Bei den Erdgasfeuerungen erreichten 22 der 67 bestehenden Erdgasfeuerungen die künftigen Anforderungen nicht (33 %). Alle fünf neuen Erdgasfeuerungen (Inbetriebnahme ab 20. Dezember 2018, in der Grafik als Kreis dargestellt) hielten den aktuell geltenden Grenzwert für Neuanlagen ein; zwei Anlagen allerdings mit geringem Abstand zum Grenzwert. (Abbildung 32)

**Abbildung 32: Stickstoffoxide-Maxima zuzüglich Messunsicherheit (8 %) im Vergleich mit geltenden Grenzwerten – Erdgas-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten)**



Messunsicherheit NO<sub>x</sub>: 8 %

Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen.

Für bestehende Anlagen gilt der Grenzwert ab 1.1.2025.

Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)



### 3.5.2 Staub-Maxima zuzüglich Messunsicherheit

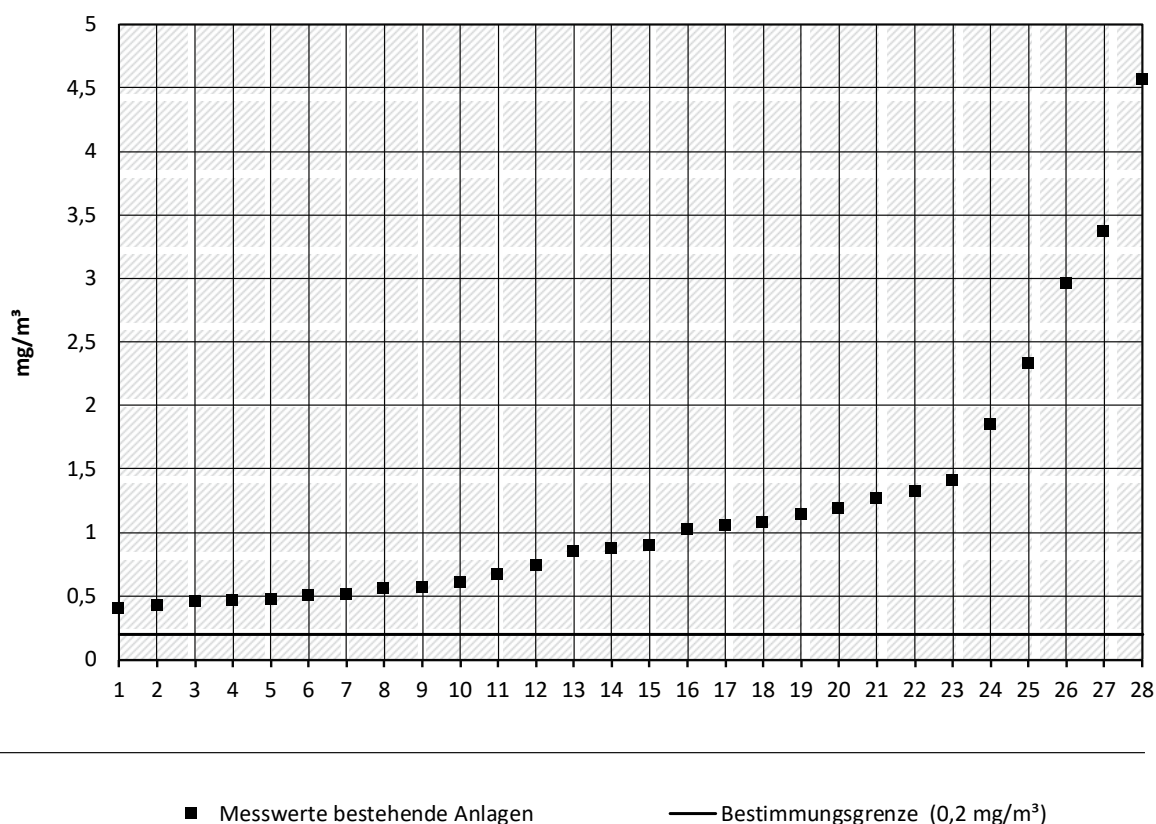
Die Messunsicherheit betrug bei der Staubmessung  $0,3 \text{ mg/Nm}^3$ . Wird die Messunsicherheit den Maxima der Staub-Messwerte zuaddiert, ergeben sich für Heizölfeuerungen die Werte in Abbildung 33, für Erdgasfeuerungen die Werte in Abbildung 34.

Wie in Kapitel 3.4.2 beschrieben fanden die Messungen an Heizölanlagen mit den höchsten Staubwerten mit einer Ausnahme bei besonders niedriger Last statt; die Last betrug während der Messung mit den Staub-Maxima (vom höchsten Wert absteigend) 31/74/30/40/20 %.

Die Maxima an Erdgasfeuerungen wurden nur in drei Fällen bei relativ geringer Last gemessen (vom höchsten Wert absteigend: 100/90/95/50/65/87/60/74 % der Nennlast). Wie in Kapitel 3.4.2 beschrieben lagen teilweise ungünstige Messbedingungen vor, teilweise kam es aufgrund zu geringer Wärmeabnahme zu Unterbrechungen der Verbrennung und damit der Messung.

Grenzwertanforderungen zu Staubemissionen sieht die 44. BImSchV (2019) nicht vor.

**Abbildung 33: Staub-Maxima zuzüglich Messunsicherheit ( $0,3 \text{ mg/m}^3$ ) – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten; keine Grenzwertanforderungen)**

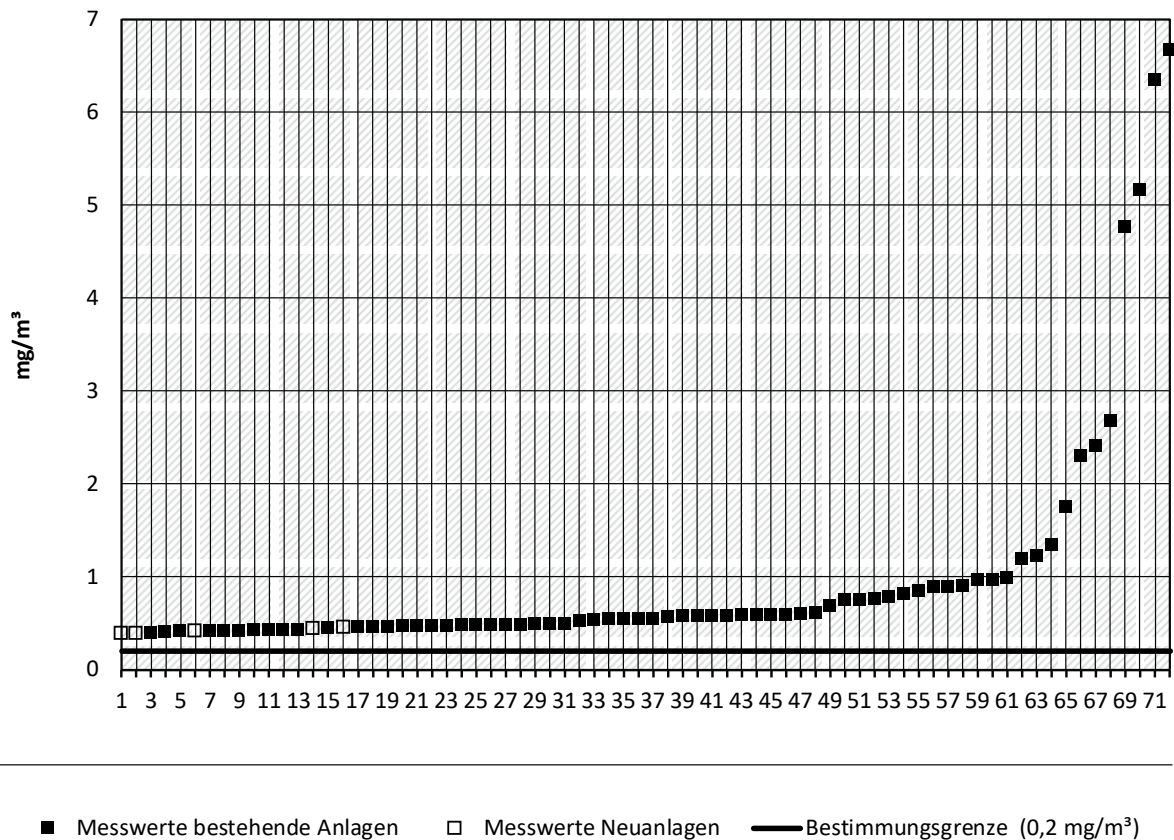


Messunsicherheit Staub:  $0,3 \text{ mg/m}^3$

Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen

Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

**Abbildung 34: Staub-Maxima zuzüglich Messunsicherheit (0,3 mg/m<sup>3</sup>) – Erdgas-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten; keine Grenzwertanforderungen)**



Messunsicherheit Staub: 0,3 mg /m<sup>3</sup>  
 Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen

Quelle: eigene Darstellung (Ökopoll)

### 3.5.3 Rußzahl-Maxima

Abbildung 35 dokumentiert die gemessenen Rußzahl-Maxima. Die Messunsicherheit betrug bei der Rußzahlmessung 16 %. Die Messunsicherheit wird beim Abgleich mit dem Grenzwert nicht zugeschlagen, da beim Grenzwertabgleich bereits die Möglichkeit besteht, Rundungen vorzunehmen. Somit ist ein Messwert von bis zu 1,49 grenzwertkonform. (VDI 2066-8 1995)

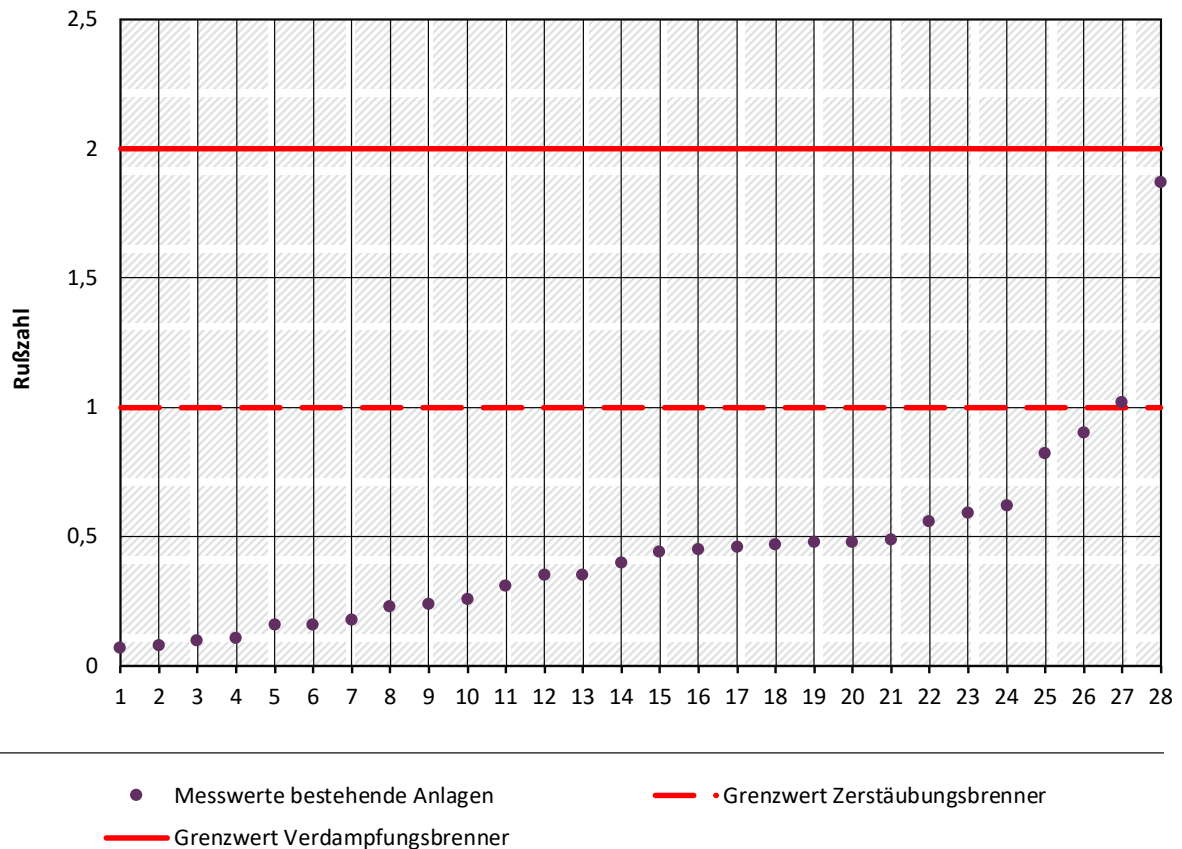
Bestehende Heizölfeuerungen müssen ab 1.1.2025 bei Zerstäubungsbrennern eine Rußzahl von 1 und bei Verdampfungsbrennern eine Rußzahl von 2 einhalten (44<sup>th</sup> BImSchV 2019). Bei den Messungen wurden ausschließlich Zerstäubungsbrenner gemessen.

Die künftige Anforderung wurde von einer der 28 bestehenden Heizölfeuerungen (das heißt Inbetriebnahme vor dem 20.12.2018) nicht erreicht (3,6 %). Es handelt sich um eine Anlage, die 1993 installiert wurde und bei der Messung lediglich mit 20 % Last betrieben wurde. Während der Messung mit der Rußzahl von 1,87 wurde auch mit 31 mg/Nm<sup>3</sup> ein relativ hoher CO-Wert und mit 1,5 mg/Nm<sup>3</sup> ein relativ hoher Staubwert gemessen, was auf eine suboptimale Verbrennung schließen lässt. Im Heizölbetrieb wurde mit fortschreitender Messdauer eine Zunahme der Rußmenge auf den Messfiltern registriert. Nach Aussage des Betreibers entspricht die Last während der Messung nicht der üblicherweise praktizierten Fahrweise (die Anlage ist nur bei Spitzenlast oder als Störfallreserve in Betrieb).



Aktuell (in einer Übergangsfrist bis zum 31.12.2024) gilt ein Grenzwert von 1 für Zerstäubungsbrenner nur für Anlagen, die ab 1.10.1988 beziehungsweise in den neuen Bundesländern ab 3.10.1990 errichtet wurden, ansonsten ist eine Rußzahl von 2 einzuhalten, siehe § 39 (3) der 44. BImSchV 2019. Die Anlage mit dem höchsten Messwert wurde im Jahr 1993 in Betrieb genommen und erfüllt somit den für diese Anlagen aktuell geltenden Grenzwert einer Rußzahl von 1 bei einem Betrieb mit einer untypischen Last von 20 % nicht.

**Abbildung 35: Rußzahl-Maxima ohne Zuschlag der Messunsicherheit im Vergleich mit geltenden Grenzwerten – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten)**



Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen.

Quelle: eigene Darstellung (Ökopoll)

### 3.5.4 Kohlenmonoxid-Maxima zuzüglich Messunsicherheit

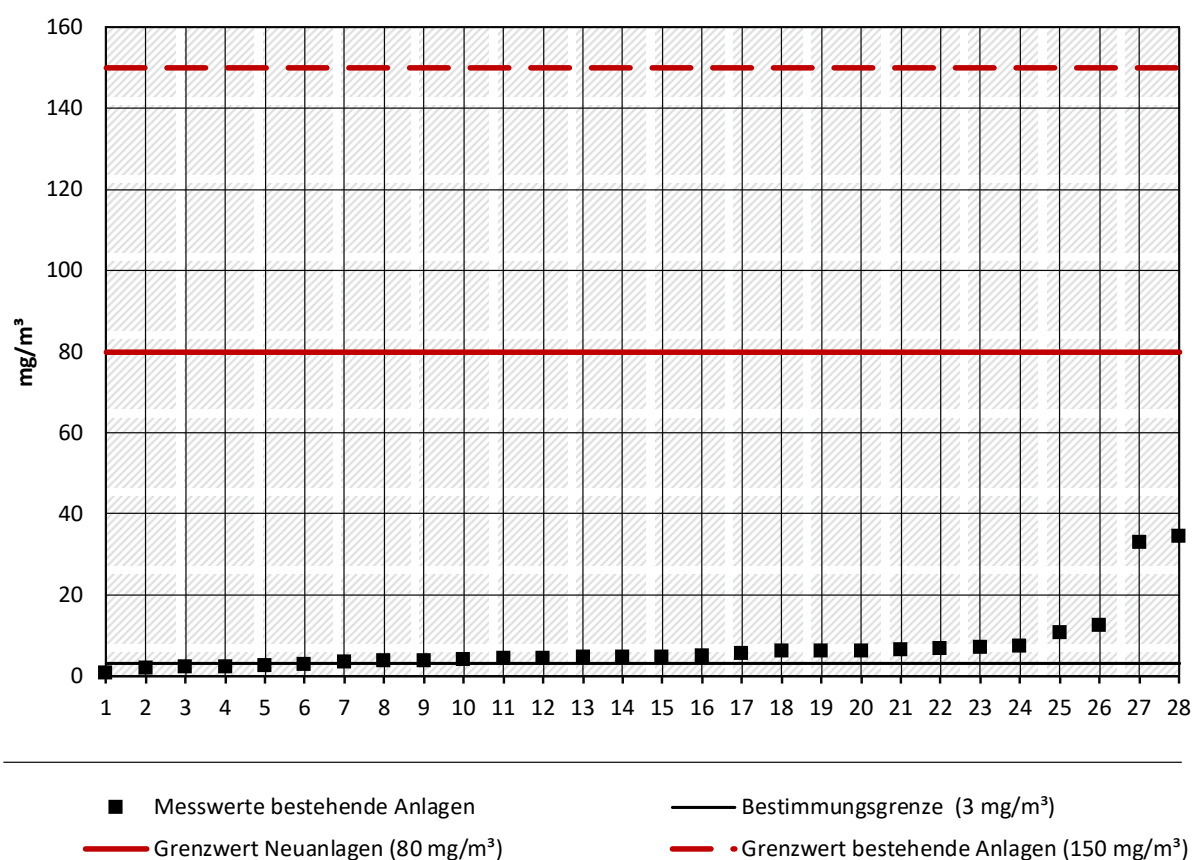
Die Messunsicherheit betrug bei der Kohlenmonoxidmessung 8 %. Wird die Messunsicherheit den einzelnen Messwerten zuaddiert, wie dies die 44. BImSchV zur Einhaltung des Grenzwertes verlangt, ergeben sich für Heizölfeuerungen die Werte in Abbildung 36, für Erdgasfeuerungen die Werte in Abbildung 37 beziehungsweise (ohne die zwei höchsten Werte) in Abbildung 38.

Neue Heizölfeuerungen dürfen maximal 80 mg/Nm<sup>3</sup> Kohlenmonoxid emittieren, bestehende Anlagen (Inbetriebnahme ab 20.12.2018) müssen ab 1.1.2025 maximal 150 mg/Nm<sup>3</sup> einhalten (44. BImSchV 2019).

Bei den Messungen wurden die künftigen Anforderungen von allen 28 vor dem 20.12.2018 errichteten Heizölfeuerungen erreicht. (Abbildung 36)

**Abbildung 36: Kohlenmonoxid-Maxima zuzüglich Messunsicherheit (8 %) im Vergleich mit geltenden Grenzwerten – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten)**

34dd



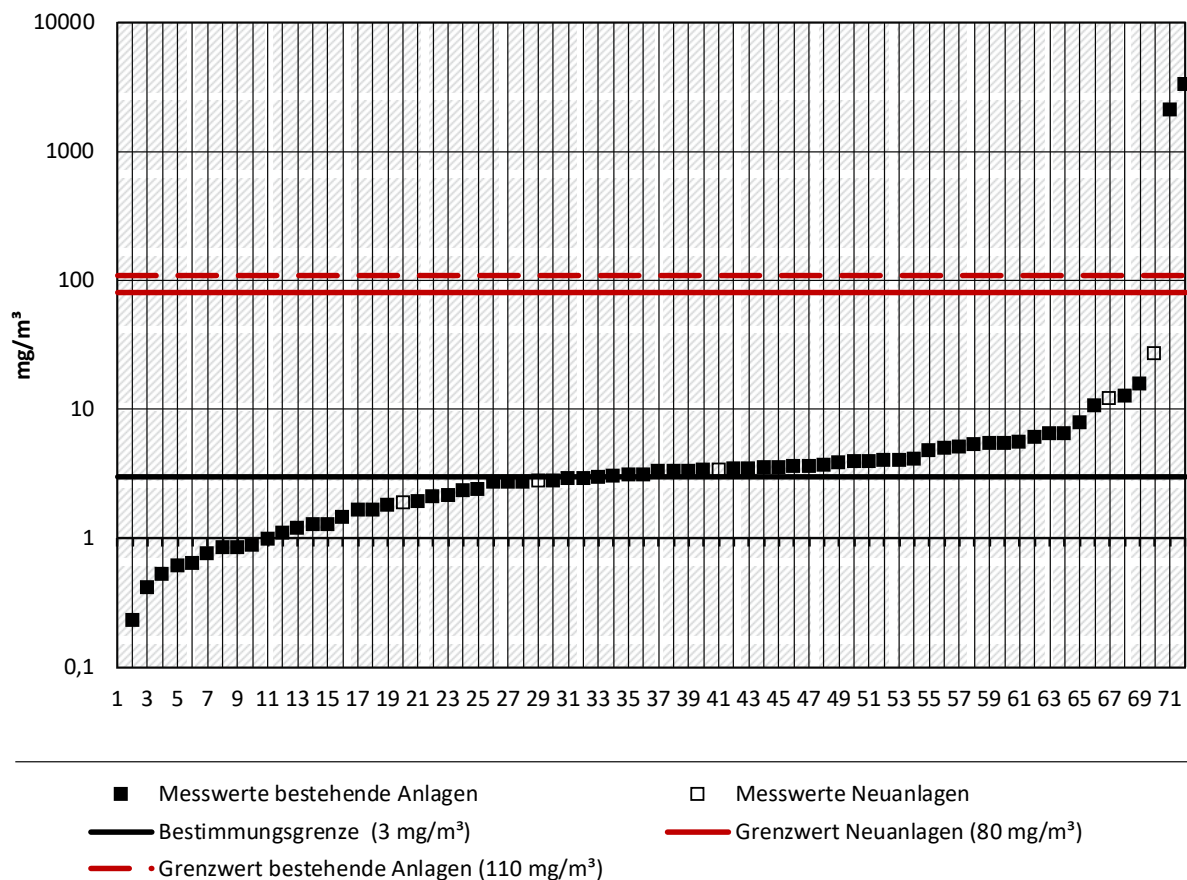
Messunsicherheit CO: 8 %  
 Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen.  
 Für bestehende Anlagen gilt der Grenzwert ab 1.1.2025.

Quelle: eigene Darstellung (Ökopoll)

Bestehende Erdgasfeuerungen müssen ab 1.1.2025 einen Grenzwert von 110 mg/Nm<sup>3</sup> einhalten, neue Erdgasfeuerungen 80 mg/Nm<sup>3</sup>.

Bei den Erdgasfeuerungen erreichten zwei der 67 bestehenden Erdgasfeuerungen die künftigen Anforderungen nicht (3 %). Die fünf gemessenen neuen Erdgasfeuerungen (Inbetriebnahme ab 20.12.2019, dargestellt als ungefüllte Kästchen) hielten die Anforderungen ein. (Abbildung 37)

**Abbildung 37: Kohlenmonoxid-Maxima zuzüglich Messunsicherheiten (8 %) im Vergleich mit geltenden Grenzwerten – Erdgas-Feuerung (logarithmisch; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten)**

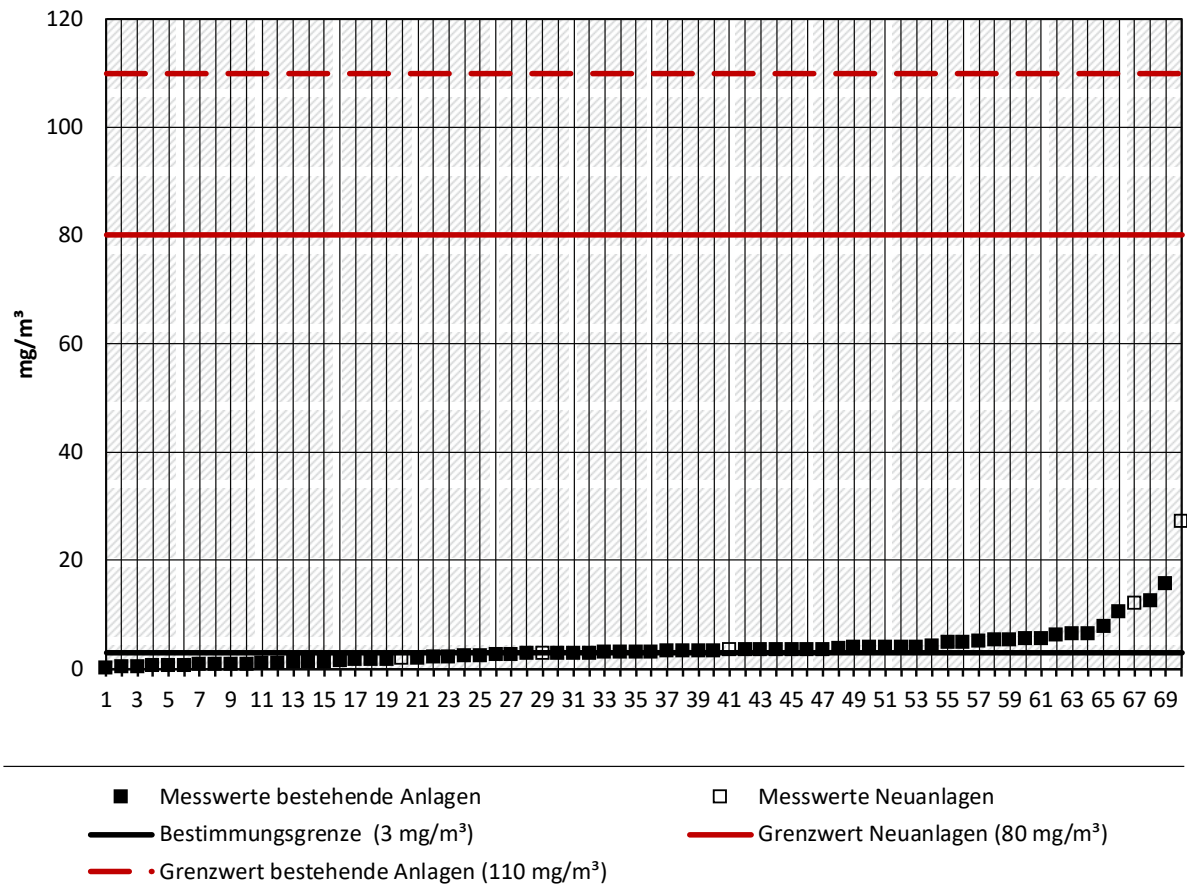


Messunsicherheit CO: 8 %

Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen

Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

**Abbildung 38: Kohlenmonoxid-Maxima zuzüglich Messunsicherheit (8 %) im Vergleich mit geltenden Grenzwerten – Erdgas-Feuerung (ohne zwei höchste Werte; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten)**



Messunsicherheit CO: 8 %

Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen.

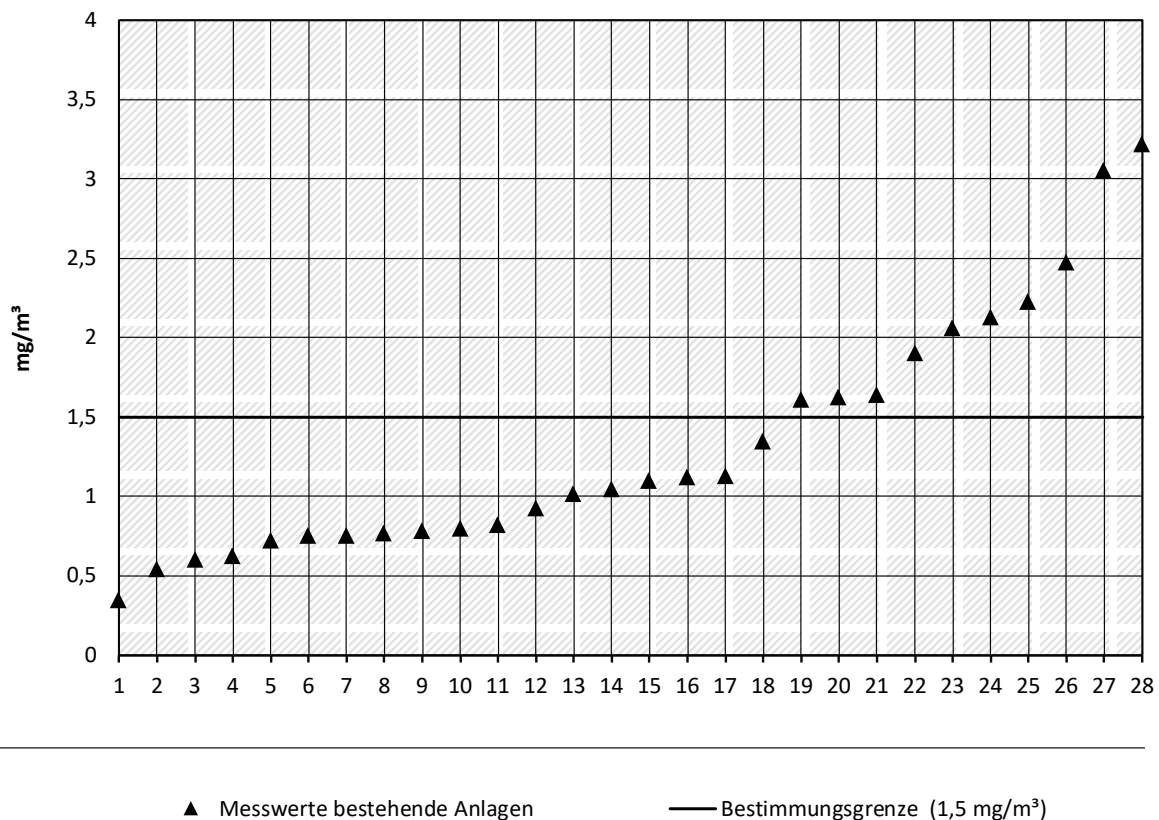
Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

### 3.5.5 Gesamtkohlenstoff-Maxima zuzüglich Messunsicherheit

Die Messunsicherheit betrug bei der Gesamtkohlenstoffmessung 15 %. Wird die Messunsicherheit den einzelnen Messwerten zuaddiert, ergeben sich für Heizölfeuerungen die Werte in Abbildung 39, für Erdgasfeuerungen die Werte in Abbildung 40 und ohne die zwei höchsten Werte die Werte in Abbildung 41.

Die 44. BImSchV (2019) beinhaltet keine Grenzwertanforderungen zu Gesamtkohlenstoff-Emissionen.

**Abbildung 39: Gesamtkohlenstoff-Maxima zuzüglich Messunsicherheit (15 %) – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten; keine Grenzwertanforderungen)**

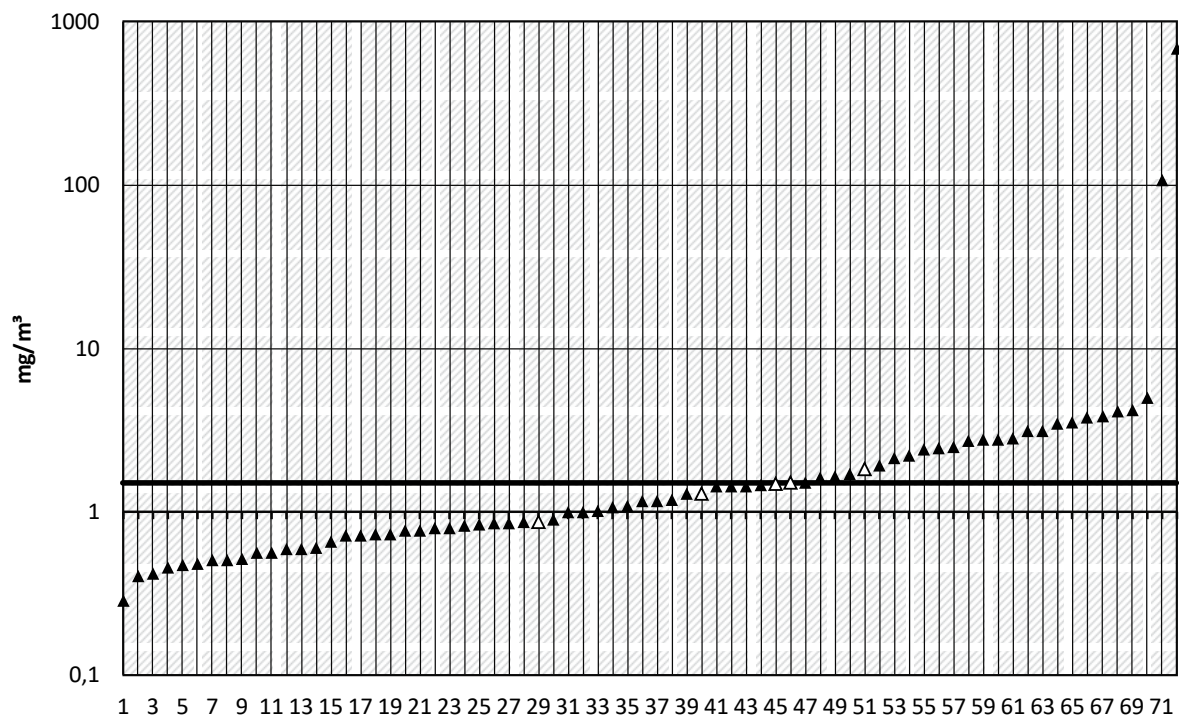


Messunsicherheit Gesamtkohlenstoff: 15 %  
Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen

Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

**Abbildung 40: Gesamtkohlenstoff-Maxima zuzüglich Messunsicherheit (15 %) – Erdgas-Feuerung (logarithmisch; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten; keine Grenzwertanforderungen)**

3266 mg

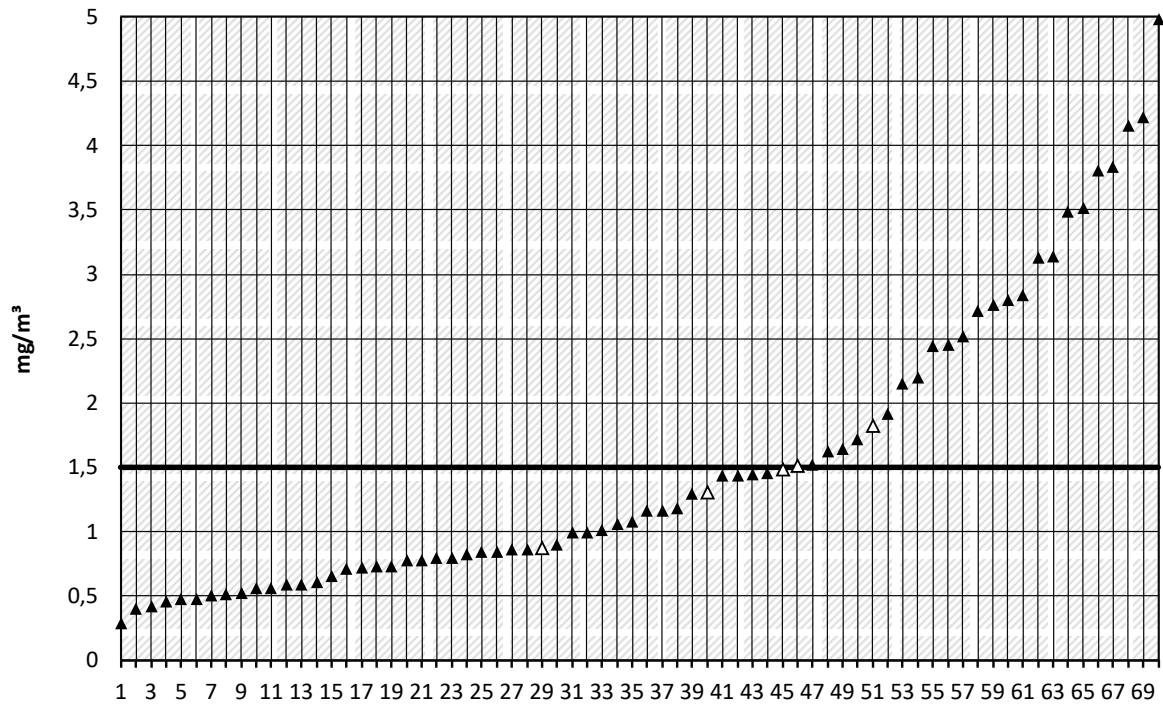


▲ Messwerte bestehende Anlagen    △ Messwerte Neuanlagen    — Bestimmungsgrenze (1,5 mg/m³)

Messunsicherheit Gesamtkohlenstoff: 15 %  
Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen.

Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

**Abbildung 41: Gesamtkohlenstoff-Maxima zuzüglich Messunsicherheit (15 %) – Erdgas-Feuerung (ohne zwei höchste Werte; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten; keine Grenzwertanforderungen)**



▲ Messwerte bestehende Anlagen    △ Messwerte Neuanlagen    — Bestimmungsgrenze (1,5 mg/m³)

Messunsicherheit Gesamtkohlenstoff: 15 %  
Bestehende Anlagen wurden vor 20.12.2018 in Betrieb genommen.

Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

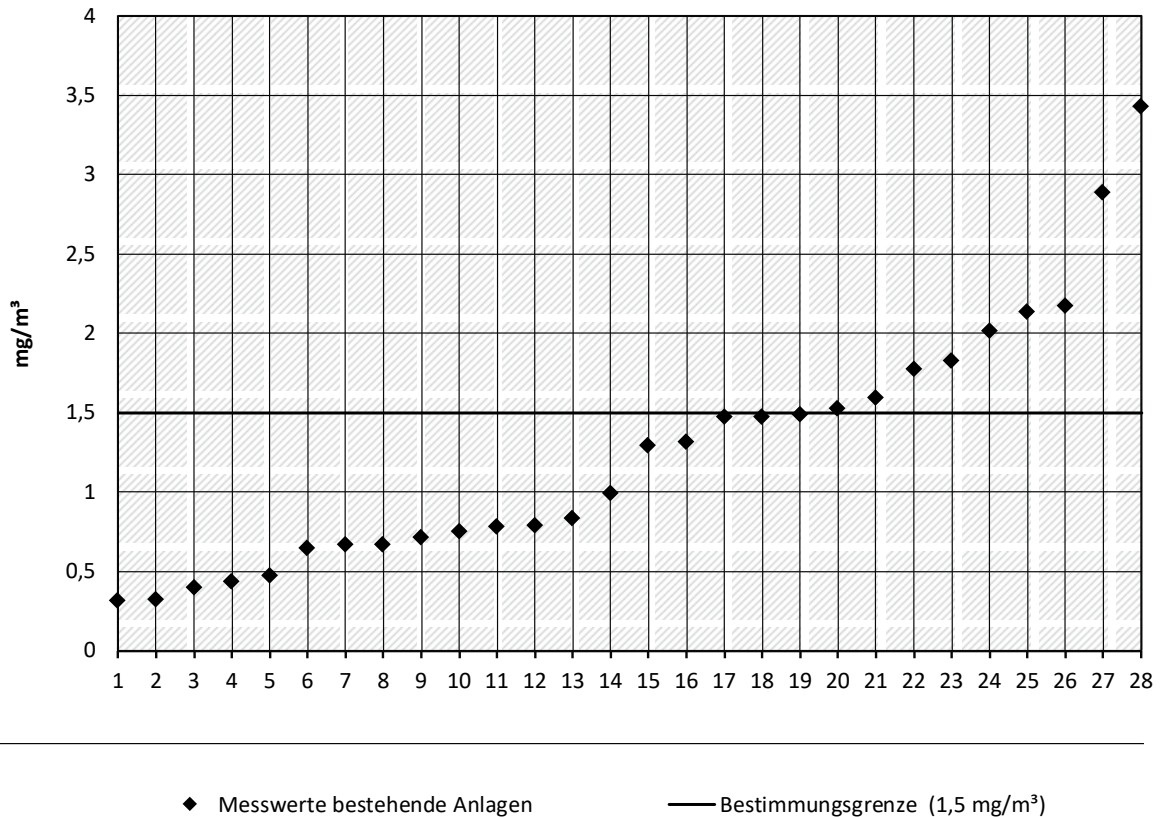


### 3.5.6 Methan-Maxima zuzüglich Messunsicherheit

Die Messunsicherheit betrug bei der Methanmessung 18 %. Wird die Messunsicherheit den einzelnen Messwerten zuaddiert, ergeben sich für Heizölfeuerungen die Werte in Abbildung 42, für Erdgasfeuerungen die Werte in Abbildung 43 und ohne die zwei höchsten Werte die Werte in Abbildung 44.

Grenzwertanforderungen zu Methan-Emissionen sieht die 44. BImSchV (2019) nicht vor.

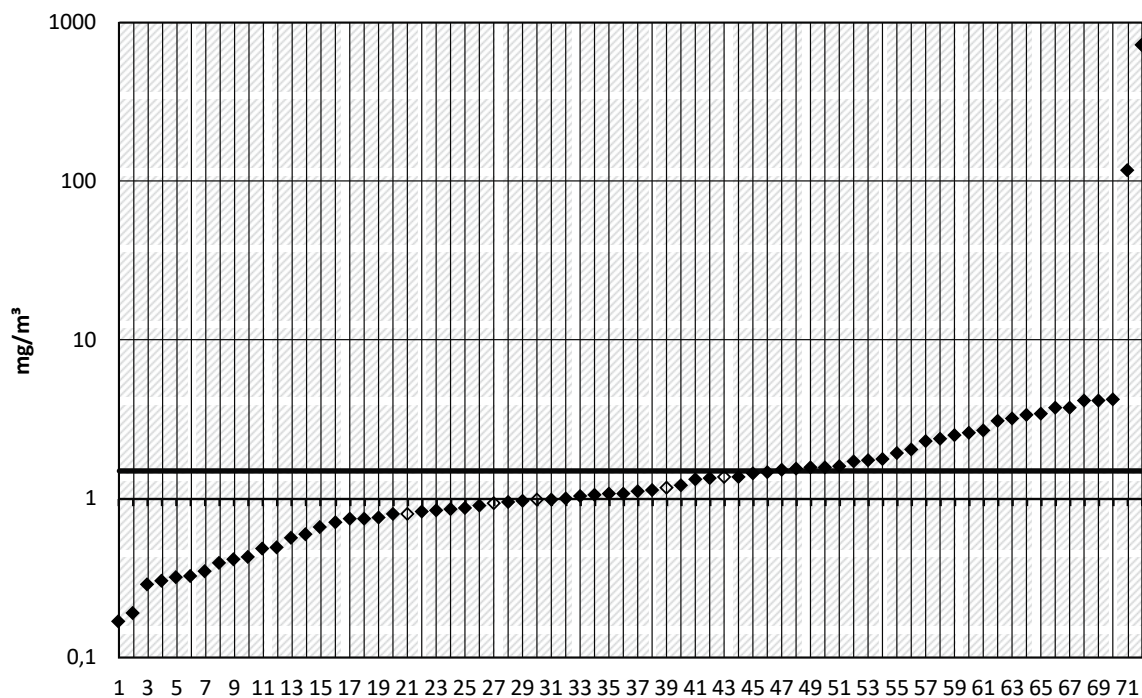
**Abbildung 42: Methan-Maxima zuzüglich Messunsicherheit (18 %) – Heizöl-Feuerung  
(normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten;  
keine Grenzwertanforderungen)**



Messunsicherheit Methan: 18 %  
Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen.

Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

**Abbildung 43: Methan-Maxima zuzüglich Messunsicherheit (18 %) – Erdgas-Feuerung  
(normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten;  
keine Grenzwertanforderungen)**



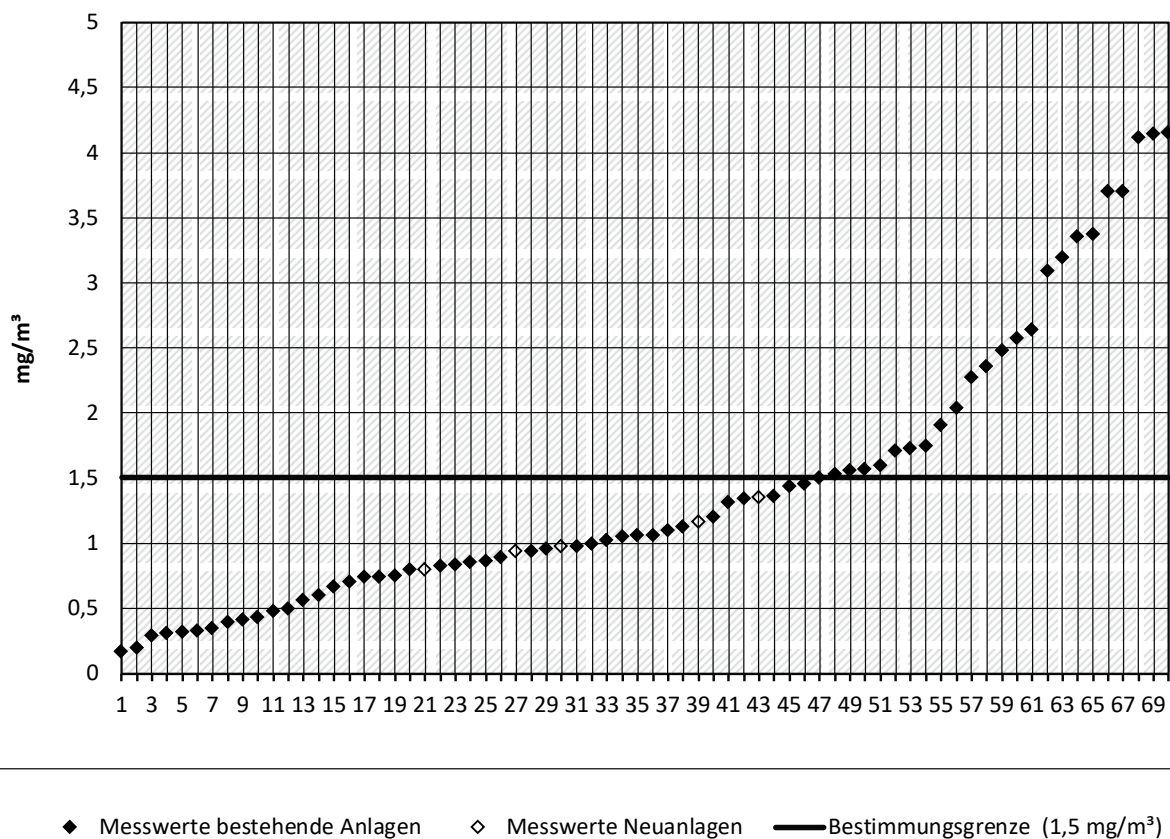
◆ Messwerte bestehende Anlagen    ◇ Messwerte Neuanlagen    — Bestimmungsgrenze (1,5 mg/m³)

Messunsicherheit Methan: 18 %

Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen.

Quelle: eigene Darstellung (Ökopoll)

**Abbildung 44: Methan-Maxima – Erdgas-Feuerung (ohne zwei höchste Werte; normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert über in der Regel 30 Minuten)**



Messunsicherheit Methan: 18 %

Bestehende Anlagen wurden vor dem 20. Dezember 2018 in Betrieb genommen.

Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

### 3.6 Messergebnisse - Korrelationen

In diesem Kapitel werden Messergebnisse verschiedener Parameter in Korrelation gesetzt, wenn es Gründe gibt, die eine Korrelation vermuten lassen. Dabei wurden nur Messergebnisse in die Betrachtung einbezogen, die über der Bestimmungsgrenze der Messmethode lagen.

#### 3.6.1 Übersicht

Die in Tabelle 55 aufgeführten Parameter wurden auf ihre Korrelation hin geprüft. Eine hohe Korrelation liegt vor, wenn der Wert nahe 1 oder -1 liegt. In Klammern ist angegeben, wie viele Messwerte über der Bestimmungsgrenze lagen und für die Analyse herangezogen wurden. In den nachfolgenden Kapiteln ist zusätzlich zum Korrelationsfaktor in den Grafiken auch das Bestimmtheitsmaß ( $R^2$ ) angegeben, das bei Werten nahe 1 eine hohe Korrelation anzeigt.

**Tabelle 55: Korrelationskoeffizienten zwischen Emissionsparametern**

Emissionsparameter	Heizöl (Anzahl Analysewerte)	Erdgas (Anzahl Werte)	Erdgas ohne höchste Werte (Anzahl Werte)
Gesamtkohlenstoff / Methan	1,0 (2)	1,0 (15)	0,89 (13)
Gesamtkohlenstoff / CO	-0,71 (4)	0,96 (8)	0,011 (6)
CO / Methan	-0,091 (6)	0,96 (9)	0,73 (7)
Rußzahl / CO	0,73 (22)	(-)	(-)
Rußzahl / Staub	0,39 (21)	(-)	(-)
Staub / CO	0,53 (17)	0,0035 (18)	-0,33 (16)
NO <sub>x</sub> / CO	0,077 (22)	0,18 (30)	0,14 (28)

Quelle: Berechnung auf Basis eigener Messungen

Die ermittelten Korrelationskoeffizienten zeigen:

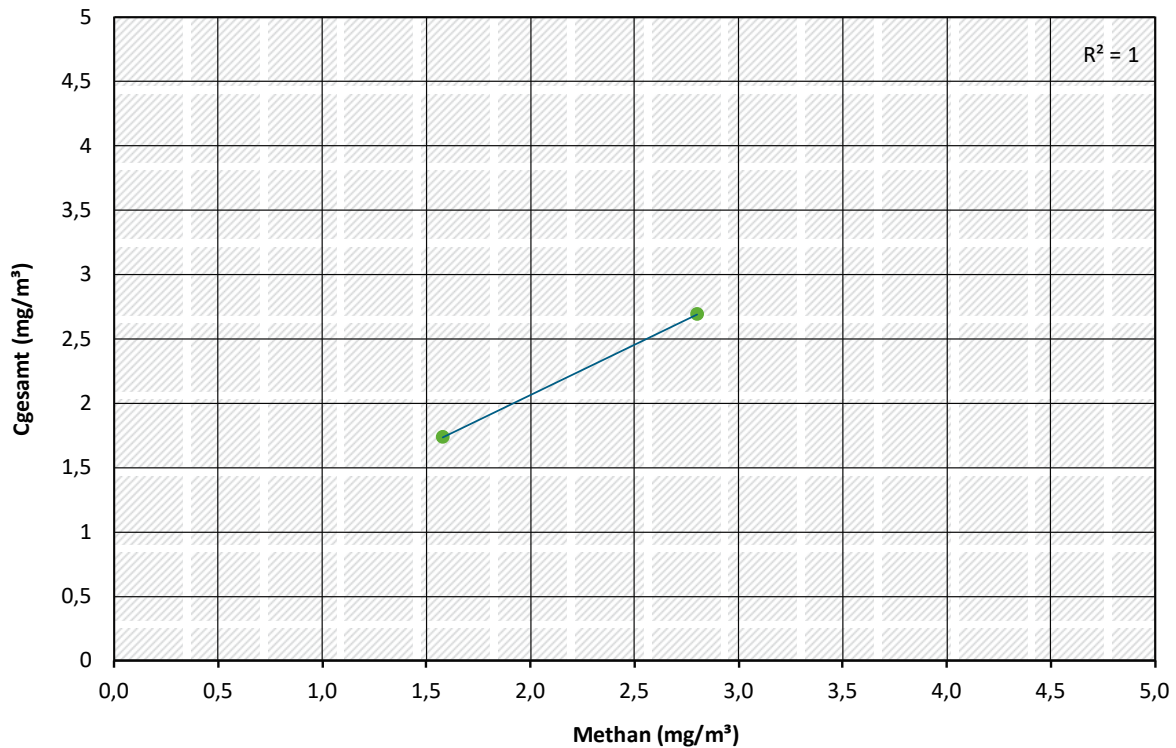
- Für Gesamtkohlenstoff und Methan beruht der Wert für die Heizölfeuerung lediglich auf zwei Werten, so dass sich dadurch der Korrelationskoeffizient von 1 ergibt.
- Zwischen Kohlenmonoxid und Gesamtkohlenstoff sowie zwischen Kohlenmonoxid und Methan besteht bei Erdgasfeuerung eine Korrelation (Koeffizient 0,96), allerdings nur, wenn die zwei höchsten Werte einbezogen werden. Die Ergebnisse basieren auf relativ wenigen Messwertpaaren.
- Bei der Heizölfeuerung ist die Korrelation zwischen Rußzahl und Staub gering (Koeffizient 0,39) und geringer als die Korrelation zwischen Rußzahl und Kohlenmonoxid (0,73).
- Zwischen Kohlenmonoxid und Staub besteht bei Heizölfeuerung eine Korrelation (Koeffizient 0,53).
- Weder bei Heizöl- noch bei Erdgasfeuerung besteht eine Korrelation zwischen Stickstoffoxiden und Kohlenmonoxid (Korrelationsfaktoren nahe 0).

### 3.6.2 Gesamtkohlenstoff und Methan

Es ist anzunehmen, dass die Emissionen organischer Kohlenwasserstoffverbindungen, die als Gesamtkohlenstoff gemessen wurden, insbesondere bei der Erdgasverbrennung überwiegend aus Methan bestehen. Daher wurde die Korrelation geprüft.

Für die Analyse der Korrelation von Gesamtkohlenstoff- und Methanemissionen aus Heizölfeuerung lagen nur zwei Messwertpaare über der Bestimmungsgrenze vor, so dass sich ein Korrelationsfaktor von 1,0 ergibt. Da nur zwei Werte vorliegen, ist keine Aussage über eine Korrelation möglich. (Abbildung 45)

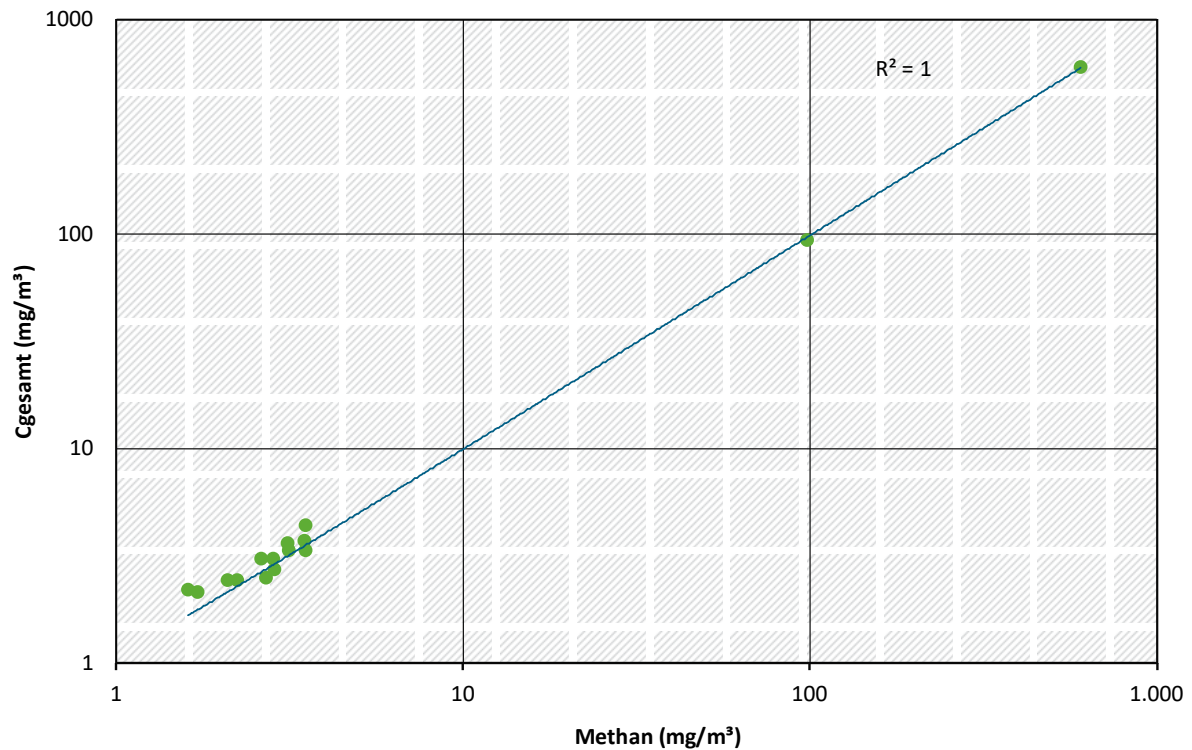
**Abbildung 45: Korrelation: Gesamtkohlenstoff und Methan – Heizöl-Feuerung**



Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

Für die Analyse der Korrelation von Gesamtkohlenstoff- und Methanemissionen aus Erdgasfeuerung lagen 15 Messwertpaare über der Bestimmungsgrenze vor. Der daraus resultierende Korrelationsfaktor beträgt 1,0. Dies zeigt eine hohe Korrelation und bestätigt die Annahme, dass die Gesamtkohlenstoff-Emissionen bei der Erdgasverbrennung überwiegend aus Methan bestehen. (Abbildung 46)

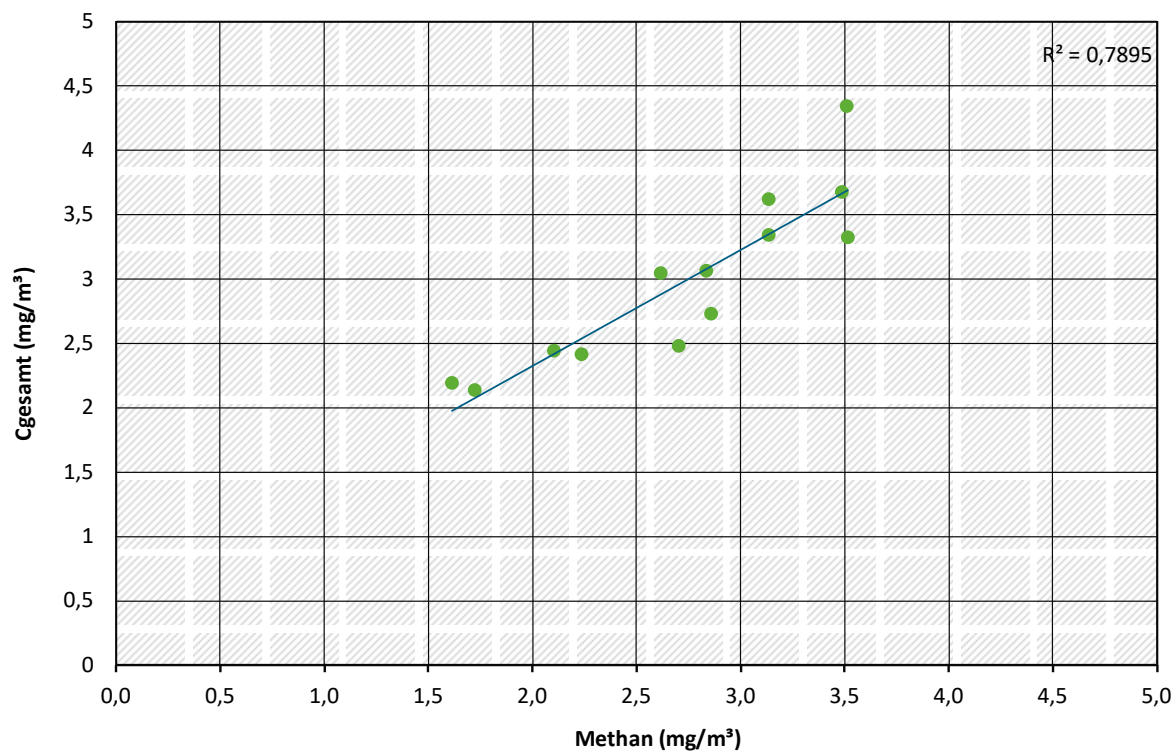
**Abbildung 46: Korrelation: Gesamtkohlenstoff und Methan – Erdgas-Feuerung**



Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

Werden bei der Analyse der Korrelation von Gesamtkohlenstoff- und Methanemissionen aus Erdgasfeuerung die zwei höchsten Werte aufgrund der mit ihnen verbundenen höheren Messunsicherheit außen vor gelassen, verbleiben noch 13 Messwertpaare über der Bestimmungsgrenze. Der daraus resultierende Korrelationsfaktor beträgt 0,89. Damit wird die hohe Korrelation bestätigt und ebenfalls die Annahme, dass die Gesamtkohlenstoff-Emissionen bei der Erdgasverbrennung überwiegend aus Methan bestehen. (Abbildung 47)

**Abbildung 47: Korrelation: Gesamtkohlenstoff und Methan – Erdgas-Feuerung (ohne zwei höchste Werte)**



Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

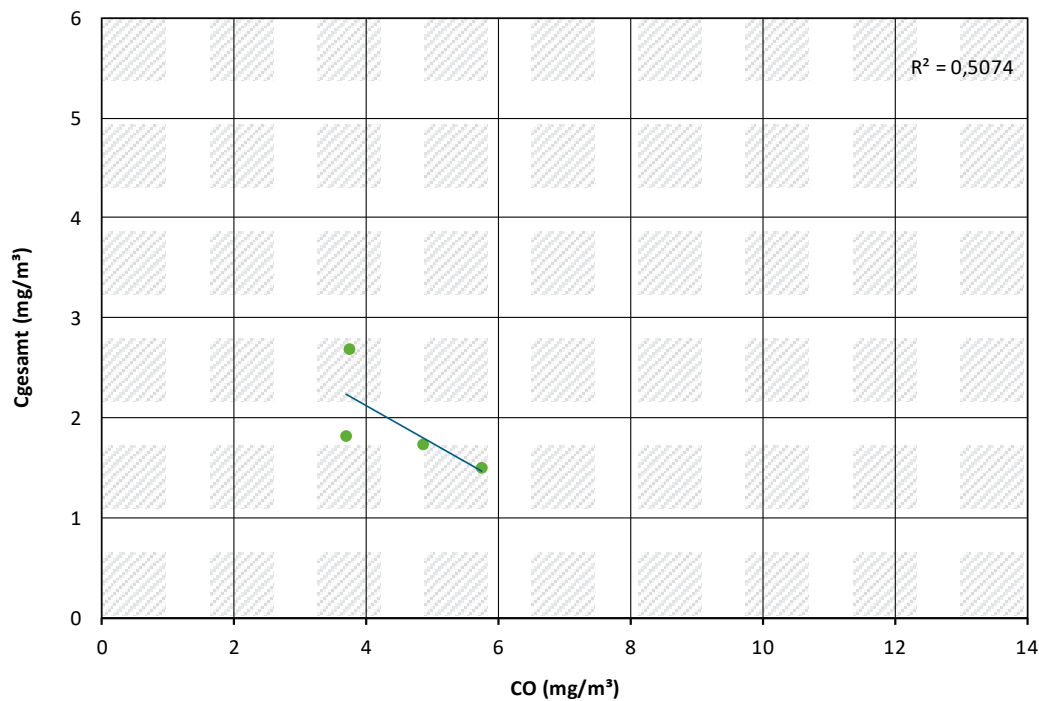


### 3.6.3 Gesamtkohlenstoff und Kohlenmonoxid

Bei einer unvollständigen Verbrennung können außer den Kohlenmonoxid-Emissionen auch die Emissionen von organischen Kohlenwasserstoffen ansteigen, wenn der Brennstoff nicht vollständig verbrannt wird. Daher wurde eine Korrelation geprüft.

Für die Analyse der Korrelation von Gesamtkohlenstoff- und Kohlenmonoxid-Emissionen aus Heizölfeuerung lagen lediglich vier Messwertpaare über der Bestimmungsgrenze vor. Der daraus resultierende Korrelationsfaktor beträgt -0,71. (Abbildung 48)

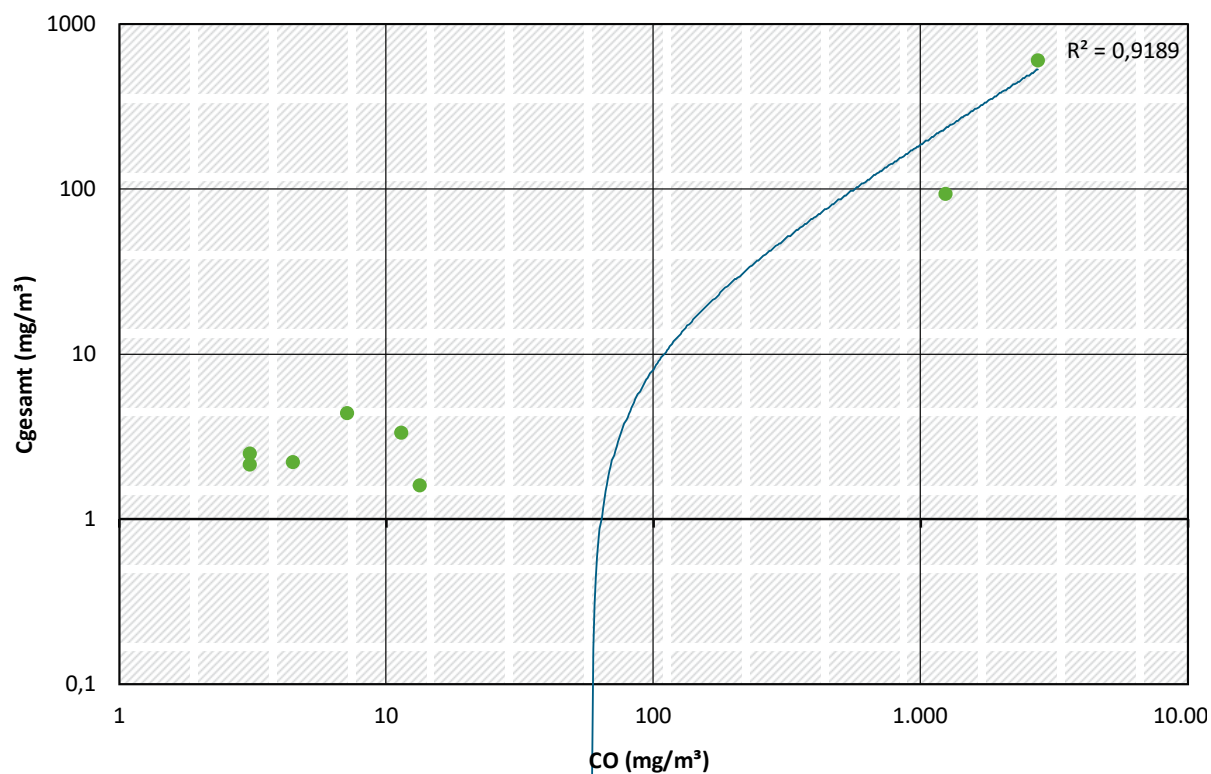
**Abbildung 48: Korrelation: Gesamtkohlenstoff und Kohlenmonoxid – Heizöl-Feuerung**



Quelle: eigene Darstellung (Ökopoll)

Für die Analyse der Korrelation von Gesamtkohlenstoff- und Kohlenmonoxidemissionen aus Erdgasfeuerung lagen acht Messwertpaare mit Werten über der Bestimmungsgrenze vor, davon zwei mit besonders hohen Werten. Der resultierende Korrelationsfaktor beträgt 0,96, was eine hohe Korrelation anzeigt. (Abbildung 49)

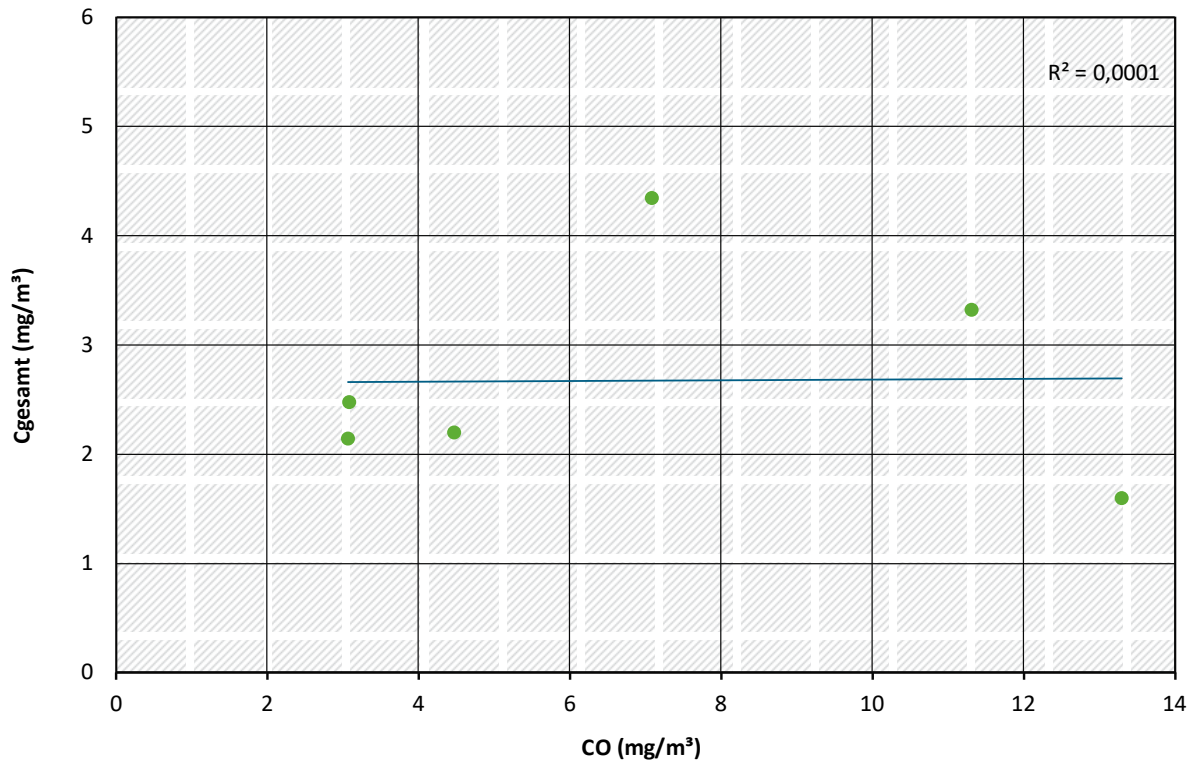
**Abbildung 49: Korrelation: Gesamtkohlenstoff und Kohlenmonoxid – Erdgas-Feuerung**



Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

Werden die beiden höchsten Werte, die mit erhöhter Messunsicherheit verbunden sind, außen vor gelassen, verbleiben sechs Messwertpaare. Deren Korrelationskoeffizient beträgt 0,011 und lässt darauf schließen, dass keine Korrelation vorliegt. (Abbildung 50)

**Abbildung 50: Korrelation: Gesamtkohlenstoff und Kohlenmonoxid – Erdgas-Feuerung (ohne zwei höchste Werte)**



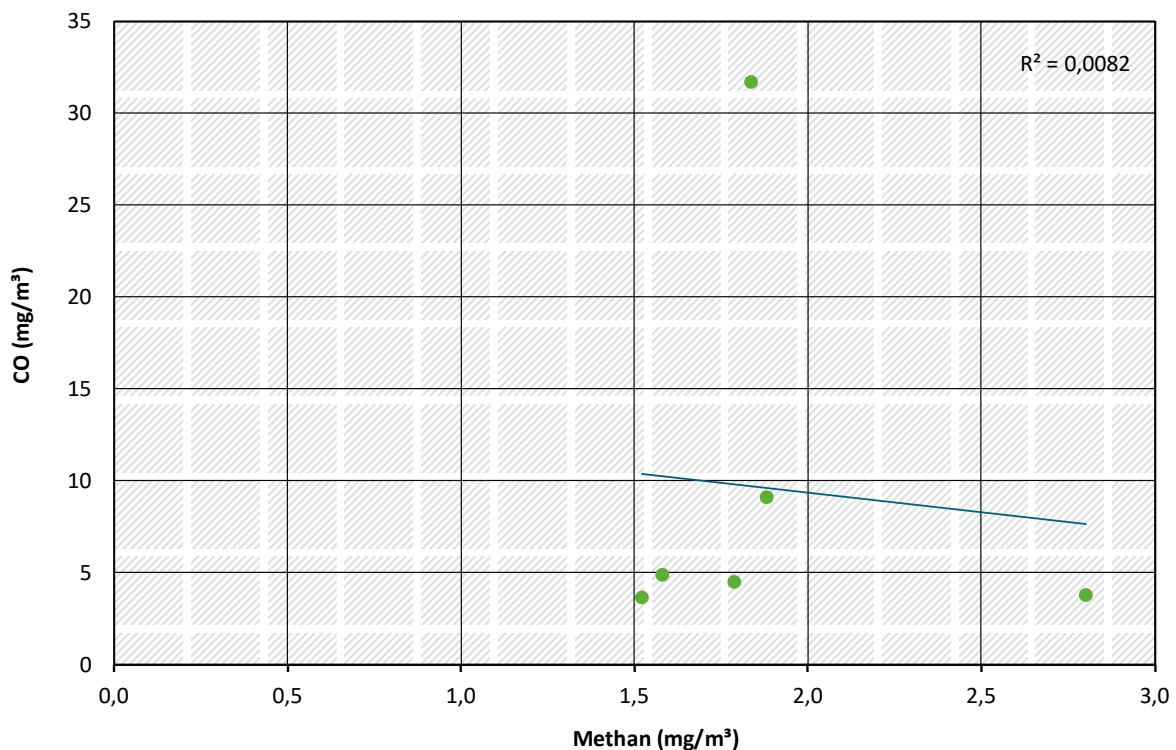
Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

### 3.6.4 Kohlenmonoxid und Methan

In gleicher Weise, wie oben für die Emissionen organischer Kohlenwasserstoffe angeführt, ist zu erwarten, dass eine unvollständige Verbrennung neben Kohlenmonoxid-Emissionen auch die Emissionen von Methan erhöht, wenn der Brennstoff, insbesondere bei Erdgasverbrennung, nicht vollständig verbrannt wird. Daher wurde eine Korrelation geprüft.

Für die Analyse der Korrelation von Kohlenmonoxid- und Methanemissionen aus Heizölfeuerung lagen lediglich sechs Messwertpaare über der Bestimmungsgrenze vor. Der daraus resultierende Korrelationsfaktor beträgt -0,091, so dass keine Korrelation vorliegt. (Abbildung 51)

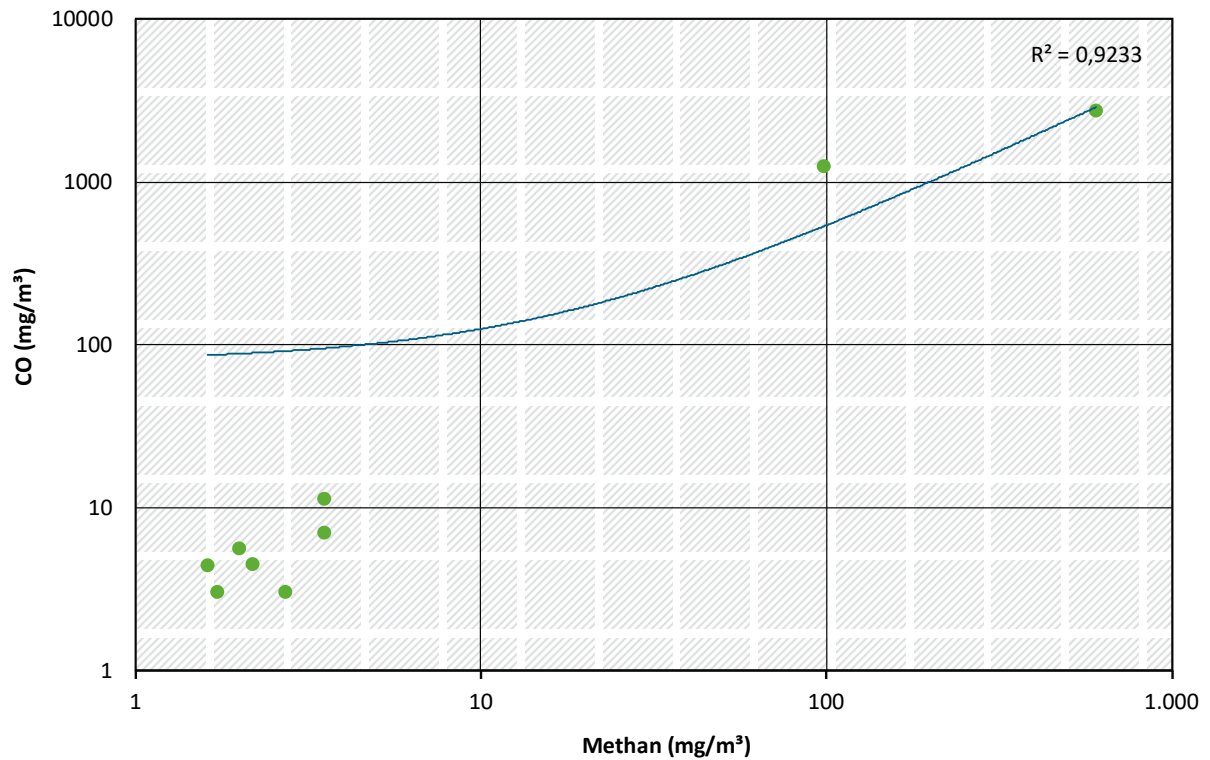
**Abbildung 51: Korrelation: Kohlenmonoxid und Methan – Heizöl-Feuerung**



Quelle: eigene Darstellung (Ökopoll)

Zur Korrelationsprüfung von Kohlenmonoxid- und Methanemissionen aus Erdgasfeuerung lagen lediglich neun Messwertpaare über der Bestimmungsgrenze vor. Der daraus resultierende Korrelationsfaktor beträgt 0,96, so dass eine hohe Korrelation vorliegt. (Abbildung 52)

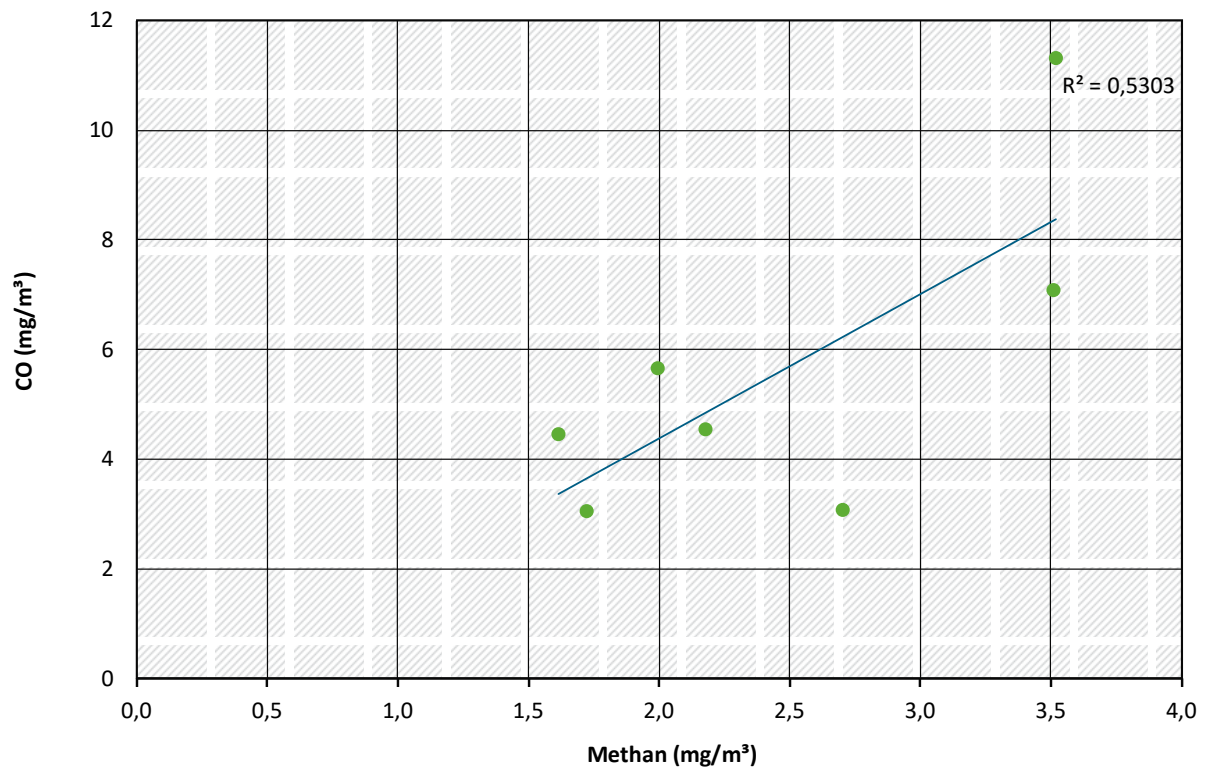
**Abbildung 52: Korrelation: Kohlenmonoxid und Methan – Erdgas-Feuerung**



Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

Werden bei der Korrelationsprüfung von Kohlenmonoxid- und Methanemissionen aus Erdgasfeuerung die zwei höchsten Werte aufgrund ihrer erhöhten Messunsicherheit außen vor gelassen, liegen noch sieben Messwertpaare über der Bestimmungsgrenze zur Analyse vor. Der daraus resultierende Korrelationsfaktor beträgt 0,73, was ebenfalls auf eine Korrelation schließen lässt. (Abbildung 53)

**Abbildung 53: Korrelation: Kohlenmonoxid und Methan – Erdgas-Feuerung (ohne zwei höchste Werte)**



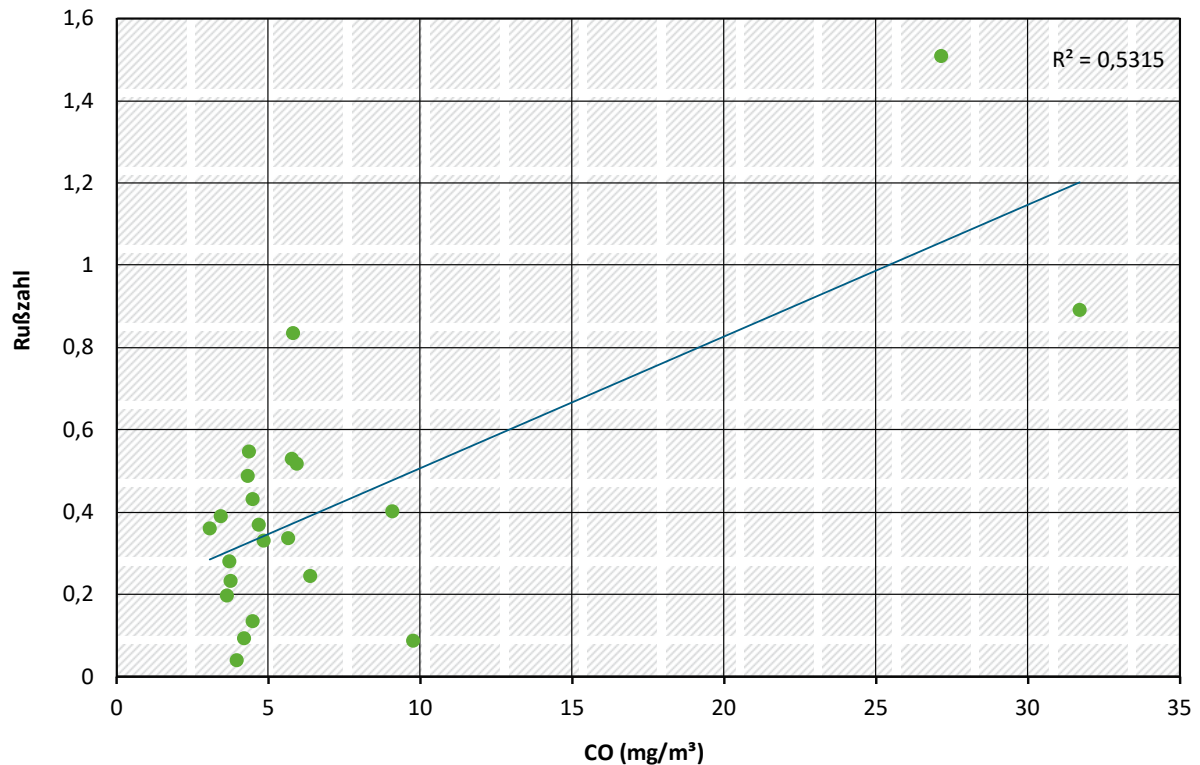
Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

### 3.6.5 Rußzahl und Kohlenmonoxid

Da eine unvollständige Verbrennung teilweise sowohl mit Ruß- als auch mit Kohlenmonoxidemissionen einhergehen kann, wurde eine Korrelation geprüft.

Für die Analyse der Korrelation von Rußzahl und Kohlenmonoxidemissionen aus Heizölfeuerung lagen 22 Messwertpaare über der Bestimmungsgrenze vor. Der resultierende Korrelationsfaktor beträgt 0,73, so dass hier eine Korrelation festgestellt werden kann. (Abbildung 54).

**Abbildung 54: Korrelation: Rußzahl und Kohlenmonoxid – Heizöl-Feuerung**



Quelle: eigene Darstellung (Ökopoll)

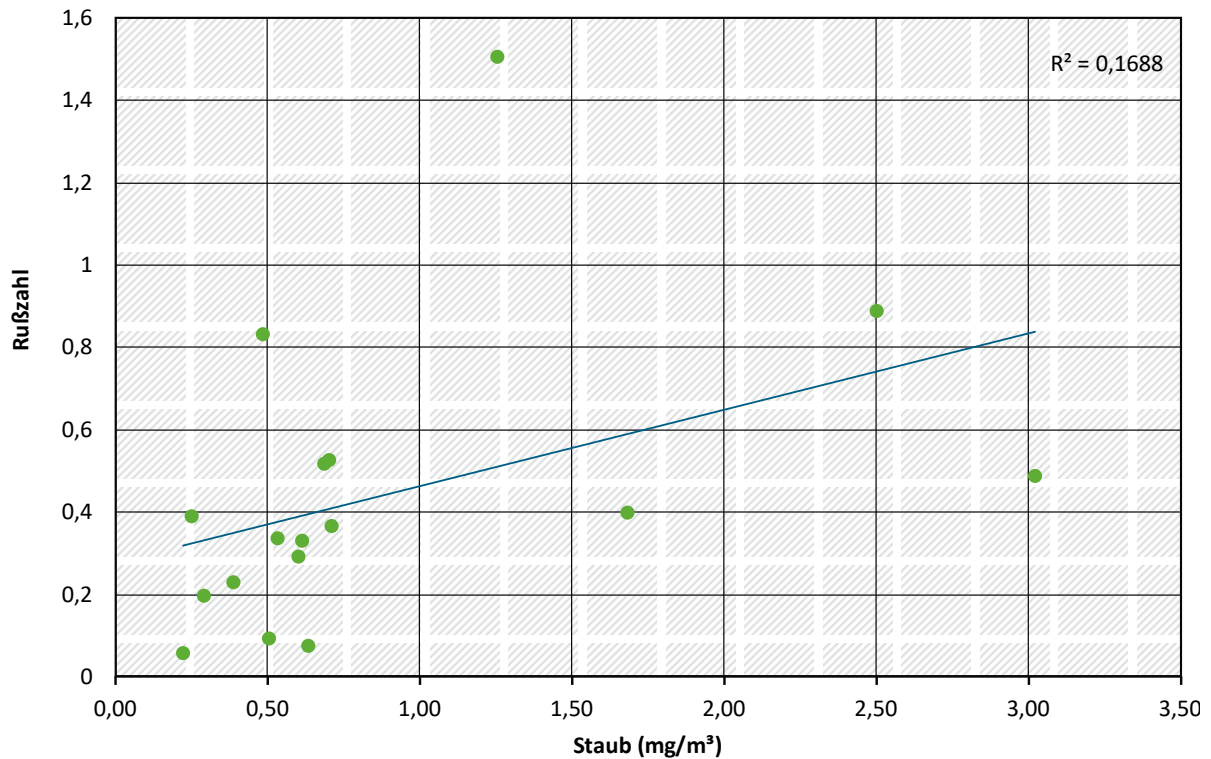


### 3.6.6 Rußzahl und Staub

Da Ruß teilweise aus Anteilen besteht, die bei der Staubmessung partikelförmig vorliegen und daher mitgemessen werden, könnte eine Korrelation bestehen. Zudem kann eine unvollständige Verbrennung sowohl mit Staub- als auch mit Rußentwicklung einhergehen.

Für die Analyse der Korrelation von Rußzahl und Staubkonzentration lagen aus Heizölfeuerung 21 Messwertpaare über der Bestimmungsgrenze vor. Der resultierende Korrelationsfaktor beträgt 0,39, so dass keine Korrelation festgestellt werden kann. (Abbildung 55)

**Abbildung 55: Korrelation Rußzahl und Staub – Heizöl-Feuerung**



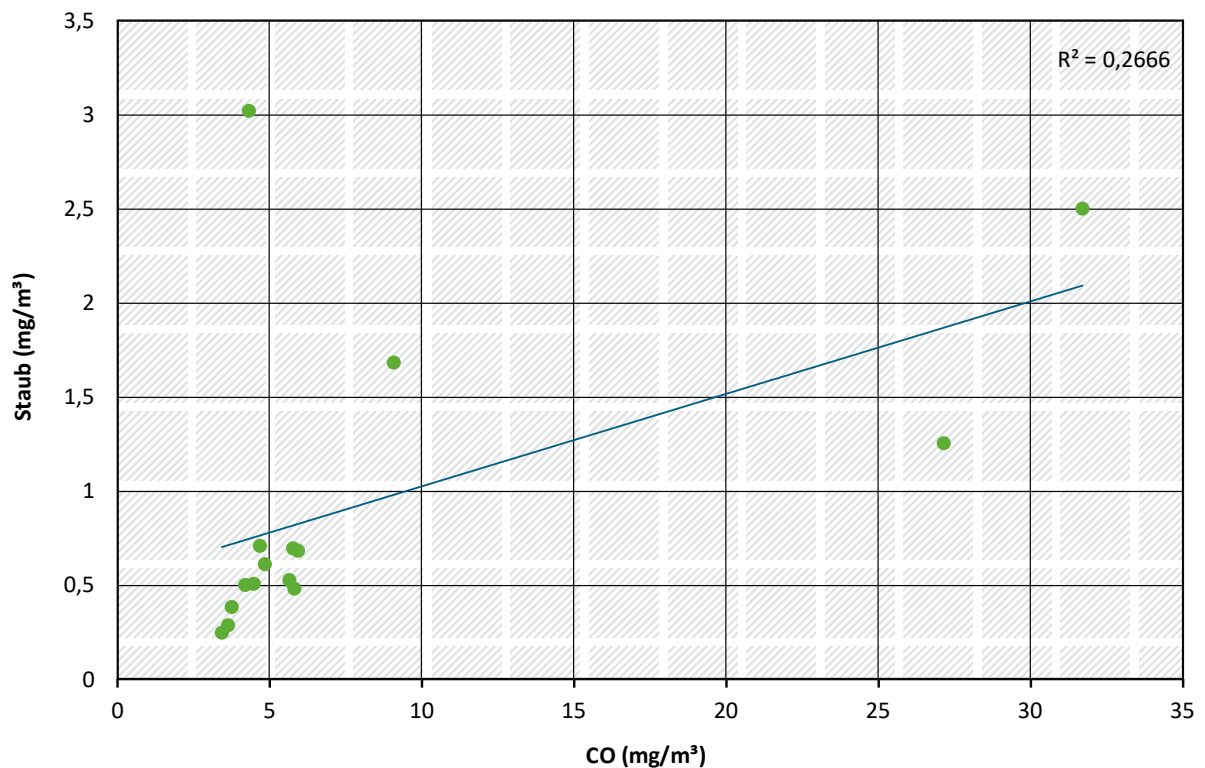
Quelle: eigene Darstellung (Ökopoll)

### 3.6.7 Staub und Kohlenmonoxid

Da eine unvollständige Verbrennung teilweise sowohl mit Staub- als auch mit Kohlenmonoxidemissionen einhergehen kann, wurde eine Korrelation geprüft.

Für die Analyse der Korrelation von Staub- und Kohlenmonoxidemissionen aus Heizölfeuerung lagen 17 Messwertpaare über der Bestimmungsgrenze vor. Der resultierende Korrelationsfaktor beträgt 0,53, so dass eine geringe Korrelation festgestellt werden kann. (Abbildung 56)

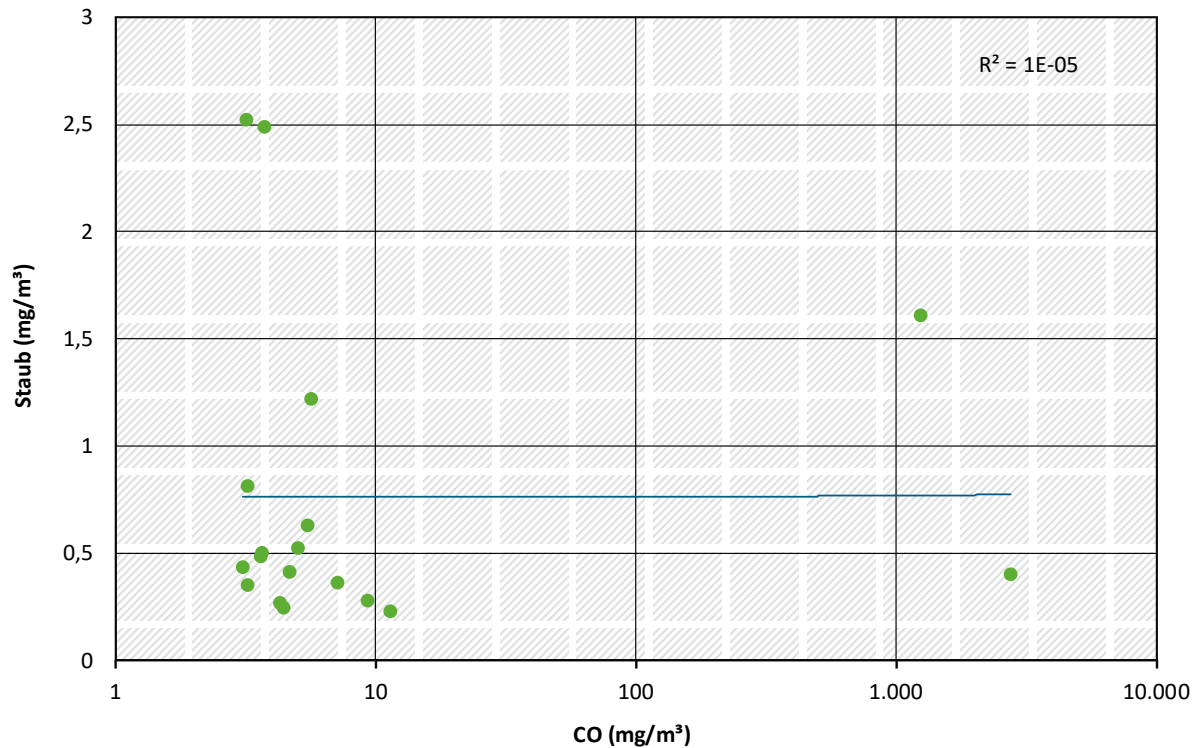
**Abbildung 56: Korrelation Staub und Kohlenmonoxid – Heizöl-Feuerung**



Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

Für die Analyse der Korrelation von Staub- und Kohlenmonoxidemissionen aus Erdgasfeuerung lagen 18 Messwertpaare über der Bestimmungsgrenze vor. Der resultierende Korrelationsfaktor beträgt 0,0035, so dass keine Korrelation festgestellt werden kann. (Abbildung 57).

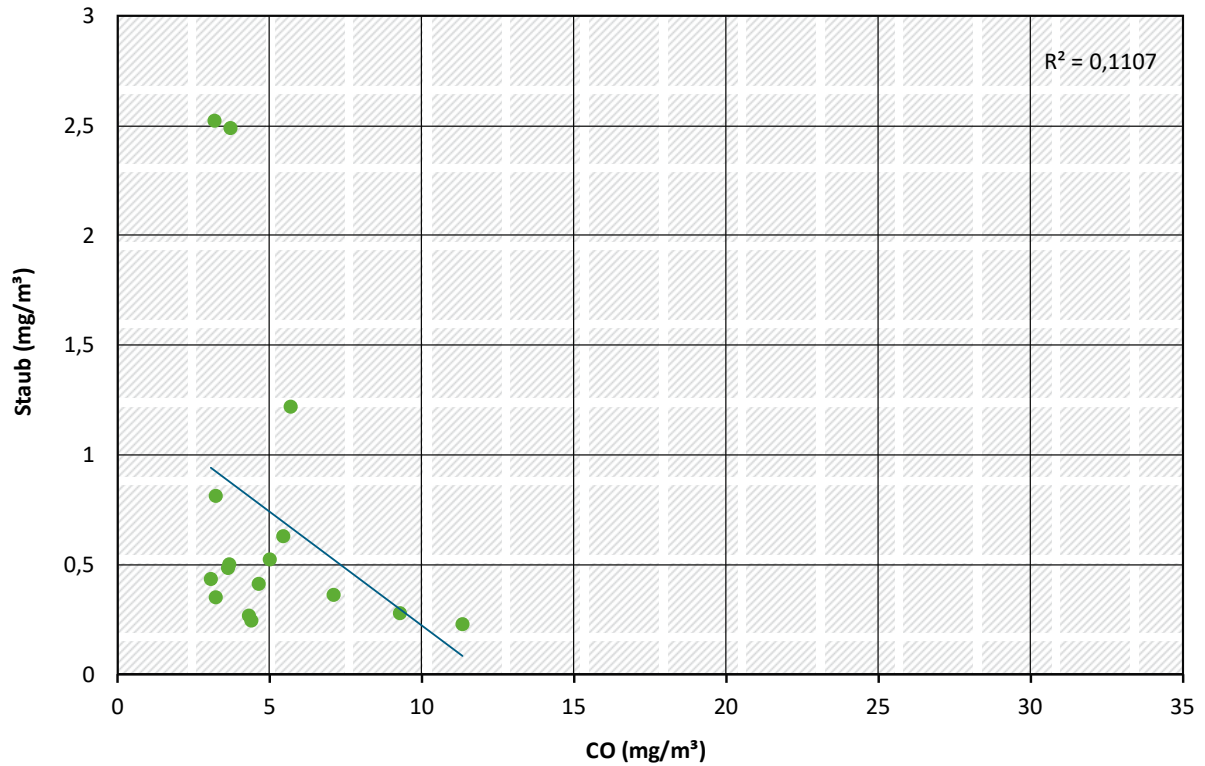
**Abbildung 57: Korrelation Staub und Kohlenmonoxid – Erdgas-Feuerung**



Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

Da die Messwertpaare zwei besonders hohe Werte beinhalten, wurde zusätzlich die Korrelation ohne diese beiden Werte geprüft. Auf Basis der verbleibenden 16 Messwertpaare ergibt sich -0,33 als Korrelationskoeffizient, was eine geringe Korrelation anzeigt. (Abbildung 58)

**Abbildung 58: Korrelation Staub und Kohlenmonoxid – Erdgas-Feuerung (ohne zwei höchste Werte)**



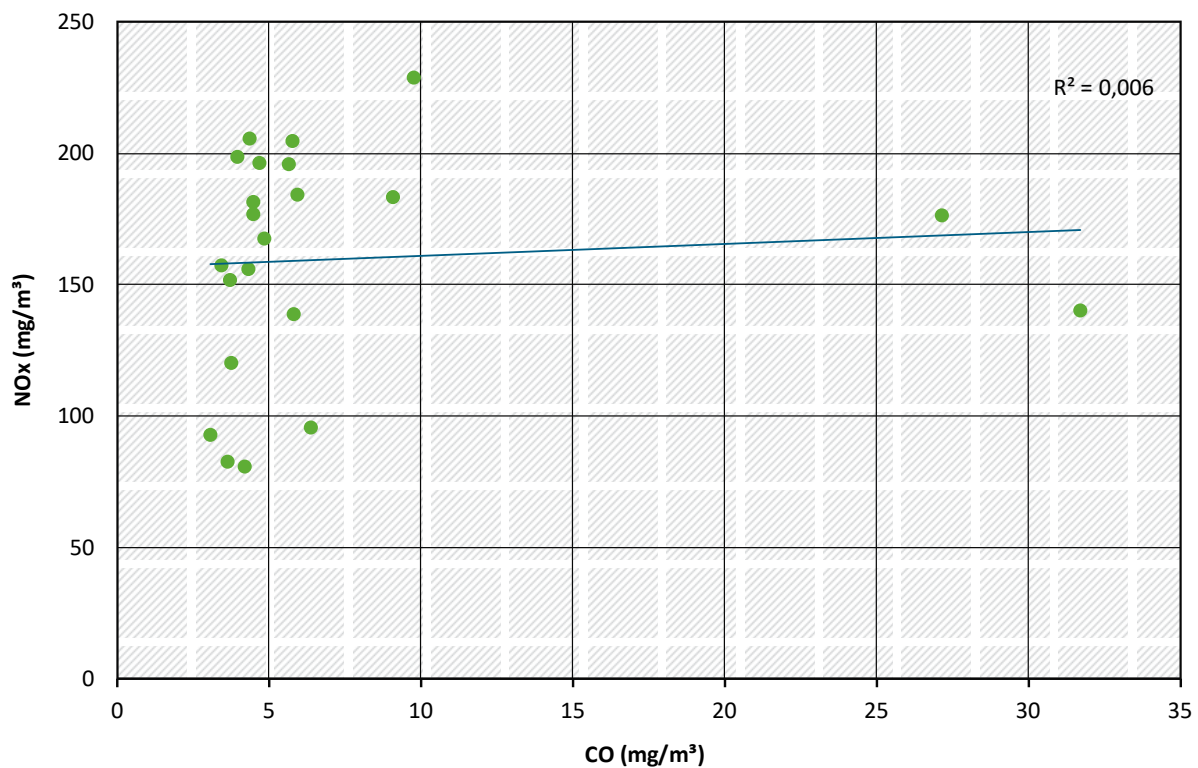
Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

### 3.6.8 Stickstoffoxide und Kohlenmonoxid

Bei hohen Temperaturen im Bereich von 850 °C und NO<sub>x</sub>-Konzentrationen von mehreren hundert Milligramm pro Kubikmeter ist zu beobachten, dass eine Temperaturabsenkung mit einer Erhöhung der Kohlenmonoxidkonzentration und einer Minderung der Konzentration der Stickstoffoxide einhergeht sowie umgekehrt bei Temperaturerhöhung. Daher wurde geprüft, ob eine Korrelation zwischen Emissionen von Stickstoffoxiden und Kohlenmonoxid auch bei mittelgroßen Feuerungsanlagen mit 1 bis unter 10 MW vorliegt.

Die Analyse der Korrelation zwischen Stickstoffoxiden und Kohlenmonoxid bei Heizölfeuerung basiert auf 22 Messwertpaaren über der Bestimmungsgrenze und ergibt den Korrelationskoeffizient 0,077. Es liegt somit keine Korrelation vor. (Abbildung 59)

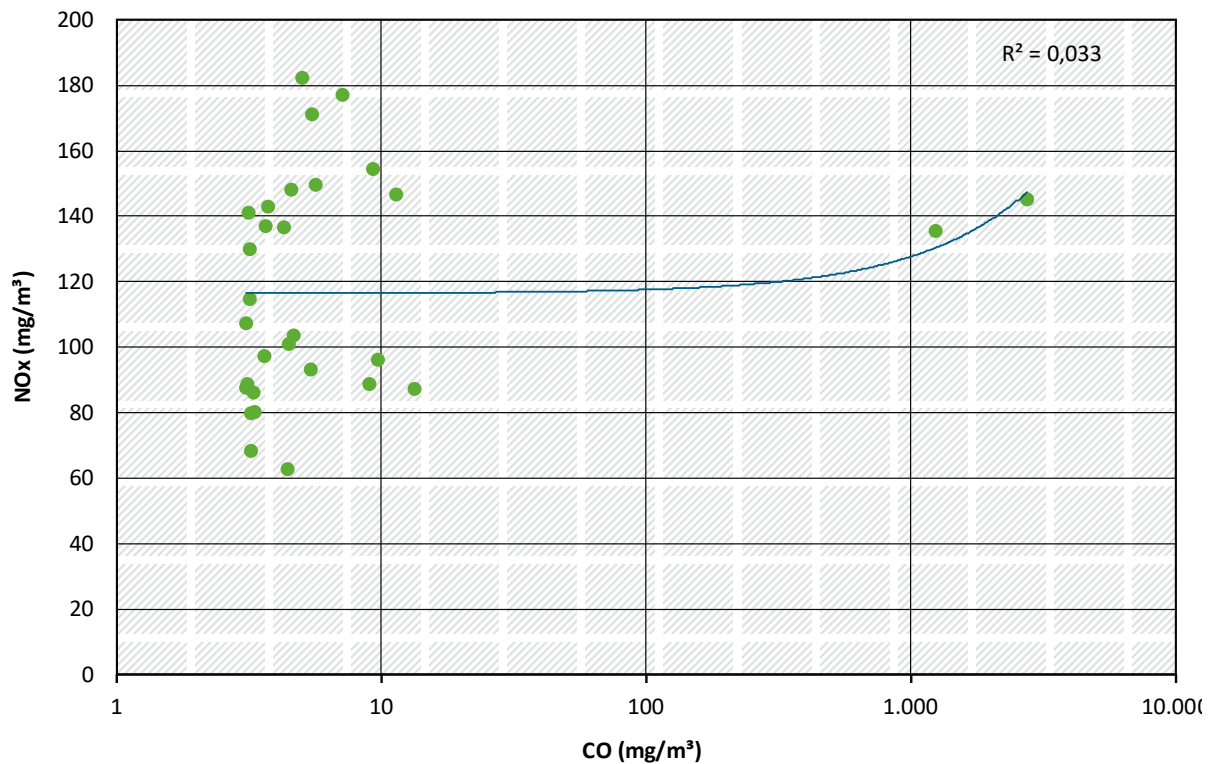
**Abbildung 59: Korrelation Stickstoffoxide und Kohlenmonoxid – Heizöl-Feuerung**



Quelle: eigene Darstellung (Ökopöl)

Der Korrelationskoeffizient zwischen Stickstoffoxiden und Kohlenmonoxid bei Erdgasfeuerung basiert auf 30 Messwertpaaren über der Bestimmungsgrenze und beträgt 0,18. Da der Wert nahe null liegt, besteht somit ebenfalls keine Korrelation. (Abbildung 60)

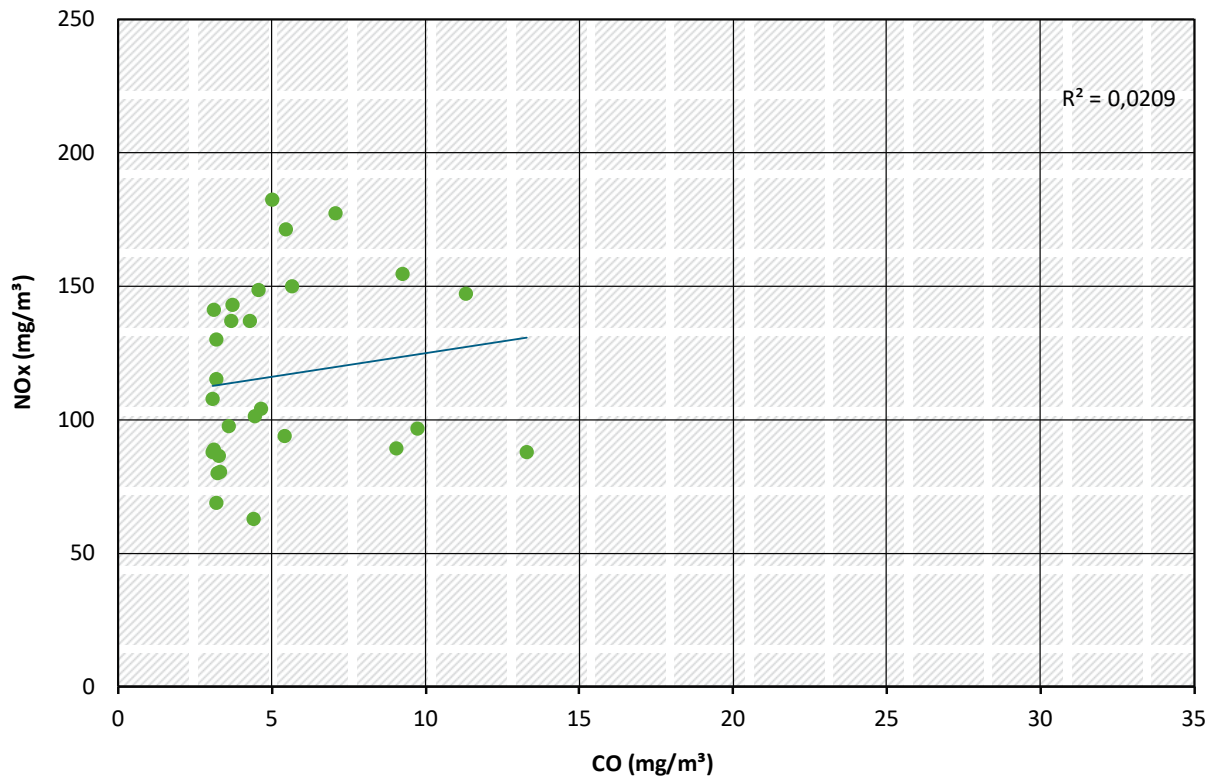
**Abbildung 60: Korrelation Stickstoffoxide und Kohlenmonoxid – Erdgas-Feuerung**



Quelle: eigene Darstellung (Ökopool)

Werden die beiden höchsten Werte außen vor gelassen, bleibt der Korrelationskoeffizient von Stickstoffoxiden zu Kohlenmonoxid bei Erdgasfeuerung mit 0,14 sehr klein. (Abbildung 61)

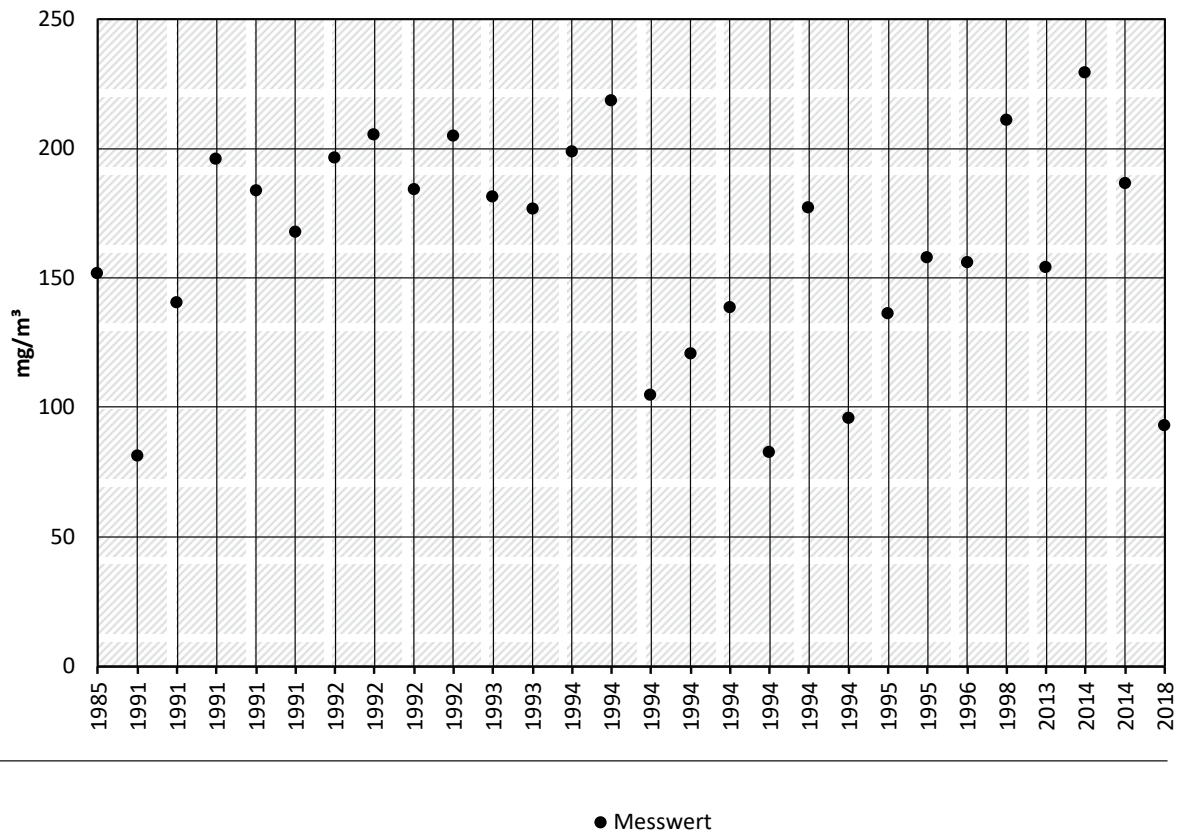
**Abbildung 61: Korrelation Stickstoffoxide und Kohlenmonoxid – Erdgas-Feuerung (ohne zwei höchste Werte)**



Quelle: eigene Darstellung (Ökopoll)

Eine Korrelation der NO<sub>x</sub>-Messwerte mit dem Anlagenalter besteht weder bei Heizölfeuerungen (Abbildung 62) noch bei den bestehenden Erdgasfeuerungen. Die fünf neuen Erdgasfeuerungen (Inbetriebnahme ab 20.12.2018) weisen niedrige NO<sub>x</sub>-Messwerte auf. (Abbildung 63)

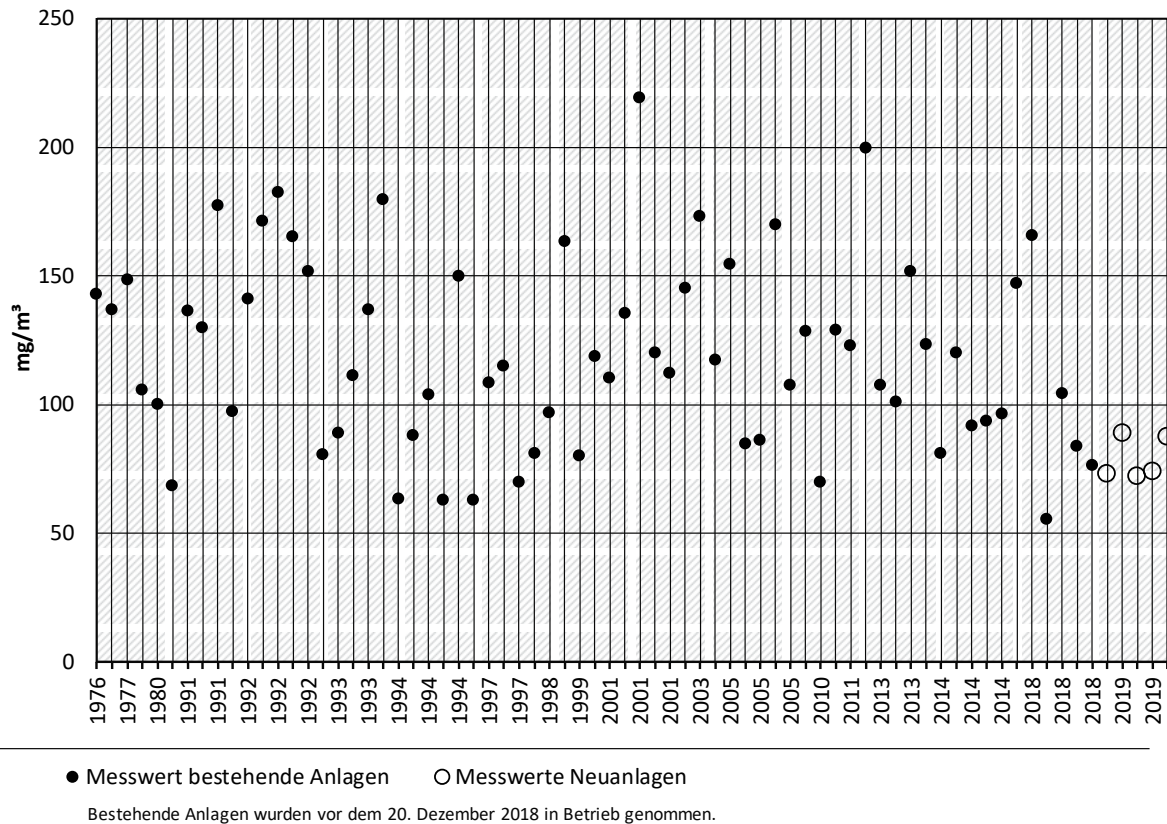
**Abbildung 62: Stickstoffoxide-Messwerte und Inbetriebnahmejahr – Heizöl-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten)**



Quelle: eigene Darstellung (Ökopoll)



**Abbildung 63: Stickstoffoxide-Messwerte und Inbetriebnahmejahr – Erdgas-Feuerung (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, Mittelwert aus drei Messungen je in der Regel 30 Minuten)**



Quelle: eigene Darstellung (Ökopool)

## 4 Beste verfügbare Techniken der Emissionsminderung für Öl- und Gasfeuerungen mit 1 - < 10 MW

Dieses Kapitel dokumentiert die Rechercheergebnisse zu den Möglichkeiten der Emissionsminderung an mittelgroßen Öl- und Gasfeuerungen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung und nimmt insbesondere die Informationen auf, die bei einem Workshop mit Herstellern, Verbänden und Behörden zum gleichen Thema gewonnen wurden.

### 4.1 Übersicht

Tabelle 56 nennt Emissionsminderungstechniken, die an mittelgroßen Öl- und Gasfeuerungen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung grundsätzlich anwendbar sind, sowie die geminderten Schadstoffe. Ein großes, fett gedrucktes Kreuz zeigt die Hauptwirkung der Technik an, ein kleines Kreuz die Nebeneffekte für weitere Schadstoffminderungen. Auch eine Erhöhung der Energieeffizienz ist als Emissionsminderungstechnik mit aufgeführt, weil sie zu spezifisch niedrigeren Emissionen je abgegebener Wärmeeinheit führt.

Die 100 Messungen an mittelgroßen Öl- und Gasfeuerungen mit 1 MW bis unter 10 MW Nennwärmeleistung haben gezeigt, dass die Anlagen relativ niedrige Emissionen von Staub, Kohlenmonoxid, Methan und weiteren Kohlenwasserstoffverbindungen aufweisen. Schwefeldioxidemissionen wurden nicht gemessen, da sie grundsätzlich proportional zum Schwefel im eingesetzten Brennstoff emittiert werden und mit entsprechenden schwefelarmen Brennstoffen gemindert werden können (Erdgas oder schwefelarmes Heizöl).

Relevante Emissionen der Anlagen entstehen vor allem durch die Bildung von Stickstoffoxiden aus Luft-Stickstoff sowie aus Brennstoff-Stickstoff. Zur Minderung der NO<sub>x</sub>-Bildung aus Brennstoff-Stickstoff trägt der Einsatz von schwefelarmem Heizöl bei, da bei dessen Herstellung auch der Stickstoffgehalt sinkt. Beim Einsatz von Erdgas als Brennstoff besteht aufgrund des festen Anschlusses keine Möglichkeit zur Wahl stickstoffarmer Gassorten. Über den Einsatz stickstoffarmer Brennstoffe hinaus stehen zur Minderung der NO<sub>x</sub>-Bildung diverse Techniken zur Verfügung. Die von Brennerherstellern angegebenen Möglichkeiten zur NO<sub>x</sub>-Minderung der verschiedenen Kesselbauweisen zeigt Tabelle 87 im Anhang J.

**Tabelle 56: Emissionsminderungstechniken für Öl- und Gasfeuerungen mit 1 - < 10 MW**

Technik	Schadstoff	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	CO	C <sub>gesamt</sub>	NMVOC	Staub	Energie-Effizienz
Abgaswärmenutzung		x	-	x	x	x	x	<b>X</b>
Lambda-/O <sub>2</sub> -Regelung		x	-	x	x	x	x	<b>X</b>
Schwefelarme Brennstoffe		x	<b>X</b>	-	-	-	-	-
Abgasrückführung (extern)		<b>X</b>	-	x	x	x	x	x
Abgasrückführung (intern)		<b>X</b>	-	x	x	x	x	x
Low NO <sub>x</sub> -Brenner		<b>X</b>	-	-	-	-	-	-
Nicht katalytische Reduktion (SNCR)		<b>X</b>	-	-	-	-	-	-
Katalytische Reduktion (SCR)		<b>X</b>	-	-	-	-	-	-

Quelle: Eigene Recherche (Ökopol)

## 4.2 Abgaswärmenutzung

### 4.2.1 Beschreibung der Technik

Bei der Abgaswärmenutzung wird die im Abgas verbliebene Energie durch Wärmetauscher auf ein anderes Medium übertragen und damit der eingesetzte Brennstoff besser ausgenutzt.

Nutzungsmöglichkeiten sind:

- ▶ Verbrennungsluft-Vorwärmung
- ▶ Kesselwasser-, Thermalöl-, Trocknungsluft-Erwärmung
- ▶ Wassererwärmung für andere Zwecke als Kesselwasser

Bei der Abkühlung der Abgase auf unter 100°C kommt es zur Wasserdampf-Kondensation (Brennwertnutzung). Es ist eine Filterung und Neutralisation des sauren Kondensats erforderlich, bevor dieses in die Kanalisation eingeleitet werden kann. Dadurch werden Abwasserleitungen vor Korrosion geschützt und feste Abgasbestandteile zurückgehalten.

Typische Abgaswärmetauscher-Anwendungen zur Heizungsunterstützung erhöhen die Wassertemperatur um 10-20 K. Dabei wird die Abgastemperatur von ca. 175 °C auf ca. 65 °C vermindert. (bomat Überlingen 2022)

### 4.2.2 Erzielter Umweltnutzen

- ▶ Verringerung aller Schadstoff-Emissionen in Relation zur eingesetzten Brennstoff-Energie
- ▶ Verringerung des Brennstoffeinsatzes durch geringeren Energieeinsatz

Die erhöhte Energieausbeute durch Abgaswärmenutzung führt zu geringeren spezifischen Emissionen aller Schadstoffe je eingesetzter Energie, da die dem Wärmetauschersystem zugeführte Energie nicht durch zusätzliche Brennstoffe bereitgestellt werden muss und somit entsprechend sonst durch andere Energieträger verursachten Emissionen entfallen.

Die Technik führt zu einem geringeren Rohstoffverbrauch, weil der Einsatz der für das Wärmetauschersystem ansonsten benötigten Energieträger entfällt. Bei der Unterstützung eines Heizungssystems ist durch den Abgaswärmetauscher eine Effizienzerhöhung von bis zu 10 % möglich, je nach Betriebszustand der Anlage. (Bomat 2022)

Die Schadstoffminderung kann nicht pauschal beziffert werden. Sie ist abhängig vom Temperaturniveau der Abgase, der Nutzbarkeit der Abwärme im jeweiligen Energiesystem und von den Emissionen des Erzeugungssystems, das durch die Abwärmenutzung ersetzt wird.

### 4.2.3 Anwendungsbeschränkungen

Grundsätzlich bestehen keine Anwendungsbeschränkungen für die Technik. Allerdings sind bei einer Nachrüstung räumliche Beschränkungen möglich, da zwischen Kessel-Abgasaustritt und Kamin nicht immer die Möglichkeit zum nachträglichen Einbau besteht. Der Wärmetauscher muss eine Bauartzulassung des DIBt aufweisen, und weiterhin muss die vorhandene Kaminanlage für den Wärmetauscher zulassungsfähig sein, ansonsten ist zusätzlich zum Wärmetauscher die Erneuerung des Kamins erforderlich. Beim Einsatz von schwefelhaltigem Heizöl ist bei Abkühlung des Abgases mit Schwefelsäure-Korrosion im Kamin zu rechnen.

- ▶ Verbrennungsluft-Vorwärmung: grundsätzlich anwendbar, aber erhöhte NO<sub>x</sub>-Bildung

Technische Beschränkungen für die Nutzung der im Abgas enthaltenen Wärme zur Vorwärmung der Verbrennungsluft bestehen nicht. Allerdings kommt es durch die Vorwärmung der Verbrennungsluft zu einer erhöhten Flammtemperatur und dadurch zu erhöhten NO<sub>x</sub>-Emissionen, so dass bei Emissionen nahe am NO<sub>x</sub>-Grenzwert dieser Effekt möglicherweise der limitierende Faktor für eine Verbrennungsluftvorwärmung ist.

- Kesselwasser-, Thermalöl-, Trocknungsluft-Vorwärmung: grundsätzlich anwendbar bei ausreichender Temperaturdifferenz zwischen Abgas und Wärmetauschermedium

Grundsätzlich bestehen geringe Anwendungsbeschränkungen bei der Vorwärmung. Allerdings muss die Temperaturdifferenz zwischen Abgas und Wärmetauschermedium ausreichend groß sein, damit die Installation wirtschaftlich ist. Wenn die Abwärmtemperatur nicht ausreichend über der Rücklauftemperatur von Kesselwasser, Thermalöl oder Umluft einer Trocknungsanlage liegt, ist keine wirtschaftliche Nutzung möglich. Wird eine Trocknungsanlage ohne Umluft betrieben, ist die wirtschaftliche Nutzung der Abwärme grundsätzlich möglich.

- Nutzung für andere Zwecke als Kesselwasser/Thermalöl/Trocknungsluft: grundsätzlich anwendbar

Wesentliche Anwendungsbeschränkung ist die vielfach fehlende Nutzungsmöglichkeit, wenn die zuvor beschriebenen Möglichkeiten nicht anwendbar sind. Erfolgt der Betrieb des Kessels mit Unterbrechungen, ist dies keine Anwendungsbeschränkung für die Abwärmenutzung, da die Abwärme über einen Pufferspeicher bereitgestellt werden kann.

#### **4.2.4 Medienübergreifende (Cross media-) Effekte**

- Ressourcenverbrauch

Ein Abgaswärmetauscher ist mit einem geringen zusätzlichen Ressourcenverbrauch für die Bereitstellung der benötigten Apparatur (Wärmetauscher, Neutralisationsanlage, Ventilator) verbunden. Gegebenenfalls führt ein Abgaswärmetauscher zu weiterem Ressourcenverbrauch für die Erstellung eines neuen Kamins und eventuell eines Pufferspeichers.

Es sind geringe Betriebsmittel für die Neutralisationsanlage notwendig.

- Energieverbrauch

Da die Abgastemperatur nach dem Wärmetauscher in der Regel zu gering ist, um das Abgas mit ausreichender Geschwindigkeit aus dem Kamin zu transportieren, ist der Betrieb eines Ventilators notwendig. Dies führt - ebenso wie der Betrieb der Pumpe in der Neutralisationsanlage - zu einem zusätzlichen (Strom-) Energieverbrauch.

- Abwasserentstehung

In Abgaswärmetauschern entsteht bei Abkühlung des Abgases unter 100°C Kondenswasser, das die Salzfracht im Abwasser erhöht. Die Menge beläuft sich bei der Nutzung zur Kesselwasservorwärmung auf etwa 1,5 Liter je Kubikmeter Erdgas und 0,9 Liter je Liter Heizöl. (Rosenkranz 2020)

#### ► Erhöhte Luftemissionen

Bei Vorwärmung der Verbrennungslufttemperatur fehlt die Kühlung der Flamme in der heißesten Zone am Brenner, was eine Erhöhung der Stickstoffoxid-Emissionen bewirkt.

#### 4.2.5 Kosten

Die Kosten sind von der Größe der Anlage abhängig sowie vom Aufwand zur Heranführung der Rohrleitungen für das Wärmetauschermedium. Wenn Kesselwasser einer Heizung vorgewärmt werden soll, belaufen sich die Kosten für eine Anlage mit 1 MW auf wenige tausend Euro.

Die Amortisationszeit hängt neben den Installationskosten wesentlich von den Energiekosten ab. Sie betrug in den letzten Jahren meist unter 5 Jahren (bomat 2022). Es ist damit zu rechnen, dass die Amortisationszeit künftig bei überproportional zu den Installationskosten steigenden Energiekosten sinken wird.

### 4.3 Lambda-/Sauerstoff-Regelung

#### 4.3.1 Beschreibung der Technik

Eine Lambda- oder Sauerstoff-Regelung nutzt die Messung des Sauerstoffgehaltes im Brennraum oder im Abgasstrom. Mit dem Messsignal wird die Verbrennungsluftzufuhr auf das optimale Sauerstoff-Brennstoffverhältnis (Lambdazahl =  $\lambda$ ) optimiert.

Feuerungen mit 1 bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung können in der Regel die Leistung variieren („modulieren“). Die Messung des Sauerstoffgehaltes sorgt bei der Modulation für eine genauere Verbrennungsluftdosierung als eine Einstellung analog zur Brennstoffzufuhr.

Dadurch wird die Verbrennung optimiert, das heißt, der Brennstoff wird besser ausgenutzt und es entstehen weniger Emissionen, als wenn die Verbrennung unter- oder überstöchiometrisch verlaufen würde. Bei einer unterstöchiometrischen Verbrennung fehlt Sauerstoff, so dass es zur Bildung von Kohlenmonoxid und organischen Kohlenwasserstoffen kommt; zudem gelangen Brennstoffbestandteile ins Abgas (z. B. Methan). Bei einer überstöchiometrischen Verbrennung wird der Brennraum heißer und der Flamme mehr Stickstoff zugeführt, was zur Erhöhung der NO<sub>x</sub>-Emissionen beiträgt. Zudem entweicht mehr Wärme mit dem Abgas, da sie im Kessel nicht abgenommen wird.

Lambda-Sonden sorgen nicht nur aufgrund der Modulation der Brennerleistung, sondern auch bei schwankender Brennstoffzusammensetzung für eine Optimierung der Verbrennung. Schwankenden Brennstoff-Heizwerten kommt künftig insbesondere bei der Erdgasverbrennung eine größere Bedeutung zu, weil durch LNG-Lieferungen verstärkt Qualitäten unterschiedlicher Erzeuger in das Erdgasnetz gemischt werden und zudem erhöhte Mengen Wasserstoff, hergestellt aus regenerativen Energiequellen, beigemischt werden sollen. (Avacon 2022)

#### 4.3.2 Erzielter Umweltnutzen

- Verringerung aller Schadstoff-Emissionen
- Verringerung des Rohstoffeinsatzes durch geringeren Energieeinsatz

Die optimierte Verbrennung durch eine Lambda-Regelung führt zu geringeren spezifischen Emissionen aller Schadstoffe je eingesetzter Energie, weil unterstöchiometrische Verhältnisse (die zu unverbrannten Brennstoffanteilen im Abgas führen) ebenso verhindert werden wie überstöchiometrische Verhältnisse (die NO<sub>x</sub>-Emissionen erhöhen und größeren Wärmeverlust über das Abgas bewirken).

Die Technik führt zu einem geringeren Rohstoffverbrauch, weil der Brennstoff effizienter eingesetzt wird.

#### 4.3.3 Anwendungsbeschränkungen

- Die Lambda-Regelung ist generell einsetzbar, auch als Nachrüstung bestehender Anlagen.

#### 4.3.4 Medienübergreifende (Cross media-) Effekte

- Ressourcenverbrauch

Eine Lambdaregelung ist mit einem geringen zusätzlichen Ressourcenverbrauch für die Bereitstellung von Mess- und Regelungstechnik (Messsonde, Software) verbunden.

- Energieverbrauch

Die Lambdaregelung ist mit einem geringen zusätzlichen (Strom-) Energieverbrauch verbunden.

#### 4.3.5 Kosten

Die Lambda-Regelung für einen Brenner kostet etwa 3.000 EUR (UBA-Workshop 2022).

### 4.4 Schwefelarme und stickstoffarme Brennstoffe

#### 4.4.1 Beschreibung der Technik

Der Ausstoß von Schwefeldioxid ist bei Feuerungsanlagen mit 1 bis unter 10 MW proportional zum Einsatz von Schwefel im Brennstoff, da keine SO<sub>2</sub>-Minderungstechnik eingesetzt wird. Der Einsatz schwefelarmer Brennstoffe führt somit zu verminderten Schwefeldioxid-Emissionen.

Beim Heizöl darf die Sorte „Heizöl EL“ nur mit maximal 1,0 g/kg Schwefelgehalt in den Verkehr gebracht werden (10. BImSchV 2019). Die in Deutschland aufgrund geringerer Steuern dominierende Sorte „Heizöl EL schwefelarm“ darf entsprechend der einschlägigen DIN-Norm höchstens 50 mg/kg S-Gehalt enthalten (DIN 51603-1:2020). Somit beträgt der maximale Heizwert-bezogene Schwefelgehalt bei „Heizöl EL schwefelarm“ etwa 4,2 mg/kWh und der Schwefelgehalt bei „Heizöl EL“ etwa 84 mg/kWh.

Die Sorte „Heizöl EL schwefelarm“ hat außer geringerem Schwefelgehalt herstellungsbedingt auch einen geringeren Stickstoffgehalt, der üblicherweise unter 140 mg/kg liegt. Die Norm für Heizöle weist seit September 2020 eine eigene Sorte „Heizöl EL schwefelarm, stickstoffarm“ aus, die maximal 140 mg/kg Stickstoff enthalten darf (DIN 51603-1:2020). Die Sorte wird von den Händlern bisher jedoch nicht angeboten (vgl. HeizOel24 2022, Nordoel 2022). In der Sorte „Heizöl EL schwefelarm“ wird ein Maximalgehalt von 140 mg/kg nicht garantiert (Fachgespräch 2022), aber Händlerinformationen weisen darauf hin, dass schwefelarme Produkte erfahrungsgemäß stets weniger als 140 mg/kg Stickstoff enthalten (vgl. Nordoel 2022).

Ein Händler in der Schweiz informiert, dass bei der schwefelarmen Schweizer Sorte „Öko-Heizöl“ ein maximaler Stickstoffgehalt von 100 mg/kg Brennstoff garantiert wurde, der sich aus der Entschwefelung des Heizöls ergebe. Das Heizöl EL in Standardqualität weise einen durchschnittlichen Stickstoffgehalt von 150 mg/kg auf. (Oel Schenk 2022)

#### 4.4.2 Erzielter Umweltnutzen

- Verringerung der Schadstoff-Emissionen von Schwefeldioxyden und Stickstoffoxiden

#### 4.4.3 Anwendungsbeschränkungen

- Heizöl EL schwefelarm ist generell einsetzbar
- Heizöl EL schwefelarm, stickstoffarm ist ebenfalls generell einsetzbar

#### 4.4.4 Medienübergreifende (Cross media-) Effekte

- Ressourcenverbrauch
- Energieverbrauch

Die Herstellung von „Heizöl EL schwefelarm“ ist gegenüber Heizöl EL mit höherem (Rohöl-) Energieverbrauch für die Entschwefelung („Hydrofinishing“) verbunden. Im Verfahren werden mineralische Ressourcen (z. B. Nickel, Molybdän, Kobalt) für Katalysatoren verbraucht. Der anschließend in „Claus“-Anlagen gewonnene Schwefel ersetzt natürlichen Schwefel als Rohstoff.

#### 4.4.5 Kosten

Die Sorte „Heizöl EL schwefelarm“ dominiert den Markt.

### 4.5 Abgasrückführung

#### 4.5.1 Beschreibung der Technik

Bei der Abgasrückführung wird ein Teil des Abgases dem Brenner wieder als Verbrennungsluft zugeführt. Die Rückführung der Abgase kann außerhalb des Brennraumes („externe Rückführung“), innerhalb des Brennraumes oder im Brenner erfolgen („interne Rückführung“).

Im zurückgeführten Abgasstrom ist der Sauerstoff aus der zugeführten Verbrennungsluft bereits überwiegend oxidiert, so dass aus diesem Luftanteil kein Stickstoffoxid mehr entstehen kann. Unverbrannte Abgasbestandteile (Kohlenmonoxid sowie organische Kohlenstoffverbindungen einschließlich ggf. gebildete Rußpartikel) können bei der Rückführung in die Flamme besser ausgebrannt werden.

#### 4.5.2 Erzielter Umweltnutzen

- Verringerung aller Schadstoff-Emissionen, insbesondere NO<sub>x</sub>-Minderung

Die Abgasrückführung führt zu geringeren spezifischen Emissionen aller Schadstoffe je eingesetzter Energie, weil der Ausbrand unverbrannter Kohlenstoffverbindungen verbessert wird und Stickstoffoxid-Emissionen gemindert werden. Allerdings ist darauf zu achten, dass das Abgas nicht aus einer zu heißen Zone zurückgeführt wird, da sonst durch erhöhte Flammentemperatur die Stickstoffoxid-Emissionen ansteigen.

#### 4.5.3 Anwendungsbeschränkungen

- Externe Abgasrückführung: generell anwendbar; bei einer Nachrüstung kann es räumliche Beschränkungen geben.



Bei einer Nachrüstung der Technik sind räumliche Beschränkungen möglich, da am Kessel-Abgasaustritt und am Brenner nicht immer die Möglichkeit zum nachträglichen Einbau besteht.

- Interne Abgasrückführung: generell anwendbar; eine Nachrüstung ist nur durch den Tausch des Brenners oder des Kessels möglich.

#### **4.5.4 Medienübergreifende (Cross media-) Effekte**

- Ressourcenverbrauch

Die Abgasrückführung ist mit einem geringen zusätzlichen Ressourcenverbrauch für die Installation der benötigten Rohrleitungen und Ventilatoren verbunden.

- Energieverbrauch

Zudem kommt es bei der Rückführung der Abgase durch Ventilatoren zu einem zusätzlichen (Strom-) Energieverbrauch, der je nach Quelle mit Emissionen verbunden sein kann.

#### **4.5.5 Kosten**

Die Kosten externer Abgasrückführung sind vom Aufwand für die Installation der Rohrleitungen und Änderung der Brennersteuerung abhängig. Sie liegen in der Regel bei wenigen tausend Euro (Workshop 2022).

Die Kosten der internen Abgasrückführung lassen sich nicht beziffern, da die Abgasrückführung als integrierte Bauteile eines Kessels oder Brenners (und nicht separat) angeboten werden.

### **4.6 Low NO<sub>x</sub>-Brenner**

#### **4.6.1 Beschreibung der Technik**

Absenkung der Temperatur in der „Flammenwurzel“ und Abgasrückführung: Durch eine definierte Brennstoffaufteilung von der Mitte nach außen wird der Anstieg der Temperatur an der Flammenwurzel auf über 1300°C vermieden. Die Abgasrückführung erhöht die Geschwindigkeit der Verbrennungsgase. Stickstoff und Sauerstoff können die heiße Reaktionszone schneller verlassen. Zusätzlich kann der Brennstoff durch konstruktive Maßnahmen im Brenner aufgeteilt werden, so dass eine Primär- und eine Sekundärflamme entsteht. Die Primärflamme sorgt für die Flammenstabilität und für die Entstehung der Sekundärflamme.

#### **4.6.2 Erzielter Umweltnutzen**

Im Jahr 2012 veröffentlichte das flämische Forschungsinstitut VITO eine BVT-Studie zu neuen kleinen und mittelgroßen Feuerungsanlagen, stationären Motoren und Gasturbinen, die mit fossilen Brennstoffen befeuert werden (Dils/Huybrechts 2012). Für die Studie standen keine Messdaten von neuen Anlagen zur Verfügung. Die Abschätzung der mit Minderungstechniken erreichbaren Emissionswerte basiert hauptsächlich auf Angaben von Herstellern und den von ihnen garantierten Emissionswerten. Die Autoren kommen im Jahr 2012 zu dem Schluss, dass für (damals) neue heizölgefeuerte Anlagen mit 1 - < 5 MW ein Emissionsgrenzwert für Stickstoffoxide von 185 mg/Nm<sup>3</sup> ohne Abzug oder Addition der Messunsicherheit mit besten verfügbaren Techniken (BVT), in diesem Fall Low NO<sub>x</sub>-Brennern, einhaltbar ist. Im „Niedrigkostenszenario“ ist auch der Einsatz einer SCR als BVT vorgesehen, wobei ein Grenzwert von 40 mg/Nm<sup>3</sup> mit BVT verbunden ist.



Für Bestandsanlagen finden sich Informationen in einer im Jahr 2002 von VITO erstellten BVT-Studie zu Feuerungsanlagen und stationären Motoren (Govaerts et al. 2002).

Nach Angaben des Bundesverbandes der Deutschen Heizungsindustrie (BDH), in dem die Brennerhersteller vertreten sind, kann bei Großraumkesseln im Durchbrandprinzip mit Low NO<sub>x</sub>-Brennern und einer Kombination aus interner sowie externer Abgasrückführung die Einhaltung eines Grenzwertes für Stickstoffoxide mit Erdgas von 40 - 80 mg/Nm<sup>3</sup> und mit Heizöl von 100 - 150 mg/Nm<sup>3</sup> (ohne Addition oder Abzug der Messunsicherheit) garantiert werden (siehe im Anhang Tabelle 87). (UBA-Workshop 2022)

Einflussfaktoren sind:

- ▶ Kesseltemperatur (abhängig von der Nutzung, z. B. für Warm-/Heißwasser, Dampf, Thermalöl, Trocknungsluft)
- ▶ Stickstoffgehalt des Brennstoffs (siehe Kapitel 4.4)
- ▶ Feuchtigkeitsgehalt der Verbrennungsluft bei der Messung (wetterbedingt)

#### 4.6.3 Anwendungsbeschränkungen

- ▶ Low NO<sub>x</sub>-Brenner sind grundsätzlich einsetzbar, außer bei Umkehrfeuerräumen.

Schwierigkeiten können dadurch entstehen, dass der Low NO<sub>x</sub>-Brenner durch die herabgesetzte Flammentemperatur in der Regel eine geringere Leistung aufweist als der im gleichen Kessel verbaute Standardbrenner. Führt der Leistungsabfall zu einer Unterversorgung der angeschlossenen Wärmenutzer, kann der Brenner nicht eingebaut werden.

#### 4.6.4 Medienübergreifende (Cross media-) Effekte

Die Industrie geht von Effizienzverlusten aus (siehe Anhang J, Seite 209). Das EU BVT-Merkblatt für Großfeuerungsanlagen führt jedoch aus, dass keine Effizienzverluste messbar sind. Es können aufgrund der kühleren, längeren Flamme bei geringer Last höhere CO-Emissionen auftreten. (EU BREF LCP 2017, Seite 203)

#### 4.6.5 Kosten

Keine Information.

### 4.7 Nicht-katalytische Reduktion (SNCR)

#### 4.7.1 Beschreibung der Technik

Die Technik verwendet Harnstoff oder Ammoniakwasser, das in das Abgas eingedüst wird. In der idealen Temperaturzone, die zwischen 900 und 1050°C liegt, reagiert das eingedüστε Reagens mit den im Abgas vorhandenen Stickstoffoxiden, so dass inerter Stickstoff (N<sub>2</sub>) gebildet wird.

#### 4.7.2 Erzielter Umweltnutzen

- ▶ Verringerung der Stickstoffoxid-Emissionen

Mit der nicht-katalytischen Reduktion (SNCR) können in mittelgroßen Feuerungsanlagen etwa 40 - 50 % Stickstoffoxid-Minderung erreicht werden (UBA-Workshop 2022).

#### 4.7.3 Anwendungsbeschränkungen

- SNCR ist nur dann einsetzbar, wenn das zur Reaktion benötigte Temperaturfenster vorhanden ist und dem Reagens eine ausreichende Reaktionszeit ermöglicht.

Das geeignete Temperaturfenster muss auch bei schwankender Last zur Verfügung stehen, damit die Emissionsminderung durch die SNCR kontinuierlich erfolgt.

#### 4.7.4 Medienübergreifende (Cross media-) Effekte

- Emissionen in die Luft: Ammoniak

Bei Anwendung der Technik kommt es durch die überstöchiometrische Eindüsung von Harnstoff oder Ammoniakwasser zu einer Erhöhung der Ammoniak-Emissionen („NH<sub>3</sub>-Schlupf“). Die Emissionen können durch eine kontinuierliche Messung der Temperatur im Eindüsbereich geringgehalten werden. Die Messung erfolgt beispielsweise mit Infrarottechnik, die im Eindüsbereich angebracht ist. Dadurch kann die Stöchiometrie bei der Eindüsung optimiert werden, um die Ammoniak-Emission der SNCR zu mindern.

- Rohstoffverbrauch

Mit dem Einsatz einer SNCR ist ein relativ geringer apparatetechnischer Aufwand verbunden (Lagertanks, Leitungen, Pumpen, Ventile, Software zur Dosierung), der zum Verbrauch von Rohstoffen führt. Hinzu kommt der Verbrauch von Ammoniak oder Harnstoff.

- Energieverbrauch

Der Einsatz einer SNCR ist mit zusätzlichem (Strom-) Energieverbrauch verbunden, der je nach Herkunft zu Emissionen führen kann. Die Nutzung von Harnstoff oder Ammoniakwasser ist im Bergbau und bei der Herstellung des Reagens mit erheblichem Rohstoff- und Energieaufwand verbunden. Die Herstellung von Ammoniak wird mit einem Energieverbrauch von etwa 30 GJ/t angegeben (EU BREF LVIC-AAF). Die Herstellung führt zu Emissionen in Gewässer und in die Luft.

#### 4.7.5 Kosten

Der Einbau einer SNCR-Anlage ist bei mittelgroßen Feuerungsanlagen mit 1 bis unter 10 MW in etwa mit Kosten von 50.000 EUR verbunden, unabhängig von der Leistung der Anlage (UBA-Workshop 2022)

### 4.8 Selektive katalytische Reduktion (SCR)

#### 4.8.1 Beschreibung der Technik

Die Technik verwendet einen Katalysator, der selektiv die Reduktion von Stickstoffoxiden im Abgas zu inertem Stickstoff ( $N_2$ ) bewirkt. Die Reaktion wird durch die Zugabe von Harnstoff oder Ammoniakwasser, das in das Abgas eingedüst wird, verstärkt. Der Katalysator benötigt für die Reaktion eine Abgastemperatur von mindestens etwa 350 °C.

Die Katalysatoren weisen hohe Standzeiten auf, die in der Regel bei 16-20.000 Stunden für Heizöl und 32-36.000 Stunden für Erdgas liegen. (ERC 2022)

#### 4.8.2 Erzielter Umweltnutzen

##### ► Verringerung der Stickstoffoxid-Emissionen

Mit der SCR sind in mittelgroßen Feuerungsanlagen Stickstoffoxid-Minderungsraten von maximal etwa 90 % erreichbar (UBA-Workshop 2022).

Im Jahr 2011 führte das flämische Forschungsinstitut VITO eine BVT-Studie zu neuen kleinen und mittelgroßen Feuerungsanlagen, stationären Motoren und Gasturbinen durch, die mit fossilen Brennstoffen befeuert werden. Wie bereits erwähnt standen für die Studie keine Messdaten von neuen Anlagen zur Verfügung. Es erfolgte eine Abschätzung der mit Minderungstechniken erreichbaren Emissionswerte, die hauptsächlich auf Angaben von Herstellern und den von ihnen garantierten Emissionswerten basiert. Die Autoren kommen im Jahr 2012 zu dem Schluss, dass im „Niedrigkostenszenario“ für (damals) neue heizölgefeuerte Anlagen mit 1 - < 5 MW mit besten verfügbaren Techniken (BVT) ein Emissionswert für Stickstoffoxide von 40 mg/Nm<sup>3</sup> mit SCR einhaltbar ist. (Dils/Huybrechts 2012)

Unter idealen Rahmenbedingungen sind nach Angaben eines Herstellers beim Erdgasbetrieb von mittelgroßen Feuerungsanlagen bei einer Nachrüstung 30 mg/Nm<sup>3</sup> einhaltbar (UBA-Workshop 2022).

#### 4.8.3 Anwendungsbeschränkungen

Bei einer Nachrüstung der Technik sind räumliche Beschränkungen möglich, da am Kessel-Abgasaustritt nicht immer die Möglichkeit zum nachträglichen Einbau besteht.

#### 4.8.4 Medienübergreifende (Cross media-) Effekte

##### ► Rohstoffverbrauch

##### ► Energieverbrauch

Die Errichtung der SCR ist mit einem relativ hohen apparatetechnischen Aufwand verbunden (Katalysator und Gehäuse, Ventilatoren, Zuleitungen, Reagenztank), der mit einem relativ großen Rohstoffverbrauch (z. B. für Edelstahl, Vanadium) verbunden ist. Der Betrieb der Anlage ist mit (Elektro-) Energieverbrauch zum Betrieb von Ventilatoren und Druckluft-Einrichtungen verbunden.

Die Herstellung und Nutzung des Reagenzes (Harnstoff oder Ammoniakwasser) ist mit einem Rohstoff- und Energieverbrauch verbunden (siehe vorheriges Kapitel).

#### **4.8.5 Kosten**

Im Gegensatz zur SNCR ist der apparatetechnische Aufwand der SCR größer, die Betriebskosten sind jedoch aufgrund des geringeren Ammoniak- bzw. Harnstoff-Verbrauchs deutlich geringer. Für mittelgroße Feuerungsanlagen im betrachteten Leistungsbereich werden die Investitionskosten bei Minderungsraten von 90 % mit etwa 100.000 EUR angegeben (UBA-Workshop 2022). Diese Kosten nennt auch ein Kalkulationsprogramm aus den Niederlanden (IPLO 2022).

## 5 Vergleich der Anforderungen an Heizöl- und Erdgasfeuerungen mit 1 - < 10 MW in ausgewählten europäischen Ländern

Dieses Kapitel dokumentiert die Recherchen zu den Anforderungen an Öl- und Gasfeuerungen mit 1 bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung in Dänemark, Deutschland, Flandern (Belgien), den Niederlanden, Österreich und der Schweiz. Die Informationen wurden durch Literatur-Recherchen, Kontakte zu Personen, die für die Regulierung von mittelgroßen Feuerungsanlagen zuständig sind, sowie durch einen Workshop zum Thema recherchiert (UBA-Workshop 2022).

### 5.1 Übersicht der ausgewählten europäischen Länder

Tabelle 57 gibt eine Übersicht über Grenzwert- und Messanforderungen an mittelgroße Feuerungsanlagen in sechs ausgewählten europäischen Ländern. Die Anforderungen in den betrachteten Ländern weichen deutlich voneinander ab.

Zum einen sind die gemessenen Parameter in den betrachteten Ländern unterschiedlich. Die Niederlande verlangen beispielsweise für Erdgasfeuerungen nur die Einhaltung eines Grenzwertes für Stickstoffoxide, während die übrigen fünf Länder auch Grenzwerte für Kohlenmonoxid festsetzen. Flandern verlangt zusätzlich bei Erdgasfeuerungen auch die Einhaltung von Grenzwerten für Schwefeldioxide und Staub. Beim Einsatz flüssiger Brennstoffe setzen alle betrachteten Länder Grenzwerte für Stickstoffoxide sowie - mit Ausnahme von Dänemark und den Niederlanden - für Staub, Kohlenmonoxid oder die Rußzahl. Zusätzlich zu CO, NO<sub>x</sub>, Staub oder der Rußzahl verlangt Flandern bei der Feuerung mit flüssigen Brennstoffen auch die Einhaltung von zwei Grenzwerten für Schwermetalle (Vanadium und Nickel).

Die Betrachtung der Grenzwerte zeigt, dass in den meisten Fällen niedrigere Grenzwerte von Ländern festgelegt wurden, die die Messunsicherheit vom Messergebnis abziehen. Dies ist jedoch nicht für alle Parameter der Fall. Beispielsweise ist der CO-Grenzwert für Neuanlagen in Österreich und Deutschland ähnlich, obwohl die Messunsicherheit in Österreich abzuziehen und Deutschland zu addieren ist. Die NO<sub>x</sub>-Grenzwerte für Erdgasfeuerungen in Flandern und in den Niederlanden unterscheiden sich nicht wesentlich, wenngleich in Flandern die Messunsicherheit addiert und in den Niederlanden subtrahiert wird.

Die Messzyklen liegen für kleinere Anlagen mit 1 bis unter 5 MW bei zwei Jahren in Belgien, Dänemark und der Schweiz gegenüber drei Jahren in Österreich, Deutschland und den Niederlanden. Für Anlagen ab 5 MW sind die Messzyklen in Flandern und Dänemark mit drei Monaten bzw. einem Jahr deutlich kürzer als in den übrigen vier Ländern, wo sie zwei Jahre (Schweiz) oder drei Jahre betragen (Österreich, Deutschland, Niederlande).

Die Messdauer beträgt dreimal 30 Minuten außer in Flandern mit einmal 60 bis 90 Minuten und Dänemark, wo zweimal 45 Minuten vorgeschrieben sind. Der Grenzwertabgleich erfolgt teilweise mit dem Mittelwert aus den Messungen (Dänemark, Schweiz), teilweise wird jeder Einzelwert für den Abgleich mit dem Grenzwert herangezogen (Deutschland, Niederlande).

**Tabelle 57: Anforderungen an bestehende mittelgroße Feuerungsanlagen in Flandern/Belgien, Dänemark, Schweiz, Österreich, Deutschland und den Niederlanden**

	<b>Flandern (1-20 MW)</b>	<b>DK (&lt; 10 MW)</b>	<b>CH (&lt; 10 MW)</b>	<b>AT (1-20 MW)</b>	<b>DE (1-10 MW)</b>	<b>NL (1-20 MW)</b>
Grenzwerte Erdgas (Spanne Min.-Max. <sup>7)</sup> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NOx: 80-300 CO: 100-250 SO <sub>2</sub> : 35 Staub: 5-50	NOx: 100-105 CO: 125	NOx: 80 CO: 100 NH <sub>3</sub> : 30	NOx: 100-120 CO: 80	NOx: 100-150 CO: 80-110	NOx: 70
Grenzwerte Heizöl (Spanne Min.-Max. <sup>8</sup> ) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NOx: 185-650 CO: 175-250 SO <sub>2</sub> : 170-1700 Staub: 5-200 Nickel: 3 Vanadium: 5	NOx: 180 CO: 165	NOx: 80 CO: 100 NH <sub>3</sub> : 30 Rußzahl: 1	NOx: 150 CO: 80 Staub: 10-20	NOx: 200 CO: 80-150 Rußzahl: 1	NOx: 120 SO <sub>2</sub> : 200 Staub: 5
Anforderung bezüglich der Messunsicherheit	Addition	Keine Berück- sichtigung	Subtraktion	Subtraktion	Addition	Subtraktion
Messunsicherheit max.	Alle Parameter: 30 %	-	-	NOx: 20 % CO: 10 % Staub: 30 %	-	NOx: 20 % SO <sub>2</sub> : 20 % Staub: 30 %
Messdauer	Eine Messung (60 min. oder 90 min.)	2 x 45 Minuten	3 x 30 Minuten	3 x 30 Minuten	3 x 30 Minuten	3 x 30 Minuten
Grenzwert- Abgleich	Mittel aller Einzelwerte	Mittel aller Einzelwerte	Mittel aller Einzelwerte	Jeder Einzelwert	Jeder Einzelwert	Jeder Einzelwert
Lastzustand während der Messung	Typischer Lastzustand	-	Mehrere Lastzu- stände	Typischer Lastzustand	Typischer Lastzustand	mindestens 60 % Last
Messzyklen (nur Anlagen > 500 Jahres- betriebsstunden)	Alle 2 Jahre für 1 - < 5 MW  Alle 3 Monate für 5 - < 20 MW	Alle 2 Jahre für < 5 MW  Einmal pro Jahr für 5 - < 10 MW und > 3000 Stunden/a	Alle 2 Jahre	Alle 3 Jahre	Alle 3 Jahre	Alle 3 Jahre für Neuanlagen  Einmalig für bestehende Anlagen (Alle 3 Jahre ab 2025 für ≥ 5 MW und

<sup>7</sup> Die Emissionsgrenzwerte (angegeben in Spannen) hängen von der Anlagenkapazität, den Betriebsstunden und dem Datum der ersten Genehmigung (bestehend/neu) ab.

<sup>8</sup> Die Emissionsgrenzwerte (angegeben in Spannen) hängen von der Anlagenkapazität, den Betriebsstunden und dem Datum der ersten Genehmigung (bestehend/neu) ab.

	<b>Flandern (1-20 MW)</b>	<b>DK (&lt; 10 MW)</b>	<b>CH (&lt; 10 MW)</b>	<b>AT (1-20 MW)</b>	<b>DE (1-10 MW)</b>	<b>NL (1-20 MW)</b>
						ab 2030 für 1 - 5 MW
Technik und BVT	Low NOx Brenner sind Standard für bestehende und für neue Anlagen	k. A.	Großteil Zweistoffbrenner und Umstellungstrend auf Heizöl; Verbot von Schweröl	Low NOx Brenner sind Standard für bestehende und Neuanlagen	Low NOx Brenner sind der Standard für Neuanlagen	Low NOx Brenner sind der Standard für bestehende und Neuanlagen

Quelle: UBA-Workshop (2022)

## 5.2 Dänemark

Die EU-Richtlinie für mittelgroße Feuerungsanlagen (EU-Richtlinie 2015) wird in Dänemark durch den Erlass Nr. 1535 (BEK 2019) in nationales Recht umgesetzt. Die Anforderungen wurden in eine bestehende Regulierung aus dem Jahr 2001 integriert.

### 5.2.1 Grenzwerte

Tabelle 58 zeigt die Emissionsgrenzwerte des Erlasses für Feuerungsanlagen bis unter 10 MW.

**Tabelle 58: Emissionsgrenzwerte Feuerungsanlagen < 10 MW (3 % O<sub>2</sub>) in Dänemark**

<b>Brennstoff</b>	<b>Anlagenalter</b>	<b>NO<sub>x</sub> [mg/Nm<sup>3</sup>]</b>	<b>SO<sub>2</sub> [mg/Nm<sup>3</sup>]</b>	<b>CO [mg/Nm<sup>3</sup>]</b>
Erdgas	Bestehende Anlagen	105*	-	125
	Neuanlagen	100	-	125
Biogas	Bestehende Anlagen	105**	200**	125
	Neuanlagen	105	100	125
Heizöl	Bestehende Anlagen	180	-	165
	Neuanlagen	180	-	165

\* 200 mg/Nm<sup>3</sup> für Anlagen, die vor Juni 2001 genehmigt wurden

\*\* 170 mg/Nm<sup>3</sup> für Anlagen > 5 MW

Quelle: BEK (2019)

## 5.2.2 Messungen

Die Messperioden hängen in Dänemark von der Anlagenkapazität und den Betriebsstunden ab. Anders als in den übrigen betrachteten Ländern sind zwei Einzelmessungen von je 45 Minuten Dauer erforderlich (anstelle von dreimal 30 Minuten in den meisten betrachteten Ländern). Der Grenzwert ist eingehalten, wenn der arithmetische Mittelwert, gebildet aus den Ergebnissen der Einzelmessungen, kleiner oder gleich dem Grenzwert ist.

Tabelle 59 zeigt die Messperioden zur Überprüfung der Einhaltung der Emissionsgrenzwerte bei mittelgroßen Feuerungsanlagen (< 10 MW).

**Tabelle 59: Messperioden für mittelgroße Feuerungsanlagen (< 10 MW) in Dänemark**

Nennwärmeleistung oder Betriebsstunden	≤ 5 MW	Erdgas und Gasöl: > 5 - < 10 MW und ≤ 3000 Betriebsstunden pro Jahr <sup>9</sup>	Erdgas und Gasöl: > 5 - < 10 MW und > 3000 Betriebsstunden pro Jahr <sup>10</sup>	Biogas: < 10 MW
Messperiode	Alle 2 Jahre	Alle 2 Jahre	Jährlich	Jährlich

Quelle: BEK (2019)

## 5.2.3 Messunsicherheit

In Dänemark wird die Messunsicherheit bei der Grenzwertüberprüfung nicht berücksichtigt.

## 5.2.4 Eingesetzte Techniken und Messwerte

Informationen zu eingesetzten Minderungstechniken und aktuellen Messwerten liegen in der zuständigen Umweltagentur nicht vor. (UBA-Workshop 2022)

# 5.3 Deutschland

In Deutschland setzt die 44. BImSchV die EU-Richtlinie (2015) in nationales Recht um.

Low NO<sub>x</sub>-Brenner und O<sub>2</sub>-Regelung werden in bestehenden Anlagen nur selten eingesetzt. Die Installation von Low NO<sub>x</sub>-Brennern in Neuanlagen ist üblich. SCR- und SNCR-Techniken werden in Heizöl- und Erdgasfeuerungen mit 1 – 10 MW nicht eingesetzt. (UBA-Workshop 2022)

## 5.3.1 Grenzwerte

In der 44. BImSchV sind Grenzwerte für die Parameter NO<sub>x</sub>, CO und Rußzahl einzuhalten. Auch der maximale Abgaswärmeverlust ist vorgegeben. Tabelle 60 nennt die Emissionsgrenzwerte für Anlagen mit einer Leistung von 1 MW -< 10 MW.

<sup>9</sup> Als gleitender Durchschnitt über einen Zeitraum von fünf Jahren

<sup>10</sup> Als gleitender Durchschnitt über einen Zeitraum von fünf Jahren



**Tabelle 60: Emissionsgrenzwerte Feuerungsanlagen 1 - < 10 MW (3 % O<sub>2</sub>) in Deutschland**

Brennstoff	Anlagenalter	NO <sub>x</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Rußzahl	Abgasverlust
Erdgas	Neuanlagen	100	80	-	9 %
	Bestehende Anlagen	- (150)*	110	-	9 %
Heizöl	Neuanlagen	200	80	1	9 %
	Bestehende Anlagen	- (200)*	150	1	9 %

\* Ab 1.1.2025, bis dahin müssen die Anlagen auf dem Prüfstand die Einhaltung von NO<sub>x</sub>-Werten nachweisen, die bei mehr als 400 kW Nennwärmeleistung 185 mg/kWh für Heizöl-, 120 mg/kWh für Erdgasfeuerungen betragen (1. BImSchV 2010).  
Quelle: 44. BImSchV (2019)

### 5.3.2 Messungen

Tabelle 61 nennt die Messzyklen, die in der 44. BImSchV vorgegeben sind. Sowohl bei bestehenden als auch bei neuen Anlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung sind Messungen alle drei Jahre durchzuführen. Jeder Messzyklus umfasst drei halbstündige Messungen. Dabei muss die Anlage „unter stabilen Bedingungen und bei einer repräsentativen gleichmäßigen Last laufen“ (44. BImSchV 2019). Es ist üblich, dabei nach Möglichkeit mindestens eine der Einzelmessungen während Volllast durchzuführen (UBA-Workshop 2022).

Die Messung ist von anerkannten Messinstituten durchzuführen. Nicht genehmigungsbedürftige Anlagen mit 1 MW bis unter 10 MW dürfen auch von Schornsteinfeger\*innen gemessen werden.

**Tabelle 61: Messperioden für mittelgroße Feuerungsanlagen (1 - < 10 MW) in Deutschland**

Anlagentyp	1 - < 10 MW
Bestehende Anlagen	Alle 3 Jahre
Neuanlagen	Alle 3 Jahre

Quelle: 44. BImSchV (2019)

### 5.3.3 Messunsicherheit

Die Grenzwerte werden eingehalten, wenn kein Ergebnis einer Einzelmessung zuzüglich der Messunsicherheit einen Emissionsgrenzwert überschreitet.

Die Höhe der addierten Messunsicherheit hängt von den Messgeräten und -bedingungen ab. Die anerkannten Messstellen bestimmen die Unsicherheit bei den eingesetzten Messmethoden. Die Schornsteinfeger\*innen verwenden Messgeräte mit einer gerätespezifischen Messunsicherheit, die für Öl- und Gasfeuerungen in der VDI-Richtlinie 4206-1 (2010) benannt werden.

### 5.3.4 Eingesetzte Techniken und Messwerte

Für Informationen zu eingesetzten Minderungsstechniken siehe Kapitel 3.2 und zu aktuellen Emissionswerten siehe Kapitel 3.4 und Kapitel 3.5.

## 5.4 Flandern (Belgien)

In Belgien ist die Umweltpolitik auf regionaler Ebene geregelt, wobei unterschiedliche Rechtsvorschriften und Grenzwerte für die drei Regionen Flandern, Wallonien und Brüssel gelten. Im Rahmen des Projekts wurde die Region Flandern betrachtet.

In Flandern wird die EU-Richtlinie für mittelgroße Feuerungsanlagen (EU-Richtlinie 2015) durch das Dekret der flämischen Regierung „VLAREM II“ (2022) in regionales Recht umgesetzt.

Die EU-Anforderungen wurden in eine bestehende Regulierung integriert. Durch eine Differenzierung der Grenzwerte nach diversen Altersgruppen sind die Regelungen im Vergleich zu den anderen betrachteten Ländern deutlich umfangreicher. Neben der Unterscheidung nach Brennstoff, Anlagenkapazität und Betriebsstunden gelten zusätzlich differenzierte Grenzwerte für Anlagen, die vor dem 20.12.2018 in Betrieb genommen wurden. Die Definition verschiedener Altersgruppen bestehender Anlagen und neuer Anlagen erfolgt in Artikel 1.1.2 des Dekretes.

### 5.4.1 Grenzwerte

Die Grenzwerte unterscheiden nach bestehenden Anlagen, die vor dem Jahr 1993 genehmigt wurden, und sechs Kategorien von „Neuanlagen“, je nach Genehmigungszeitraum. Tabelle 62 nennt die Altersklassen, für die Grenzwerte für Heizöl- und Erdgasanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung bis 10 MW festgelegt wurden.

**Tabelle 62: Altersgruppen bestehender und neuer Anlagen in Flandern**

Anlagengruppe	Genehmigung	Inbetriebnahme
Bestehende Anlage	vor 1993	
Neuanlage 1)	1993 – 1995	
Neuanlage 2)	1996 – 2004	
Neuanlage 3a)	2005 – 2009	
Neuanlage 3b)	2010 – 2013	
Neuanlage 4)	2014 - 19.12.2017	bis 19.12.2018
Neuanlage 5)	ab 20.12.2017	ab 20.12.2018

Quelle: VLAREM II (2022)

Grenzwerte für flüssige Brennstoffe sind für die Leistungsgruppe 0,3 bis 5 MW in Tabelle 63 und für die Leistungsgruppe mit mehr als 5 MW in Tabelle 64 dargestellt.

**Tabelle 63: Emissionsgrenzwerte für mittelgroße Feuerungsanlagen (1 - 5 MW) für flüssige Brennstoffe (3 % O<sub>2</sub>) in Flandern**

Anlagen- gruppe	Leistung [MW]	NO <sub>x</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	SO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Staub [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Nickel [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Vanadium [mg/Nm <sup>3</sup> ]
Genehmigung bis 1992	0,3 - 5	650	1700	200	250	3	5
Genehmigung 1993 - 1995	0,3 - 2	450	1700	100	175	3	5
Genehmigung 1993 - 1995	≥ 2 - 5	600	1700	100	175	3	5

Anlagen- gruppe	Leistung [MW]	NOx [mg/Nm <sup>3</sup> ]	SO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Staub [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Nickel [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Vanadium [mg/Nm <sup>3</sup> ]
Genehmigung 1996 - 2004	0,3 - 2	250	170	100	175	3	5
Genehmigung 1996 - 2004	≥ 2 - 5	600	1700	100	175	3	5
Genehmigung 2005 - 2013	0,3 - 2	185	170	100	175	3	5
Genehmigung 2005 - 2013	≥ 2 - 5	525	1700	100	175	3	5
Genehmigung 2014 - 19.12.17 und Inbetrieb- nahme vor 20.12.2018	0,3 - 5	185	170	5	175	3	5
Inbetriebnahme ab 20.12.2018	0,3 - 5	185	170	5 (50)*	175	3	5

\* Der Wert in Klammern gilt für Anlagen mit weniger als 500 Betriebsstunden pro Jahr

Quelle: VLAREM II (2022)

Der niedrigste NOx-Grenzwert für Heizöl von 185 mg/Nm<sup>3</sup> gilt für Anlagen mit 0,3 MW bis 2 MW, die ab 1.1.2005 genehmigt wurden. Für größere Anlagen mit 2 MW bis 5 MW gilt dieser relativ niedrige Grenzwert für Anlagen, deren Genehmigung ab 1.1.2014 erteilt wurde.

**Tabelle 64: Emissionsgrenzwerte für mittelgroße Feuerungsanlagen (> 5 - 10 MW) für flüssige Brennstoffe (Sauerstoffgehalt 3 %) in Flandern**

Anlagen- gruppe	Leistung [MW]	NOx [mg/Nm <sup>3</sup> ]	SO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Staub [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Nickel [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Vanadium [mg/Nm <sup>3</sup> ]
Genehmigung bis 1992	> 5 - 10	650 (400)* (200)**	1700 (350)*	200	250	3	5
Genehmigung 1993 - 2013	> 5 - 10	400 (200)**	1700 (350)*	50	175	3	5
Genehmigung 2014 - 19.12.17 und Inbetrieb- nahme vor 20.12.2018	> 5 - 10	250 (200)**	170	10	175	3	5
Inbetriebnahme ab 20.12.2018	> 5 - 10	200 (250)***	170	10 (50)***	175	3	5

\* Der Wert gilt ab 2025, \*\* Der Wert gilt ab 2025 für Heizöl

\*\*\* Der Wert gilt für Anlagen mit weniger als 500 Betriebsstunden pro Jahr

Quelle: VLAREM II (2022)

Grenzwerte für Erdgas sind in Tabelle 65 (0,3 - 5 MW) und Tabelle 66 (> 5 MW) dokumentiert.

**Tabelle 65: Emissionsgrenzwerte für mittelgroße Feuerungsanlagen (0,3 - 5 MW) für Erdgas (3 % O<sub>2</sub>) in Flandern**

Anlagenalter	Leistung [MW]	NO <sub>x</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	SO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Staub [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]
Genehmigung bis 1992	0,3 - 5	150	35	50	250
Genehmigung 1993 - 2009	0,3 - 5	150	35	5	100
Genehmigung 2010 - 19.12.2017 und Inbetriebnahme vor 20.12.2017 oder Inbetriebnahme ab 20.12.2018	0,3 - 5	80	35	5	100

Quelle: VLAREM II (2022)

Für Erdgasfeuerungen im Leistungsbereich 0,3 MW bis 5 MW gilt der NO<sub>x</sub>-Emissionsgrenzwert von 80 mg/Nm<sup>3</sup> bereits für Anlagen, die ab dem 1.1.2010 genehmigt wurden.

**Tabelle 66: Emissionsgrenzwerte für mittelgroße Feuerungsanlagen (> 5 - 10 MW) für Erdgas (3 % O<sub>2</sub>) in Flandern**

Anlagenalter	Leistung [MW]	NO <sub>x</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	SO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Staub [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]
Genehmigung bis 1992	> 5 - 10	300	35	50	250
Genehmigung 1993 - 1995	> 5 - 10	300	35	5	100
Genehmigung 1996 - 2013	> 5 - 10	150	35	5	100
Genehmigung 2014 - 19.12.2017 und Inbetriebnahme vor 20.12.2018 oder Inbetriebnahme ab 20.12.2018	> 5 - 10	80	35	5	100

Quelle: VLAREM II (2022)

Für Heizöl- und Erdgas-Feuerungen gelten ab dem 1.1.2030 verschärfte Anforderungen, die hier nicht dargestellt sind.

## 5.4.2 Messungen

Die Messanforderungen für mittelgroße Feuerungsanlagen mit 1 bis unter 50 MW sind in Flandern in Abschnitt 5.43.2 des Dekretes geregelt (VLAREM 2022). Tabelle 67 zeigt die festgelegten Messperioden für mittelgroße Feuerungsanlagen mit 1 MW bis unter 20 MW Feuerungswärmeleistung.

**Tabelle 67: Messperioden für mittelgroße Feuerungsanlagen (1 - < 20 MW) in Flandern**

Kapazität und Laufzeit	1 – < 5 MW und < 500 Stunden	5 – < 20 MW und < 500 Stunden	1 – < 5 MW und > 500 Stunden	5 – < 20 MW und > 500 Stunden
Messzyklus	Alle 5 Jahre oder nach 1500 Stunden	Alle 2 Jahre	Alle 2 Jahre	Alle 3 Monate

Quelle: VALREM II (2022)

Das Dekret enthält eine offene Definition der Messperiode(n). Es erlaubt eine Einzelmessung von einer Stunde oder von neunzig Minuten Dauer. Es ist der durchschnittliche Messwert aus allen Messperioden zu bilden. Die Messungen müssen bei einer Leistung durchgeführt werden, die der realen Situation so gut wie möglich entspricht.

### 5.4.3 Messunsicherheit

Die Messunsicherheit darf für alle Parameter maximal 30 % des Messergebnisses betragen. Die Messunsicherheit ist zum Messergebnis zu addieren. Im Jahr 2022 fand eine Überprüfung dieser Vorgehensweise statt. (UBA-Workshop 2022)

### 5.4.4 Eingesetzte Techniken und Messwerte

Low NO<sub>x</sub>-Brenner sind in Flandern nach Angaben der zuständigen Behörde der Standard. SCR und SNCR kommen bei größeren Feuerungsanlagen zum Einsatz, nicht aber bei mittelgroßen Feuerungsanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Feuerungswärmeleistung. (UBA-Workshop 2022)

Aktuelle Messwerte aus mittelgroßen öl- und gasgefeuerten Anlagen mit 1 - 10 MW stehen nicht zur Verfügung (UBA-Workshop 2022); zuletzt wurde vor 20 Jahren eine Studie zu den besten verfügbaren Techniken in bestehenden mittelgroßen Feuerungsanlagen durchgeführt (Goovaerts et al. 2002); eine Abschätzung von mit BVT erreichbaren Emissionswerten in ausschließlich neuen Anlagen erfolgte in einer Studie vor 10 Jahren (Dils/Huybrechts 2012).

## 5.5 Niederlande

Die EU-Richtlinie über mittelgroße Feuerungsanlagen (EU-Richtlinie 2015) wird durch § 3.2.1. des Erlasses über Umweltmanagementaktivitäten („Aktiviteitenbesluit milieubeheer“) in niederländisches Recht umgesetzt (Aktiviteitenbesluit 2022).

### 5.5.1 Grenzwerte

Tabelle 68 nennt die Grenzwerte, die für mittelgroße Feuerungsanlagen mit 1 bis unter 20 MW in den Niederlanden gelten, wenn sie mit Erdgas oder flüssigen Brennstoffen betrieben werden.

Der NO<sub>x</sub>-Grenzwert von 70 mg/Nm<sup>3</sup> gilt seit 1998 für neu in Betrieb genommene Anlagen. Seit 2017 gilt dieser auch für vor 1998 in Betrieb genommene Anlagen. Anlagen mit weniger als 500 Betriebsstunden pro Jahr sind von den Grenzwerten ausgenommen. (UBA-Workshop 2022)

**Tabelle 68: Emissionsgrenzwerte für Feuerungsanlagen 1 - < 20 MW (3 % O<sub>2</sub>) in den Niederlanden**

Brennstoff	NO <sub>x</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	SO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Staub [mg/Nm <sup>3</sup> ]
Erdgas	70	-	-
Flüssige Brennstoffe	120	200	5

Quelle: Aktiviteitenbesluit (2022)

### 5.5.2 Messungen

Tabelle 69 zeigt die erforderlichen Messperioden für bestehende Anlagen und für Neuanlagen. Bei bestehenden Anlagen ist lediglich eine einmalige Messung innerhalb der ersten vier Wochen nach Inbetriebnahme oder jeweils bei Aktualisierung der Emissionsgrenzwerte durchzuführen. Ab 2025 gilt für bestehende Anlagen ab 5 MW eine dreijährige Messpflicht, ab 2030 gilt die dreijährige Messpflicht auch für Anlagen mit 1 MW bis unter 5 MW.

**Tabelle 69: Messperioden für mittelgroße Feuerungsanlagen (1 - 20 MW) in den Niederlanden**

Anlagentyp	Neuanlage (ab 20.12.2018)	Bestehende Anlage 1 – < 5 MW	Bestehende Anlage ≥ 5 MW
< 2025	Alle 3 Jahre	Einmalig	Einmalig
Ab 2025	Alle 3 Jahre	Einmalig	Alle 3 Jahre
Ab 2030	Alle 3 Jahre	Alle 3 Jahre	Alle 3 Jahre

Quelle: Infomil (2022)

Eine Emissionsmessung umfasst drei halbstündige Messungen bei einer Betriebslast von mindestens 60 %. Dies ist besonders relevant für Gewächshäuser mit saisonalem und kulturpflanzenpezifischem Wärmebedarf. Um sicherzustellen, dass dieses Minimum eingehalten wird, sollen die Messungen entsprechend geplant werden.

Messungen in mittelgroßen Feuerungsanlagen müssen von zertifizierten Messstellen gemäß dem Standard „SCIOS Scope 6“ durchgeführt werden. SCIOS, das „Zertifizierungssystem für das Qualitätsmanagementsystem zur Durchführung der Wartung und Überwachung technischer Anlagen“ ist eine Stiftung, die die Regeln zur Überwachung von Anlagen festlegt.<sup>11</sup> SCIOS erfasst sowohl die Registrierung mittelgroßer Feuerungsanlagen als auch die Messergebnisse in einer nationalen Datenbank.

Verantwortlich für die Überprüfung der Einhaltung der Grenzwerte ist in den Niederlanden die jeweils zuständige Behörde (Kommune oder Umweltamt).

### 5.5.3 Messunsicherheit

Die Grenzwerte werden eingehalten, wenn keines der Ergebnisse der Einzelmessungen nach Abzug der Messunsicherheit gleich oder kleiner ist als der Emissionsgrenzwert.

Die maximal zulässige Messunsicherheit für jeden Parameter ist in Tabelle 70 angegeben.

**Tabelle 70: Maximale Messunsicherheiten in den Niederlanden**

Schadstoff	Maximale Messunsicherheit
NO <sub>x</sub>	20 %
SO <sub>2</sub>	20 %
Staub	30 %

Quelle: Bal (2022)

### 5.5.4 Eingesetzte Techniken und Messwerte

Low NO<sub>x</sub>-Brenner sind in bestehenden und neuen Anlagen der Standard. Ihr Betrieb trägt entscheidend zur Einhaltung des NO<sub>x</sub>-Grenzwertes von 70 mg/Nm<sup>3</sup> bei, wobei die Messunsicherheit mit maximal 20 % bei der Überprüfung vom Messwert abgezogen wird.

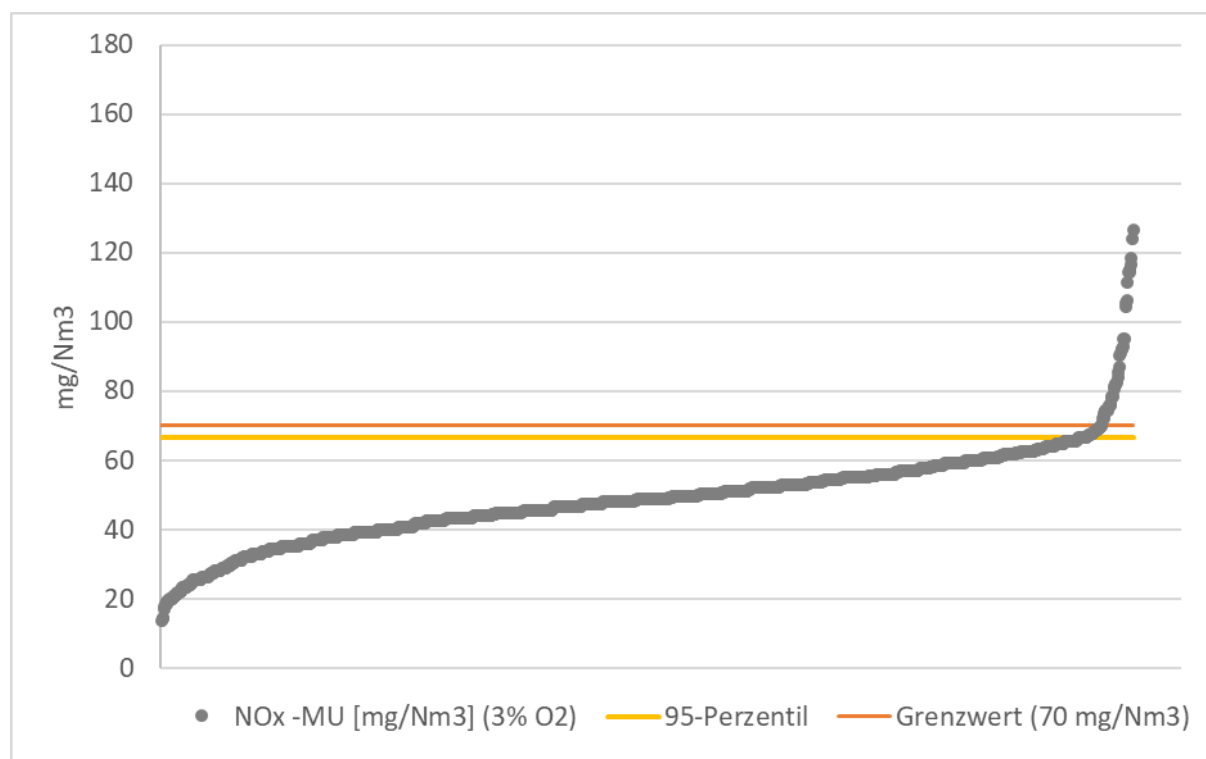
Die folgenden drei Diagramme zeigen NO<sub>x</sub>-Messwerte von 1.140 niederländischen mittelgroßen Feuerungsanlagen (alle erdgasbefeuert). Die Diagramme basieren auf einem Auszug aus der SCIOS-Datenbank mit Messwerten ab dem Jahr 2017, als der Grenzwert von 70 mg/Nm<sup>3</sup> auch für bestehende Anlagen gültig wurde.

<sup>11</sup> SCIOS: <https://www.scios.nl/>

Abbildung 64 entspricht der Herangehensweise in den Niederlanden, das heißt, von den Messwerten wurde zum Abgleich mit dem Grenzwert von 70 mg/Nm<sup>3</sup> die maximal zulässige Messunsicherheit von 20 % subtrahiert (die realen Messunsicherheiten liegen in der Regel niedriger, wie für neuere Werte der SCIOS-Datenbank seit dem Jahr 2022 dokumentiert wird). Das 95-Perzentil der Messwerte liegt bei 66,4 mg/Nm<sup>3</sup>, das heißt, 95 % der Messwerte halten den Grenzwert bei voller Ausschöpfung der maximal zulässigen Messunsicherheit ein.

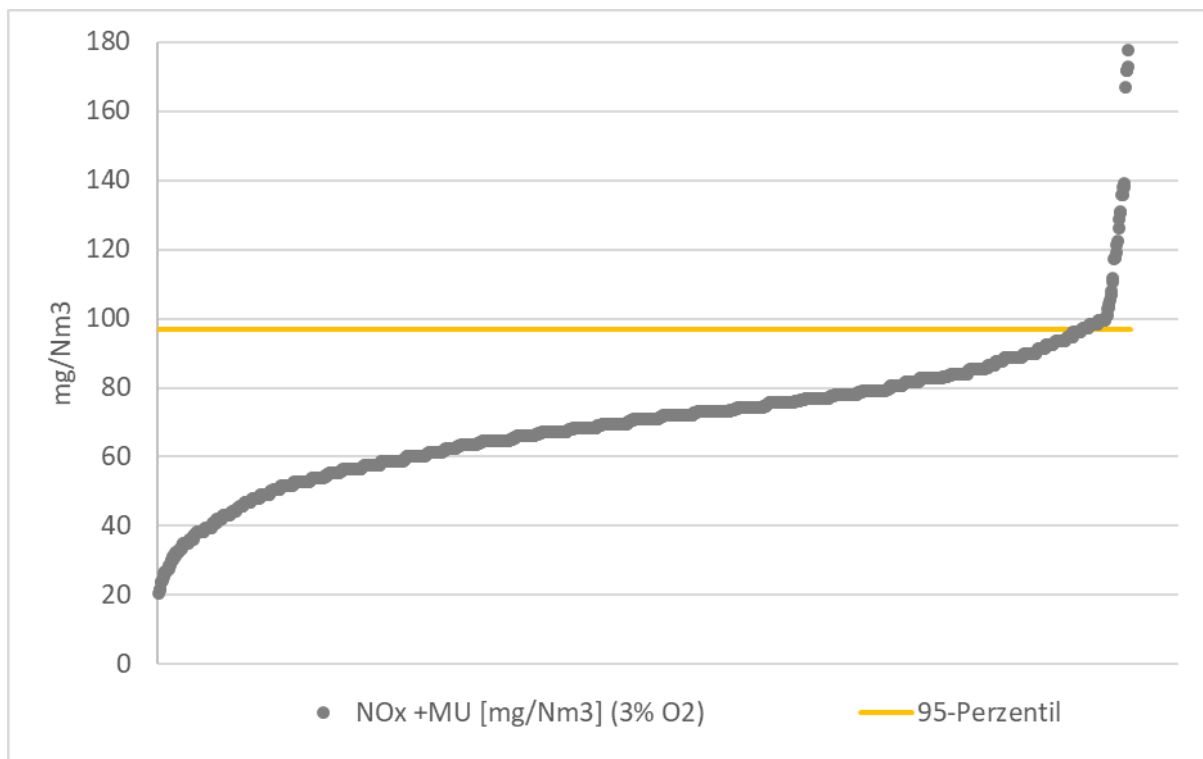
Wenn die maximal zulässige Messunsicherheit von 20 % zu den Messwerten addiert wird, ergibt sich ein 95-Perzentil von 96,9 mg/Nm<sup>3</sup> (Abbildung 66). Diese Veränderung der Messwerte entspricht der Herangehensweise für den Grenzwertabgleich in Deutschland. Die Grenzwertsetzung von 70 mg/Nm<sup>3</sup> bei einer Subtraktion der Messunsicherheit entspricht somit in etwa einer Grenzwertsetzung von 100 mg/Nm<sup>3</sup> bei einer Addition der Messunsicherheit.

**Abbildung 64: NO<sub>x</sub>-Emissionswerte in Erdgasanlagen (1 bis 10 MW) in den Niederlanden nach Subtraktion der maximal zulässigen Messunsicherheit (n = 1140)**



Quelle: SCIOS (2022)

**Abbildung 65: NO<sub>x</sub>-Messwerte aus Erdgasanlagen (1 bis 10 MW) in den Niederlanden nach Addition der maximal zulässigen Messunsicherheit von 20 % (n = 1140)**

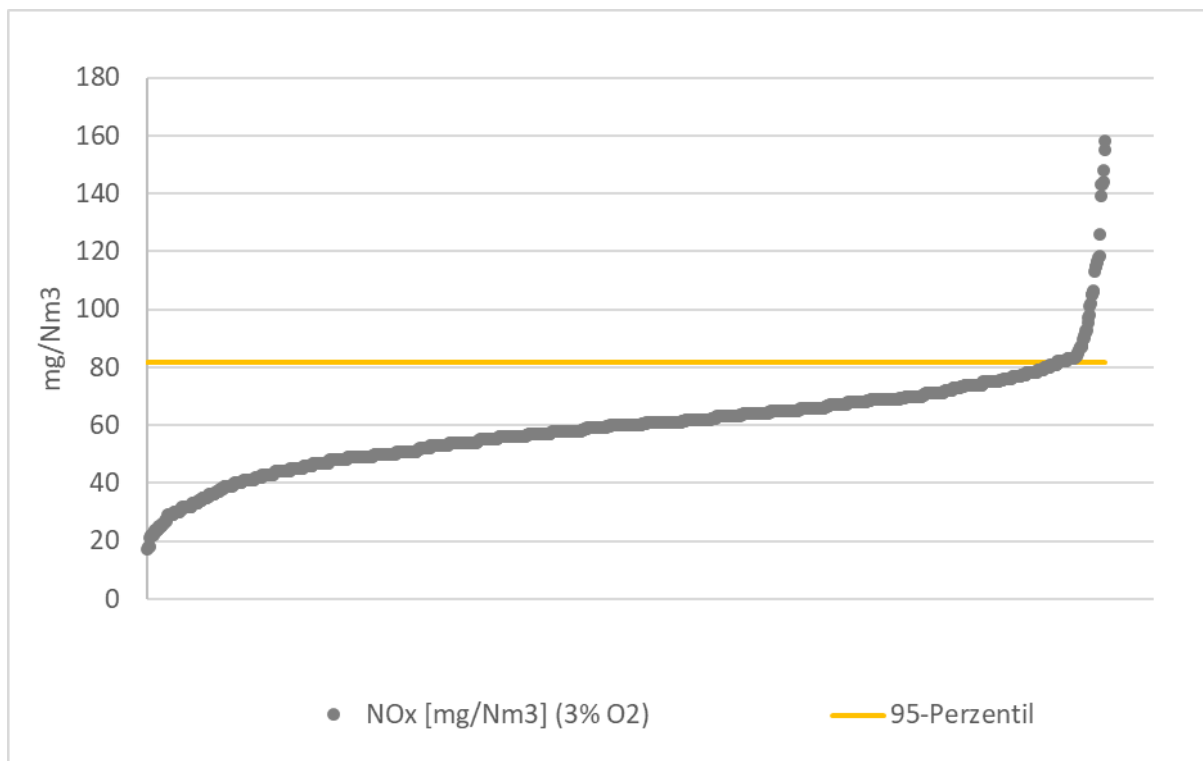


Quelle: SCIOS (2022)

Wenn bei den Messwerten keine Messunsicherheit betrachtet wird, liegt das 95-Perzentil der Messwerte bei 81,8 mg/Nm<sup>3</sup> (Abbildung 66). Diese Herangehensweise zum Grenzwertabgleich entspricht der Praxis in Dänemark (keine Berücksichtigung der Messunsicherheit).



**Abbildung 66: NO<sub>x</sub>-Emissionswerte von Erdgasanlagen (1 bis 10 MW) in den Niederlanden ohne Berücksichtigung der Messunsicherheit (n = 1140)**

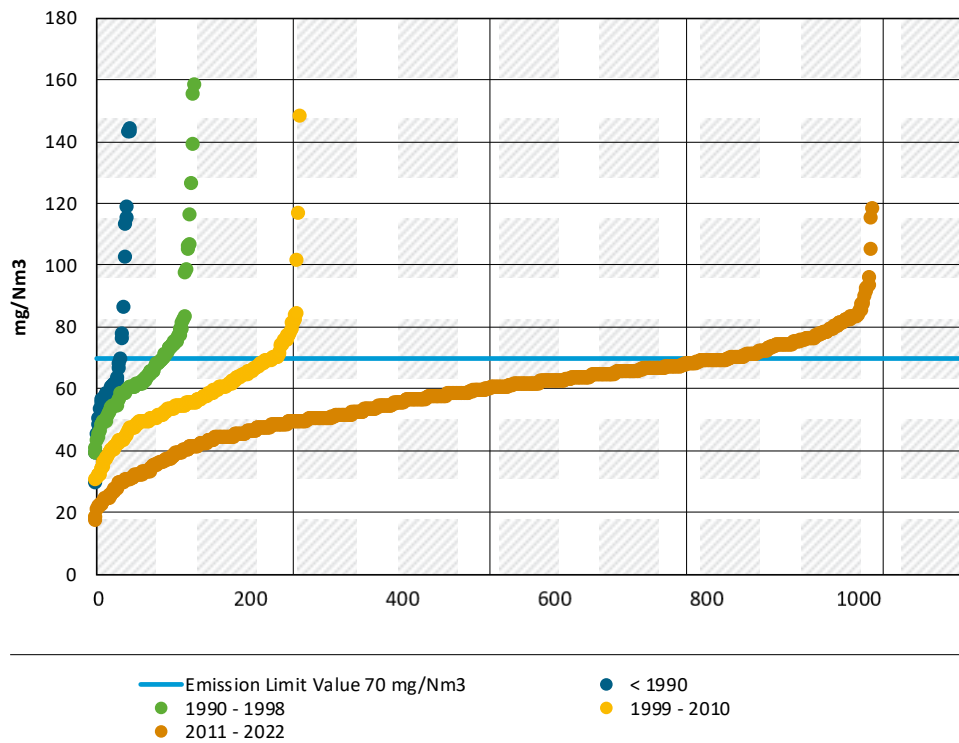


Quelle: SCIOS (2022)

Abbildung 67 zeigt die Emissionswerte nach Abzug der Messunsicherheit sortiert nach Inbetriebnahme-Altersgruppen. Für jede Altersgruppe liegt die überwiegende Mehrheit der Messungen unter dem NO<sub>x</sub>-Grenzwert von 70 mg/Nm<sup>3</sup>.

Das 95-Perzentil markiert in der Grafik ungefähr die Stelle, an der die Kurve der Messwerte steil ansteigt und den Grenzwert nicht nur geringfügig überschreitet. Das Emissionsniveau ist bei neueren Anlagen durch die Anwendung von Low NO<sub>x</sub>-Brennern gesunken. So liegen die niedrigsten NO<sub>x</sub>-Werte für die Altersgruppe „1990 – 1998“ bei 40 mg/Nm<sup>3</sup> und die niedrigsten Werte für „2011 – 2022“ bei 20 mg/Nm<sup>3</sup>.

**Abbildung 67: NO<sub>x</sub>-Emissionswerte aus Erdgasfeuerungen (1 - < 10 MW) in den Niederlanden abzüglich Messunsicherheit und sortiert nach vier Altersgruppen (n = 1140)**



Quelle: SCIOS (2022)

## 5.6 Österreich

In Österreich wurde die EU-Richtlinie (2015) durch die Feuerungsanlagen-Verordnung (FAV 2022) in nationales Recht umgesetzt. Dampfkessel und Abhitzeessel werden separat durch das Emissionsschutzgesetz für Kesselanlagen (EG-K) geregelt (EG-K 2015).

### 5.6.1 Grenzwerte

Tabelle 71 zeigt die für Österreich geltenden Emissionsgrenzwerte. Hinsichtlich der Emissionsgrenzwerte gelten vor allem für NO<sub>x</sub> je nach Anlagenleistung unterschiedliche Grenzwerte. Für die Überwachung der Anlagen sind die Bundeslandbehörden zuständig

**Tabelle 71: Emissionsgrenzwerte Feuerungsanlagen 0,1 - 50 MW (3 % O<sub>2</sub>) in Österreich**

Feuerung	Anlagentyp	Leistung [MW]	NO <sub>x</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Staub [mg/Nm <sup>3</sup> ]
Erdgas	Bestehend	0,1 – 3	120 <sup>12</sup>	80	-
		> 3	100 <sup>13</sup>	80	-
	Neu	≥ 1	100	80	-
Gasöl	Bestehend	1 - 2	150*	80	-
		> 2 - ≤ 5	150*	80	20
		> 5	150*	80	20**
	Neu	1 - 2	150*	80	-
		> 2	150*	80	20**

\* 200 mg/Nm<sup>3</sup> bei extraleichtem Heizöl, extraleichtem Heizöl mit niedrigem Schwefelgehalt, extraleichtem Heizöl mit biogenen Bestandteilen und flüssigen standardisierten biogenen Brennstoffen, jeweils in Hochtemperaturprozessen oder mit vorgewärmter Verbrennungsluft

\*\*10 mg/Nm<sup>3</sup> bei Heizöl extra leicht schwefelarm

Quelle: FAV (2022)

### 5.6.2 Messungen

Wie in Tabelle 72 dargestellt, müssen Anlagen mit einer Leistung von 1 MW bis unter 20 MW mindestens alle drei Jahre geprüft werden. Die FAV 2019 schreibt die periodische Messung von NO<sub>x</sub>, Staub, CO und (falls mit NO<sub>x</sub>-Minderungstechnik ausgestattet) NH<sub>3</sub> vor. Die Messung umfasst drei halbstündliche Einzelmessungen, die innerhalb von drei Stunden und bei üblicher Betriebslast durchzuführen sind.

**Tabelle 72: Messperioden für mittelgroße Feuerungsanlagen (1 - < 20 MW) in Österreich**

1 – ≤ 2 MW	> 2 MW
Alle 5 Jahre	Alle 3 Jahre

Quelle: FAV (2022)

Zu den Emissionsminderungstechniken gibt es weder eine Datenbank noch belastbare Informationen auf nationaler Ebene. Im Allgemeinen wird vermutet, dass Low NO<sub>x</sub>-Brenner und Luftstufung übliche Techniken sind. SCR und SNCR werden gelegentlich bei größeren Anlagen eingesetzt, sind aber bei Anlagen von 1 bis unter 10 MW nicht üblich.

<sup>12</sup> 200 mg/m<sup>3</sup> bei Hochtemperaturprozessen oder mit vorgewärmter Verbrennungsluft

<sup>13</sup> 200 mg/m<sup>3</sup> bei Hochtemperaturprozessen oder mit vorgewärmter Verbrennungsluft

### 5.6.3 Messunsicherheit

Die maximal zulässige Messunsicherheit ist pro Parameter in Tabelle 73 angegeben. Die Messunsicherheit darf den angegebenen Maximalwert als Anteil des jeweiligen Emissionsgrenzwertes nicht überschreiten. Zur Überprüfung der Einhaltung des Grenzwertes ist die Messunsicherheit von jedem Einzelwert abzuziehen und mit dem Grenzwert zu vergleichen.

**Tabelle 73: Maximal zulässige Messunsicherheit in Österreich**

Parameter	Maximum Messunsicherheit
CO	10 %
NO <sub>x</sub>	20 %
Staub	30 %
NH <sub>3</sub>	40 %

Quelle: FAV (2022)

### 5.6.4 Eingesetzte Techniken und Messwerte

Informationen zu eingesetzten Minderungstechniken und aktuellen Messwerten liegen im österreichischen Umweltbundesamt nicht vor, da die Bundesländer für die Überwachung zuständig sind und keine zentrale Datenbank existiert. (UBA-Workshop 2022)

## 5.7 Schweiz

Da die Schweiz nicht Mitglied der Europäischen Union ist, musste die EU-Richtlinie (2015) nicht in nationales Recht umgesetzt werden.

Die Regelung zu mittelgroßen Feuerungsanlagen weicht daher von den europäischen Vorschriften ab. Die Anlagen werden durch die Luftreinhalteverordnung (LRV 2022) geregelt, die durch die Herausgaben von Emissionsmessempfehlungen ergänzt wird (BAFU 2020).

In der Schweiz sind Low NO<sub>x</sub>-Brenner und Abgasrückführung die Standardtechniken.

Die Mehrheit der Anlagen ist mit Zweistoffbrennern ausgestattet; im Jahr 2022 war ein Trend zur Umstellung von Erdgas auf Heizöl zu beobachten.

Für Heizölfeuerungen mit weniger als 5 MW Leistung ist untersagt, Schweröl mit bis zu 2,8 % Schwefelgehalt als Brennstoff zu verwenden. Für diese Anlagen wird ab 1.6.2023 auch die Nutzung von „Heizöl EL“ (max. 0,1 % S-Gehalt) untersagt. In Heizölfeuerungen kommt bereits überwiegend die Sorte „Öko-Heizöl“ zum Einsatz (0,005 % S-Gehalt). Diese Sorte entspricht der Sorte „Heizöl EL schwefelarm“ mit einem maximalen Schwefelgehalt von 50 mg/kg. Zusätzlich sah die Schweizer Norm für Heizöl (SN 181160-2) auch eine Begrenzung des Stickstoffgehaltes auf 100 mg/kg vor - anders als die ab September 2020 in der DIN-Norm eingeführten Sorte „Heizöl schwefelarm, stickstoffarm“, die den Stickstoffgehalt auf 140 mg/kg begrenzt. Die Stickstoffbegrenzung wurde 2019 in der Schweizer Norm aufgehoben, da die Heizöllieferungen in der Regel aus dem EU-Markt kamen, wo es diese Sorte nicht gab. Das machte die Überwachung schwierig und führte zu Problemen beim Zoll.

### 5.7.1 Grenzwerte

Emissionsgrenzwerte sind für die Parameter CO, Rußzahl, NO<sub>x</sub> und Ammoniak (falls mit NO<sub>x</sub>-Minderungstechnik ausgestattet) festgelegt.

**Tabelle 74: Emissionsgrenzwerte für Feuerungsanlagen < 10 MW (3 % O<sub>2</sub>) in der Schweiz**

Feuerung	NO <sub>x</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NH <sub>3</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Rußzahl
Erdgas	80*	100	30	-
Heizöl	120**	80	30	1

\* 110 mg/m<sup>3</sup> bei Anlagen mit einer Heizmitteltemperatur von über 110 °C und 200 mg/m<sup>3</sup> bei Hellstrahlern und Dunkelstrahlern

\*\* 150 mg/m<sup>3</sup> bei Anlagen mit einer Heizmitteltemperatur von über 110 °C und 200 mg/m<sup>3</sup> bei Hellstrahlern und Dunkelstrahlern

Quelle: LRV (2022)

### 5.7.2 Messungen

Bei mittelgroßen Feuerungsanlagen mit 1 bis unter 10 MW Leistung muss die Einhaltung der Grenzwerte alle ein bis zwei Jahre geprüft werden. Für die Überwachung sind die kantonalen Behörden zuständig.

**Tabelle 75: Messperioden für mittelgroße Feuerungsanlagen (1 - < 10 MW) in der Schweiz**

Erdgas und Heizöl ≤ 5 MW	Erdgas und Heizöl > 5 - < 10 MW und max. 3000 Betriebsstunden im Jahr*	Erdgas und Heizöl > 5 - < 10 MW und 3000 oder mehr Betriebsstunden im Jahr*
Alle 2 Jahre	Alle 2 Jahre	Einmal pro Jahr

\* Als gleitender Durchschnitt über einen Zeitraum von fünf Jahren

Quelle: LRV (2022)

Eine Prüfung umfasst drei halbstündige Messungen bei unterschiedlichen Lastzuständen, deren Mittelwert zur Überprüfung der Einhaltung herangezogen wird.

Es sind keine Lastzustände für die Messzeit festgelegt. Die Messung muss bei der höchsten erwarteten Emission erfolgen (UBA-Workshop 2022).

### 5.7.3 Messunsicherheit

In der Schweiz wird bei der Grenzwertüberprüfung die Messunsicherheit vom Messwert abgezogen.

#### 5.7.1 Eingesetzte Techniken und Messwerte

Informationen zu eingesetzten Minderungstechniken und aktuellen Messwerten liegen im Schweizer Bundesamt für Umwelt nicht vor, da für die Überwachung die kantonalen Behörden zuständig sind und keine zentrale Datenbank existiert. (UBA-Workshop 2022)

## 6 Quellenverzeichnis

1. BImSchV (2010): Erste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen - 1. BImSchV), 26.1.2010 (BGBl. I S. 38), zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 13. Oktober 2021 (BGBl. I S. 4676). [https://www.gesetze-im-internet.de/bimsv\\_1\\_2010/1\\_BImSchV.pdf](https://www.gesetze-im-internet.de/bimsv_1_2010/1_BImSchV.pdf) (11.11.2024)
10. BImSchV (2019): Zehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über die Beschaffenheit und die Auszeichnung der Qualitäten von Kraft- und Brennstoffen), 13.12.2019 (BGBl. I S. 2739). [https://www.gesetze-im-internet.de/bimsv\\_10\\_2010/10\\_BImSchV.pdf](https://www.gesetze-im-internet.de/bimsv_10_2010/10_BImSchV.pdf) (11.11.2024)
44. BImSchV (2019): Vierundvierzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über mittelgroße Feuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen), 13.6.2019 (BGBl. I S. 804). [http://www.gesetze-im-internet.de/bimsv\\_44/44\\_BImSchV.pdf](http://www.gesetze-im-internet.de/bimsv_44/44_BImSchV.pdf) (11.11.2024)
- Aktiviteitsbesluit (2022): Activiteitsbesluit milieubeheer (Verordnung über Umweltmanagementaktivitäten), gültig ab 21.9.2022. Ministerie van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties, Den Haag/NL. [https://wetten.overheid.nl/BWBR0022762/2022-09-21#Hoofdstuk3\\_Afdeling3.2\\_Paragraaf3.2.121#Hoofdstuk3\\_Afdeling3.2\\_Paragraaf3.2.1](https://wetten.overheid.nl/BWBR0022762/2022-09-21#Hoofdstuk3_Afdeling3.2_Paragraaf3.2.121#Hoofdstuk3_Afdeling3.2_Paragraaf3.2.1) (11.11.2024)
- Avacon (2022): Wasserstoff im Gasnetz - Pilotprojekt in der Region Fläming. Internetinformation. Avacon Netz GmbH, Helmstedt, 2022. <https://www.avacon-netz.de/de/avacon-netz/forschungsprojekte/wasserstoff-im-gasnetz.html> (11.11.2024)
- BAFA (2020): Merkblatt zur Ermittlung des Gesamtenergieverbrauchs; Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Eschborn, Stand 30.11.2020. [https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/ea\\_ermittlung\\_gesamtenergieverbrauch.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/ea_ermittlung_gesamtenergieverbrauch.pdf?__blob=publicationFile&v=6) (11.11.2024)
- BAFA (2020): Mineralölinfo Dezember 2021 (Mineralölabsatz), Website-Information, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Eschborn, 1.3.2022. [https://www.bafa.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/Energie/Mineraloel/2021\\_12\\_mineraloelinfo.html](https://www.bafa.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/Energie/Mineraloel/2021_12_mineraloelinfo.html) (11.11.2024)
- BAFU (2020): Emissionsmessung bei stationären Anlagen. Emissions-Messempfehlungen. Umwelt-Vollzug Nr. 1320. 2.aktualisierte Fassung, Bundesamt für Umwelt (BAFU), Bern/CH, 16.12.2020 <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/luft/publikationen-studien/publikationen/emissionsmessung-bei-stationaeren-anlagen.html> (11.11.2024)
- Bal (2022): Besluit activiteiten leefomgeving (Bal). Informatiepunt Leefomgeving (IPLO), NL <https://iplo.nl/regelgeving/omgevingswet/besluit-activiteiten-leefomgeving/> (11.11.2024)
- BDH (2022): BDH-Auswertung Brenner, Excel-Datei, Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e.V., Email an Ökopol, 21.09.2022.
- BEK (2019): Bekendtgørelse om miljøkrav for mellemstore fyringsanlæg (Verordnung über Umweltanforderungen an mittelgroße Feuerungsanlagen) vom 25.11.2019, BEK Nr. 1535/2019, Amtsblatt von Dänemark, 9.12.2019. <https://www.retsinformation.dk/eli/lt/2019/1535> (11.11.2024)
- Bomat (2022): Abgaswärmetauscher - Referenzen Heizung. Internetinformation. Bomat Heiztechnik GmbH, Überlingen. <https://www.bomat.de/referenzen/heizung/> (11.11.2024)
- Bomat Überlingen (2022): Abgaswärmetauscher - Referenz Heizung Therme Überlingen. Informationsblatt (PDF-Dokument). Bomat Heiztechnik GmbH, Überlingen. [https://www.bomat.de/wp-content/uploads/media/referenzen/standard/Referenz-Standard\\_Bodenseetherme\\_DE.pdf](https://www.bomat.de/wp-content/uploads/media/referenzen/standard/Referenz-Standard_Bodenseetherme_DE.pdf) (11.11.2024)
- Çam, E.; Diers, H.; Kopp, J.; Moritz, M. (2022): Entwicklungen der globalen Gasmärkte bis 2030 - Szenarienbetrachtung eines beschränkten Handels mit Russland. Energiewirtschaftliches Institut an der

Universität zu Köln gGmbH. Im Auftrag von Zukunft Gas e.V., Köln, September 2022.

<http://gas.info/fileadmin/Public/PDF-Download/studie-entwicklung-der-globalen-gasmaerkte.pdf> (11.11.2024)

Dils, E.; Huybrechts, D. (2012): Stookinstallaties en stationaire motoren (nieuwe, kleine en middelgrote) Beste Beschikbare Technieken (BBT) voor nieuwe, kleine en middelgrote stookinstallaties, stationaire motoren en gasturbines gestookt met fossiele brandstoffen (Verbrennungsanlagen und stationäre Motoren (neue, kleine und mittelgroße) – Beste verfügbare Techniken (BVT) für neue, kleine und mittlere Feuerungsanlagen, stationäre Motoren und mit fossilen Brennstoffen befeuerte Gasturbinen). Internetinformation und PDF-Dokument. VITO, Mol/BE, September 2011, aktualisiert im Januar 2012. <https://emis.vito.be/nl/node/71668> (11.11.2024)

DIN 51603-1:2020: Flüssige Brennstoffe - Heizöle - Teil 1: Heizöl EL, Mindestanforderungen. DIN Media, Berlin, 2020. <https://www.dinmedia.de/de/norm/din-51603-1/323519144> (11.11.2024)

Donnerbauer, R. (2003): Gas-Geruchsstoff: Gift für die Brennstoffzelle. Internetartikel. Ingenieur.de, 21.2.2003. <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/energie/gas-geruchsstoff-gift-fuer-brennstoffzelle/> (11.11.2024)

EG-K (2015): Bundesgesetz über die integrierte Vermeidung und Verminderung von Emissionen aus Dampfkesselanlagen (Emissionsschutzgesetz für Kesselanlagen). Bundeskanzleramt der Republik Österreich, BGBl. I Nr. 81/2015. <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20008506> (11.11.2024)

EMEP/EEB (2019): EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019 - Technical guidance to prepare national emission inventories. European Environment Agency, Kopenhagen/DK, 17.10.2019. <http://www.eea.europa.eu/publications/emep-eea-guidebook-2019> (11.11.2024)

Enercity (2023): Information zu Brennstoffarten bei aktuellen Projekten für neue mittelgroße Heizungsanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW. Email an Ökopol und Telefongespräch, Enercity Contracting Nord, März 2023.

EU BREF LCP (2017): Neuwahl, F., Brinkmann, T., Lecomte, T., Pinasseau, A., Delgado Sancho, L., Canova, M., Jankov, I., Roudier, S., & Ferrería de la Fuente, J.: Integrated Pollution Prevention and Control - Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants, Joint Research Centre, Europäische Kommission, Sevilla, Dezember 2017. <https://data.europa.eu/doi/10.2760/949> (11.11.2024)

EU BREF LVIC-AAF (2007): Integrated Pollution Prevention and Control - Reference Document on Best Available Techniques for the Manufacture of Large Volume Inorganic Chemicals - Ammonia, Acids and Fertilisers., Joint Research Centre, Europäische Kommission, Sevilla, August 2007. <https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/sites/default/files/2022-03/LVIC-AAF.pdf> (11.11.2024)

EU-Richtlinie (2010): Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. November 2010 über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung), EU-Amtsblatt, 17.12.2010. <http://data.europa.eu/eli/dir/2010/75/oj> (11.11.2024)

EU-Richtlinie (2015): Richtlinie (EU) 2015/2193 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. November 2015 zur Begrenzung der Emissionen bestimmter Schadstoffe aus mittelgroßen Feuerungsanlagen in die Luft. EU-Amtsblatt, 28.11.2015. <http://data.europa.eu/eli/dir/2015/2193/oj> (11.11.2024)

EU-Richtlinie (2016): Richtlinie (EU) 2016/2284 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. Dezember 2016 über die Reduktion der nationalen Emissionen bestimmter Luftschadstoffe, zur Änderung der Richtlinie 2003/35/EG und zur Aufhebung der Richtlinie 2001/81/EG. EU-Amtsblatt, 17.12.2016. <http://data.europa.eu/eli/dir/2016/2284/oj> (11.11.2024)

Fachgespräch (2022): UBA-Fachgespräch zum Forschungsvorhaben unter Beteiligung von Brenner- und Kessel-Herstellern, Herstellerverband, Anlagenbetreibern und Messinstituten, online, 28.6.2022.

FAV (2019): Feuerungsanlagen-Verordnung. Österreichisches BGBl. II Nr. 293/2019  
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20010773>  
(11.11.2024)

Goovaerts, L.; Luyckx, W.; Vercaemst, P.; De Meyer, G.; Dijkmans, R. (2002): Beste Beschikbare Technieken (BBT) voor stookinstallaties en stationaire motoren (grote) (Beste verfügbare Techniken (BVT) für Verbrennungsanlagen und stationäre Motoren (groß)) Internetinformation und PDF-Dokument. VITO, Mol/BE, Mai 2002. <https://emis.vito.be/nl/node/71667> (11.11.2024)

Haustechnik Dialog (2020): Strahlungsverlust. SHK-Wissen-Lexikon, Haustechnik Dialog, 10.04.2022.  
<https://www.haustechnikdialog.de/SHKwissen/1889/Strahlungsverlust> (11.11.2024)

Heizöl24 (2022): Heizöl-Sorten im Preisvergleich. Internetinformation. Interaid GmbH, Berlin.  
<https://www.heizoel24.de/heizoel-sorten> (11.11.2024)

IED-Überwachungspläne (2020): Umweltinspektionen bei Industrieanlagen - Überwachungsplan und -programm (gemäß § 23 Industrieemissionsrichtlinie), z. B. Bezirksregierung Düsseldorf.  
<http://www.brd.nrw.de/themen/umwelt-natur/anlagenueberwachung/ueberwachungsplan-ueberwachungsprogramm-fuer-anlagen-nach> (11.11.2024)

Infomil (2022): Stookinstallaties en- andere verbrandingsinstallaties (Verbrennungsanlagen und andere Verbrennungsanlagen). Übersicht Messverpflichtungen. Internetinformation. Infomil - zentrale Informationsstelle für Gesetze und Vorschriften im Umweltbereich des Umweltministeriums der Niederlande, 2022. <https://www.infomil.nl/onderwerpen/lucht-water/stookinstallaties/kleine-en/metingen/overzicht/> (11.11.2024)

IPLO (2022): Kosteneffectiviteit bij luchtmissies van milieubelastende activiteiten (Kosteneffizienz bei Luftemissionen umweltschädlicher Aktivitäten). Informatiepunt Leefomgeving (IPLO), 2022.  
<https://iplo.nl/thema/lucht/milieubelastende-activiteiten-lucht/kosteneffectiviteit/kosteneffectiviteit-luchtmissies-milieubelastende/> (11.11.2024)

KÜO (2020): Verordnung über die Kehrung und Überprüfung von Anlagen (Kehr- und Überprüfungsordnung) vom 16. Juni 2009 (BGBl. I S. 1292), zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 2. Juli 2020 (BGBl. I S. 1544). <http://www.gesetze-im-internet.de/ko/K%C3%9CO.pdf> (11.11.2024)

Lopez, A.; Gallauner, T.; Hekman, J.; Stephenson, S. (2019): Final Technology Report - MCP Information Exchange. Report for DG Environment, ENV.C.4/FRA/2015/0042. Ricardo/AT-Umweltbundesamt/VITO, 26.9.2019. <https://circabc.europa.eu/ui/group/06f33a94-9829-4eee-b187-21bb783a0fbf/library/9a99a632-9ba8-4cc0-9679-08d929afda59/details> (11.11.2024)

LRV (2022): Schweizer Luftreinhalte Verordnung vom 16. Dezember 1985, Stand vom 1.10.2022. Fedlex - Die Publikationsplattform des Bundesrechts. [https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/1986/208\\_208\\_208/de](https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/1986/208_208_208/de) (11.11.2024)

MFA-Anlagenregister (2020): Anlagenregister zu meldepflichtigen mittelgroßen Feuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen. Z. B. Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV), Essen. <http://www.lanuv-fis.nrw.de/mfa-register> (11.11.2024)

Nordoel (2022): Stickstoffgehalt in unseren Produkten. Internetinformation. Nordoel, Hamburg, 2022.  
<https://nordoel.de/heizoel/produkte/> (11.11.2024)

Oel Schenk (2022): Heizöl - Schadstoff-Werte. Internetinformation. E. Schenk AG, Muttentz/CH, 2022.  
<https://www.oelschenk.ch/de/heizoel/schadstoff-werte.html> (11.11.2024)

Repenning, J.; Harthan, R.O.; Blanck, R.; Böttcher, H.; Braungardt, S.; Bürger, V.; Emele, L.; Görz, W.K.; Hennenberg, K.; Jörß, W.; Ludig, S.; Matthes, F.C.; Mendelevitch, R.; Moosmann, L.; Nissen, C.; Rausch, L.; Scheffler, M.; Schumacher, K.; Wiegmann, K.; Wissner, N.; Zerrahn, A.; Brugger, H.; Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Rohde, C.; Schlomann, B.; Yu, S.; Steinbach, J.; Deurer, J.; Osterburg, B.; Rösemann, C.; Gensior, A.; Rock, J.;



- Stümer, W; Rüter, S.; Fuß, R.; Tiemeyer, B.; Laggner, A.; Adam, S. (2021): Projektionsbericht 2021 für Deutschland gemäß Artikel 18 der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates sowie §10 (2) des Bundes-Klimaschutzgesetzes. Umweltbundesamt (Hrsg.), Dessau-Roßlau, 2021. [http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/projektionsbericht\\_2021\\_uba\\_website.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/projektionsbericht_2021_uba_website.pdf) (11.11.2024)
- Rosenkranz, A. (2020): Neutralisationsanlagen für die Heizung. Internetartikel. Viessmann Climate Solutions SE (Hrsg.), Allendorf, 25.6.2020. <https://www.heizung.de/ratgeber/diverses/neutralisationsanlagen-fuer-die-heizung.html> (11.11.2024)
- SCIOS (2022): Messdaten mittelgroßer Feuerungsanlagen in den Niederlanden. Excel-Datei. Informatiepunt Leefomgeving (Informationsstelle für Wohnumfeld), Ministerium für Infrastruktur und Wasserwirtschaft, Email an Ökopol, 11.8.2022 (unveröffentlicht).
- UBA (2022): UBA-Information zum mittleren unteren Heizwert in 2020 und 2021 von Erdgas und Heizöl aus den Emissionshandelsdaten (Basis: Messdaten der Versorger). Emails an Ökopol, Dessau, 10.5.2022 und 10.3.2023.
- UBA-Workshop (2022): Regulierung und beste verfügbare Techniken für Öl- und Gasfeuerungen mit 1 - < 10 MW. UBA-Workshop zum Forschungsvorhaben unter Beteiligung von Brenner-Herstellern, Herstellerverband, zuständigen Behörden, Anlagenbetreibern und Messinstituten, UBA und Ökopol, online, 15.11.2022.
- UBA (2023a): UBA-Information zu Kohlenmonoxid-Emissionsdaten von mittelgroßen Feuerungsanlagen. Email an Ökopol, Dessau-Roßlau, 23.1.2023.
- UBA (2023b): UBA-Vorgabe zur Umrechnung von Emissionskonzentrationen [mg/m³] in spezifische Emissionen je Energieeinsatz [mg/MJ] bei Öl- und Gasfeuerungen. Email an Ökopol, Dessau-Roßlau, 2.10.2023.
- VDI 2066-8 (1995): Messen von Partikeln - Staubmessung in strömenden Gasen - Messung der Rußzahl an Feuerungsanlagen für Heizöl EL. VDI-Richtlinie 2066 Blatt 8, DIN Media, Berlin, September 1995. <https://www.dinmedia.de/de/technische-regel/vdi-2066-blatt-8/1102714> (11.11.2024)
- VDI 4206-1 (2021): Mindestanforderungen und Prüfpläne für Messgeräte zur Überwachung der Emissionen an Kleinf Feuerungsanlagen - Messgeräte zur Ermittlung von gasförmigen Emissionen und Abgasparametern. VDI-Richtlinie 4206 Blatt 1, DIN Media, Berlin, Dezember 2021. <https://www.dinmedia.de/de/technische-regel/vdi-4206-blatt-1/336886472> (11.11.2024)
- Vedec (2023): Information zu Brennstoffarten bei aktuellen Projekten für neue mittelgroße Heizungsanlagen mit 1 MW bis unter 10 MW. Ökopol-Telefongespräch und Internetinformation, Verband für Energiedienstleistungen Effizienz und Contracting e.V., Hannover, 15.3.2023. <http://vedec.org/das-ist-contracting/projekte/> (11.11.2024)
- VLAREM II (2022): Besluit van de Vlaamse regering van 1 juni 1995 houdende algemene en sectorale bepalingen inzake milieuhygiëne (Dekret der flämischen Regierung vom 1. Juni 1995 über allgemeine und sektorale Bestimmungen zum Umweltschutz), Version November 2022. <https://navigator.emis.vito.be/mijn-navigator?wold=263> (11.11.2024)
- ZIV (2020): Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks und ergänzende Daten an das Umweltbundesamt (unveröffentlicht). Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks - Zentralinnungsverband (ZIV). Sankt Augustin, 25.6.2020. <https://www.schornsteinfeger.de/erhebungen.aspx> (11.11.2024)
- Zukunftsheizen (2022): Fachwissen Heizölnorm. Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V., 10.4.2022. <https://www.zukunftsheizen.de/brennstoff/fachwissen-heizoelnorm/> (11.11.2024)

## A Anlagenliste (anonymisiert)

Tabelle 76 (Heizöl) und Tabelle 77 (Erdgas) dokumentieren zu den gemessenen Anlagen die Bundesländer, in denen sich die Anlagen befinden, die Ausstattung mit einem Mehrstoff- oder Einstoffbrenner, den Zeitraum der jeweiligen Inbetriebnahme und den Nennleistungs-Bereich.

**Tabelle 76: Gemessene Anlagen Heizölbetrieb**

Nr. Messung	Anlagenstandort-Bundesland	Nr. Anlage	Mehrstoff-brenner	Inbetriebnahme-Zeitraum	Nennleistungs-Bereich [MW]
1	Sachsen	1	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	5 - < 10
2	Sachsen	2	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	5 - < 10
3	Sachsen	3	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	2 - < 3
4	Thüringen	4	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	2 - < 3
5	Thüringen	5	Nein	01.01.1995 bis 31.12.1999	5 - < 10
6	Brandenburg	6	Nein	01.01.1990 bis 31.12.1994	3 - < 4
7	Brandenburg	7	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	5 - < 10
8	Sachsen	10	Nein	01.01.1990 bis 31.12.1994	1 - < 2
9	Sachsen-Anhalt	11	Nein	01.01.1995 bis 31.12.1999	1 - < 2
10	Sachsen-Anhalt	12	Nein	01.01.1995 bis 31.12.1999	1 - < 2
11	Sachsen	15	Ja	01.01.2015 bis 31.12.2019	2 - < 3
12	Sachsen	18	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	1 - < 2
13	Sachsen	19	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	2 - < 3
14	Sachsen	21	Nein	01.01.1990 bis 31.12.1994	1 - < 2
15	Sachsen	22	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	4 - < 5
16	Sachsen	23	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	4 - < 5
17	Sachsen	25	Ja	01.01.1995 bis 31.12.1999	4 - < 5
18	Sachsen	29	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	4 - < 5
19	Sachsen	30	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	4 - < 5
20	Sachsen	31	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	1 - < 2
21	Sachsen	32	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	1 - < 2
22	Sachsen	33	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	1 - < 2
23	Sachsen	34	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	1 - < 2
24	Sachsen	35	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	1 - < 2
25	Nordrhein-Westfalen	52	Ja	01.01.2010 bis 31.12.2014	1 - < 2
26	Nordrhein-Westfalen	53	Ja	01.01.2010 bis 31.12.2014	2 - < 3
27	Bayern	55	Ja	01.01.2010 bis 31.12.2014	1 - < 2

Nr. Messung	Anlagenstandort-Bundesland	Nr. Anlage	Mehrstoffbrenner	Inbetriebnahme-Zeitraum	Nennleistungsbereich [MW]
28	Hamburg	62	Nein	01.01.1985 bis 31.12.1989	5 - < 10

**Tabelle 77: Gemessene Anlagen Erdgasbetrieb**

Nr. Messung	Anlagenstandort-Bundesland	Nr. Anlage	Mehrstoffbrenner	Inbetriebnahme-Zeitraum	Nennleistungsbereich [MW]
29	Sachsen	1	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	5 - < 10
30	Sachsen	2	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	5 - < 10
31	Sachsen	3	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	2 - < 3
32	Thüringen	4	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	2 - < 3
33	Brandenburg	7	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	5 - < 10
34	Sachsen	8	Nein	01.01.1975 bis 31.12.1979	2 - < 3
35	Sachsen	9	Nein	01.01.1975 bis 31.12.1979	2 - < 3
36	Sachsen	13	Nein	01.01.2015 bis 31.12.2019	4 - < 5
37	Sachsen	14	Nein	01.01.1995 bis 31.12.1999	4 - < 5
38	Sachsen	15	Ja	01.01.2015 bis 31.12.2019	2 - < 3
39	Sachsen	16	Nein	01.01.1995 bis 31.12.1999	1 - < 2
40	Sachsen	17	Nein	01.01.1995 bis 31.12.1999	1 - < 2
41	Sachsen	18	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	1 - < 2
42	Sachsen	19	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	2 - < 3
43	Sachsen	20	Nein	01.01.1990 bis 31.12.1994	2 - < 3
44	Sachsen	22	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	4 - < 5
45	Sachsen	23	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	4 - < 5
46	Sachsen	24	Nein	01.01.1995 bis 31.12.1999	4 - < 5
47	Sachsen	25	Ja	01.01.1995 bis 31.12.1999	4 - < 5
48	Sachsen	26	Nein	01.01.1980 bis 31.12.1984	2 - < 3
49	Sachsen	27	Nein	01.01.1980 bis 31.12.1984	2 - < 3
50	Sachsen	28	Nein	01.01.1990 bis 31.12.1994	2 - < 3
51	Sachsen	29	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	4 - < 5
52	Sachsen	30	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	4 - < 5
53	Sachsen	31	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	1 - < 2
54	Sachsen	32	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	1 - < 2
55	Sachsen	33	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	1 - < 2

Nr. Messung	Anlagenstandort-Bundesland	Nr. Anlage	Mehrstoff-brenner	Inbetriebnahme-Zeitraum	Nennleistungs-Bereich [MW]
56	Sachsen	34	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	1 - < 2
57	Sachsen	35	Ja	01.01.1990 bis 31.12.1994	1 - < 2
58	Brandenburg	36	Nein	01.01.2005 bis 31.12.2009	1 - < 2
59	Brandenburg	37	Nein	01.01.2005 bis 31.12.2009	1 - < 2
60	Brandenburg	38	Nein	01.01.2005 bis 31.12.2009	1 - < 2
61	Brandenburg	39	Nein	01.01.2010 bis 31.12.2014	1 - < 2
62	Brandenburg	40	Nein	01.01.2015 bis 31.12.2019	1 - < 2
63	Brandenburg	41	Nein	01.01.1995 bis 31.12.1999	1 - < 2
64	Sachsen-Anhalt	42	Nein	01.01.2000 bis 31.12.2004	4 - < 5
65	Sachsen-Anhalt	43	Nein	01.01.2015 bis 31.12.2019	2 - < 3
66	Sachsen-Anhalt	44	Nein	01.01.2000 bis 31.12.2004	5 - < 10
67	Sachsen-Anhalt	45	Nein	01.01.2000 bis 31.12.2004	5 - < 10
68	Brandenburg	46	Nein	01.01.1990 bis 31.12.1994	1 - < 2
69	Brandenburg	47	Nein	01.01.2010 bis 31.12.2014	1 - < 2
70	Berlin	48	Nein	01.01.2000 bis 31.12.2004	1 - < 2
71	Berlin	49	Nein	01.01.2000 bis 31.12.2004	1 - < 2
72	Nordrhein-Westfalen	50	Nein	01.01.2010 bis 31.12.2014	1 - < 2
73	Nordrhein-Westfalen	51	Nein	01.01.2010 bis 31.12.2014	1 - < 2
74	Nordrhein-Westfalen	52	Ja	01.01.2010 bis 31.12.2014	1 - < 2
75	Nordrhein-Westfalen	53	Ja	01.01.2010 bis 31.12.2014	2 - < 3
76	Bayern	54	Nein	01.01.1995 bis 31.12.1999	1 - < 2
77	Bayern	55	Ja	01.01.2010 bis 31.12.2014	1 - < 2
78	Bayern	56	Nein	01.01.2010 bis 31.12.2014	2 - < 3
79	Hessen	57	Nein	01.01.2015 bis 31.12.2019	3 - < 4
80	Hamburg	58	Nein	01.01.2010 bis 31.12.2014	4 - < 5
81	Hamburg	59	Nein	01.01.2010 bis 31.12.2014	4 - < 5
82	Hamburg	60	Nein	Nach 01.01.2020	5 - < 10
83	Hamburg	61	Nein	Nach 01.01.2020	5 - < 10
84	Nordrhein-Westfalen	63	Nein	01.01.1990 bis 31.12.1994	2 - < 3
85	Nordrhein-Westfalen	64	Nein	01.01.1990 bis 31.12.1994	2 - < 3
86	Nordrhein-Westfalen	65	Nein	01.01.2015 bis 31.12.2019	2 - < 3
87	Nordrhein-Westfalen	66	Nein	01.01.2015 bis 31.12.2019	2 - < 3

Nr. Messung	Anlagenstandort-Bundesland	Nr. Anlage	Mehrstoff-brenner	Inbetriebnahme-Zeitraum	Nennleistungs-Bereich [MW]
88	Nordrhein-Westfalen	67	Nein	01.01.2015 bis 31.12.2019	3 - < 4
89	Nordrhein-Westfalen	68	Nein	01.01.2015 bis 31.12.2019	3 - < 4
90	Nordrhein-Westfalen	69	Nein	01.01.2005 bis 31.12.2009	3 - < 4
91	Sachsen-Anhalt	70	Nein	01.01.2010 bis 31.12.2014	1 - < 2
92	Sachsen-Anhalt	71	Nein	01.01.2005 bis 31.12.2009	1 - < 2
93	Sachsen-Anhalt	72	Nein	01.01.2010 bis 31.12.2014	3 - < 4
94	Sachsen-Anhalt	73	Nein	01.01.2010 bis 31.12.2014	3 - < 4
95	Sachsen-Anhalt	74	Nein	01.01.2015 bis 31.12.2019	1 - < 2
96	Sachsen	75	Nein	01.01.1990 bis 31.12.1994	5 - < 10
97	Sachsen	76	Nein	01.01.1990 bis 31.12.1994	5 - < 10
98	Niedersachsen	77	Nein	01.01.1985 bis 31.12.1989	5 - < 10
99	Niedersachsen	78	Nein	01.01.1995 bis 31.12.1999	4 - < 5
100	Sachsen-Anhalt	79	Nein	01.01.2000 bis 31.12.2004	3 - < 4

## B Betreiber-Fragebogen

Abbildung 68 zeigt den Fragebogen, der für jede Anlage vom Betreiber ausgefüllt wurde.

**Abbildung 68: Betreiber-Fragebogen (im Original: Excel-Datei)**

Umweltbundesamt-Projekt zu Öl- und Gasfeuerungsanlagen		
Daten ausfüllenden Person		
Name:		
Vorname:		
Firma:		
Telefon:		
Email:		
Datum:		
1. Klassifizierung		
1.1 Technischer Zweck der Anlage:		(z. B. Heißwasser)
1.2 Brenner- und Regelungstechnik der Anlage:		
1.3 Brennstoff(e):	<input type="checkbox"/> Gas- <input type="checkbox"/> Öl- <input type="checkbox"/> Sonstige <input type="checkbox"/> Mischbetrieb	
Brennstoffbeschreibung:		
1.4 Inbetriebnahme der Anlage:	(z. B. schwefelarmes Heizöl)	
1.5 Branche	Datum oder Jahr	
Wirtschaftlicher Sektor:		
NACE-CODE:		
1.6 Anlage kombiniert mit anderen Anlagen (am Standort)?		
2. Betriebsleistung		
2.1 Anlagenleistung in MW:		MW
2.2 Jährlicher Brennstoffeinsatz:		L
		m <sup>3</sup>
		kg
2.3 Jahresbetriebsstunden (ca.):		Stunden pro Jahr
2.3.1 davon Vollast-Betriebsstunden:		Stunden pro Jahr
2.3.2 davon Teillast-Betriebsstunden:		Stunden pro Jahr
2.4 Typische Fahrweisen im Tages-, Wochen- und Jahresverlauf?		Tagesverlauf
		Wochenverlauf
		Jahresverlauf
3. Wartung		
3.1 Wartungsintervall:		Wochen
3.2 Letzte Wartung:		Datum bzw. Monat/Jahr
4. Emissionsminderung		
4.1 Emissionsrelevante Nachrüstungen:		(z. B. Low-NO <sub>x</sub> -Brenner, Lambda-Sonde)
4.2 Verwendete Emissionsminderungstechniken:		(z. B. Katalysator)
4.3 Höhe des Schornsteinauslasses über Geländeoberkante:		Meter
4.4 Einstellwerte der (Stickstoffoxide) Sicherheitseinrichtung:		Gemäß technischer Anleitung Luft 2002

Quelle: eigene Darstellung (Ökopol)

## C Messprotokoll (Beispiel)

Abbildung 69 bis Abbildung 71 zeigen beispielhaft das Protokoll einer Messung.

**Abbildung 69: Messprotokoll einer Anlage (Teil 1)**

Konzentrationsbestimmung in Gasen	
Betrieb:	XX
Betriebsbogen ausgefüllt von:	
Name:	Andreas
Vorname:	Mustermann
Firma:	XY GmbH
Telefon:	
Email:	andreas.mustermann@xy-power.de
Datum:	03.12.2020
Anlage:	Gas-Ölkessel 1
Herstellername:	Kessel-X
Typ:	
Herstelljahr:	1994
Zulässiger Betriebsüberdruck (bar):	8,0
Zulässige-Dampfverzeugung (t/h):	
Zulässige-Heissdampf Temperatur (C°):	
Zulässige-Vorlauftemperatur (C°):	120
Zulässige-Wärmeleistung (MW):	6,0
Technischer Zweck:	Wärmeerzeugung
Brennstoffbeschreibung:	Heizöl + Erdgas
Inbetriebnahme der Anlage:	1995
Wirtschaftlicher Sektor:	Energiewirtschaft Überwiegend Wohngebäude (80%) / untergeordnet Gewerbe
Kombiniert mit anderen Anlagen:	BHKW
Jährlicher Brennstoffeinsatz:	0 L
	392.333 Nm3
Jahresbetriebsstunden:	2.500
davon-Vollast:	Grundlast vorwiegend mit BHKW Spitzenlast mit Kessel
davon-Teilast:	
Typische Fahrweisen:	Außentemperaturabhängig
Wartungsintervall:	Jährlich
Letzte Wartung:	Jan 20
Emissionsrelevante Nachrüstungen:	
Emissionsminderungstechniken:	
Schornsteinauslasshöhe:	25m
Stickstoffoxide-Sicherheitseinrichtung:	
Brenner:	
Herstellername:	
Brennertyp:	Brenngut-xy
Herstelljahr:	
Leistung min. (KW):	
Leistung max. (KW):	
Anschlussdruck min. (mbar):	
Anschlussdruck max. (mbar):	
Heizöl-EL min. (kg/h):	
Heizöl-EL max. (kg/h):	
Messort:	waagerechte Abgasleitung
Aktenzeichen:	K-MS 8597-20
Messung durchgeführt von:	Dipl.-Ing. XY
Bericht erstellt von:	Dipl.-Ing. XY
Messung Nr.:	1 2 3 4 5 6
Brennstoffart:	Erdgas Erdgas Erdgas Heizöl Heizöl Heizöl
Betriebszustand:	62 % (3,7 MW) 58 % (3,5 MW) 60 % (3,6 MW) 72 % (4,3 MW) 67 % (4,0 MW) 68 % (4,1 MW)
Messtag:	30.11.2020 30.11.2020 30.11.2020 30.11.2020 30.11.2020 30.11.2020
Abgasrandbedingungen	
Beginn-Messung:	08:52 09:51 10:31 11:33 13:10 14:00
Barometerstand:	mbar 1.008 1.008 1.008 1.008 1.008 1.008
Temperatur-Kanal:	°C 129 120 124 132 141 133
Stat.-Druck im Kanal:	mbar -0,15 -0,18 -0,21 -0,59 -0,56 -0,41
Wasserdampfpartialdruck:	mbar 186,4 186,4 186,4 120,9 120,9 120,9
Feuchte:	Vol.-% 18,5 18,5 18,5 12,0 12,0 12,0
Taupunkt:	°C 58,6 58,6 58,6 49,6 49,6 49,6
Sauerstoffgehalt:	Vol.-% 4,13 3,87 4,36 5,28 5,70 5,36
mittlere Geschwindigkeit:	m/s 8,2 7,5 7,7 11,9 12,6 12,7
Kanalquerschnitt:	m² 0,238 0,238 0,238 0,238 0,238 0,238
Volumenstrom i.N. trocken:	m³/h 3.841 3.603 3.677 6.006 6.232 6.394

Quelle: eigene Darstellung (Mattersteig)

Abbildung 70: Messprotokoll einer Anlage (Teil 2)

Kohlenmonoxid und Stickoxide									
Bestimmungsgrenze	CO	3 mg/m <sup>3</sup>							
Bestimmungsgrenze	NOx	6 mg/m <sup>3</sup>							
Messunsicherheit	CO	8 %							
Messunsicherheit	NOx	8 %							
Messzeit von:		09:11	09:55	10:41	11:55	13:20	14:09		
Messzeit bis:		09:41	10:25	11:11	12:40	13:59	14:41		
Messunterbrechungen:		00:00	00:00	00:00	00:19	00:18	00:11		
Dauer der Messungen effektiv:		00:30	00:30	00:30	00:26	00:21	00:21		
Konzentration i.N. tr.									
Kohlenmonoxid	mg/m <sup>3</sup>	0,96	0,86	0,79	1,65	1,53	1,84		
Stickoxide (NOx angeg. als NO <sub>2</sub> )	mg/m <sup>3</sup>	167,82	167,49	168,57	190,18	189,96	188,92		
Konzentration i.N. tr., O <sub>2</sub> -bezogen									
Sauerstoffbezugswert	Vol.-%	3,00							
O <sub>2</sub> -Gehalt während der Probenahme	Vol.-%	4,13	4,21	4,12	5,35	5,34	5,36		
Kohlenmonoxid	mg/m <sup>3</sup>	1,02	0,92	0,85	1,90	1,76	2,12		
Stickoxide (NOx angeg. als NO <sub>2</sub> )	mg/m <sup>3</sup>	179,09	179,61	179,75	218,69	218,33	217,40		
Summe organischer Verbindungen, angeben als C <sub>gesamt</sub>									
Bestimmungsgrenze	C <sub>gesamt</sub>	1,5 mg/m <sup>3</sup>							
Messunsicherheit	C <sub>gesamt</sub>	15 %							
Messzeit von:		09:11	09:55	10:41	11:55	13:20	14:09		
Messzeit bis:		09:41	10:25	11:11	12:40	13:59	14:41		
Messunterbrechungen:		00:00	00:00	00:00	00:19	00:18	00:11		
Dauer der Messungen effektiv:		00:30	00:30	00:30	00:26	00:21	00:21		
Konzentration i.N. tr.									
C <sub>gesamt</sub>	mg/m <sup>3</sup>	0,82	0,60	0,59	0,60	0,57	0,60		
Konzentration i.N. tr., O <sub>2</sub> -bezogen									
Sauerstoffbezugswert	Vol.-%	3,00							
O <sub>2</sub> -Gehalt während der Probenahme	Vol.-%	4,13	4,21	4,12	5,35	5,34	5,36		
C <sub>gesamt</sub>	mg/m <sup>3</sup>	0,88	0,65	0,63	0,68	0,65	0,69		
Methan									
Bestimmungsgrenze	CH <sub>4</sub>	1,5 mg/m <sup>3</sup>							
Messunsicherheit	CH <sub>4</sub>	18 %							
Messzeit von:		09:11	09:55	10:41	11:55	13:20	14:09		
Messzeit bis:		09:41	10:25	11:11	12:40	13:59	14:41		
Messunterbrechungen:		00:00	00:00	00:00	00:19	00:18	00:11		
Dauer der Messungen effektiv:		00:30	00:30	00:30	00:26	00:21	00:21		
Konzentration i.N. tr.									
Methan	mg/m <sup>3</sup>	0,79	0,79	0,79	0,73	0,73	0,73		
Konzentration i.N. tr., O <sub>2</sub> -bezogen									
Sauerstoffbezugswert	Vol.-%	3,00							
O <sub>2</sub> -Gehalt während der Probenahme	Vol.-%	4,13	4,21	4,12	5,35	5,34	5,36		
Methan	mg/m <sup>3</sup>	0,84	0,85	0,84	0,84	0,84	0,84		



Abbildung 71: Messprotokoll einer Anlage (Teil 3)

Staub														
Bestimmungsgrenze	Stb	0,2 mg/m³												
Messunsicherheit	Stb	0,3 mg/m³												
Messzeit von:		09:11	09:55	10:41	11:55	13:20	14:09							
Messzeit bis:		09:41	10:25	11:11	12:34	13:59	14:41							
Messunterbrechungen:		00:00	00:00	00:00	00:17	00:18	00:11							
Dauer der Messungen effektiv:		00:30	00:30	00:30	00:22	00:21	00:21							
Konzentration i.N. tr.														
Staub	mg/m³	< 0,40	< 0,41	< 0,41	< 0,45	0,62	0,59							
Konzentration i.N. tr., O <sub>2</sub> -bezogen														
Sauerstoffbezugswert	Vol. %	3,00												
O <sub>2</sub> -Gehalt während der Probenahme	Vol.-%	4,13	4,21	4,12	5,35	5,34	5,36							
Staub	mg/m³	< 0,43	< 0,44	< 0,44	< 0,51	0,72	0,68							
Rußzahl														
Messzeit von:					12:43	12:57	14:46							
Messzeit bis:					12:46	13:00	14:49							
Rußzahl					0,16	0,06	0,01							
Massenströme														
Volumenstrom	m³ i.N./h	3841	3603	3677	6006	6232	6394							
Kohlenmonoxid	kg/h	0,004	0,003	0,003	0,010	0,010	0,012							
Stickoxide (NOx angeg. als NO2)	kg/h	0,64	0,60	0,62	1,14	1,18	1,21							
C <sub>gesamt</sub>	kg/h	0,003	0,002	0,002	0,004	0,004	0,004							
Methan	kg/h	0,003	0,003	0,003	0,004	0,005	0,005							
Staub	kg/h	< 0,002	< 0,001	< 0,002	< 0,003	0,004	0,004							
Messbedingungen am Messquerschnitt:														
	MESSWERT	IST	SOLL	Empfehlung aus	Die Unterschreitung der hier angegebenen Maße für die Länge der ungestörten Ein- und Auslaufstrecke bedeutet nicht, dass diese Messstrecke a priori ungeeignet ist. Vielmehr sind die Kriterien zum Strömungswinkel, zur Strömungsrichtung und zur Geschwindigkeitsverteilung im Messquerschnitt (entsprechen den Forderungen der Punkte 6.2.1 c 1) bis 4) der DIN EN 15259) maßgebend, ob im Messquerschnitt repräsentative Messungen des Volumenstroms und der Massenkonzentration der Luftverunreinigungen möglich sind.									
Durchmesser Abgasrohr:	0,6 m			DIN EN 15259										
Kanalquerschnitt:	0,238 m²													
ungestörte Einlaufstrecke:	2,2 m	4,0 x Durchm.	5,0 x Durchm.	nicht erfüllt										
ungestörte Auslaufstrecke:	3,1 m	5,6 x Durchm.	2,0 x Durchm.	erfüllt										
Austritt ins Freie:	> 5,0 m	> 9,1 x Durchm.	5,0 x Durchm.	erfüllt										
Winkel Gasstrom zu Mittelachse Abgaskanal		< 15°	< 15°	erfüllt										
lokale Strömung		nicht negativ	nicht negativ	erfüllt	Die Anzahl der Messachsen war durch die Anzahl der zur Verfügung stehenden Messstutzen begrenzt. Sämtliche Parameter wurden daher auf jeweils einer Achse gemessen. Die Gesamtanzahl der Messpunkte im Messquerschnitt wurde dagegen erhöht. Dies führt zur Kompensation einer aus nicht optimalen Messbedingungen gegebenenfalls resultierenden erhöhten Messunsicherheit.									
Verhältnis höchste/niedrigste örtliche Geschwindigkeit	2,6	< 3:1	< 3:1	erfüllt										
Anzahl der Messachsen		1	2											
Anzahl der Messpunkte je Achse		6	2											
Gesamtanzahl der Messpunkte		6	4											
Besonderheiten während der Messungen:														
Die Heizkesselanlage wurde entsprechend dem Wärmebedarf temperaturregelt gefahren.														
Insbesondere im Heizölbetrieb kam es Mehrfach zur Abschaltung des Brenners auf Grund nicht adäquater Wärmeabnahme durch das Wärmenetz.														
Während dieser Stillstandszeiten pausierten die Messungen. Die Auswertungen beziehen sich auf Zeiten mit Brennerbetrieb.														

## D Messergebnisse (normiert, auf 3 % O<sub>2</sub> bezogen) als arithmetische Mittelwerte aus drei Messungen

**Tabelle 78: Messergebnisse und Messunsicherheiten Heizölbetrieb (Mittelwert aus drei aufeinander folgenden Messungen je i.d.R. 30 Minuten)**

Nr.	Auslastung	CO [mg/m <sup>3</sup> ]	Un- sicher- heit [mg/m <sup>3</sup> ]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m <sup>3</sup> ]	Un- sicher- heit [mg/m <sup>3</sup> ]	Cges. [mg/m <sup>3</sup> ]	Un- sicher- heit [mg/m <sup>3</sup> ]	Methan [mg/m <sup>3</sup> ]	Un- sicher- heit [mg/m <sup>3</sup> ]	NMVOC (berechnet) [mg/m <sup>3</sup> ]	Staub [mg/m <sup>3</sup> ]	Un- sicher- heit [mg/m <sup>3</sup> ]	Ruß- zahl	Un- sicher- heit
1	69 %	<b>1,924</b>	0,154	218,139	17,451	0,674	0,101	0,840	0,151	0,044	0,635	0,300	0,077	0,012
2	37 %	<b>0,895</b>	0,072	104,418	8,353	0,551	0,083	0,513	0,092	0,166	0,601	0,300	0,293	0,047
3	100 %	<b>4,678</b>	0,374	196,395	15,712	0,274	0,041	0,288	0,052	0,058	0,709	0,300	0,367	0,059
4	67 %	<b>4,196</b>	0,336	80,892	6,471	0,536	0,080	0,418	0,075	0,223	0,505	0,300	0,093	0,015
5	31 %	<b>4,301</b>	0,344	155,941	12,475	0,733	0,110	0,338	0,061	0,480	3,022	0,300	0,488	0,079
6	67 %	<b>3,934</b>	0,315	198,695	15,896	0,842	0,126	1,192	0,214	-0,051	0,095	0,300	0,040	0,006
7	10 %	<b>3,750</b>	0,300	120,462	9,637	2,687	0,403	2,801	0,504	0,586	0,385	0,300	0,230	0,037
8	88 %	<b>5,638</b>	0,451	196,024	15,682	1,005	0,151	0,933	0,168	0,305	0,531	0,300	0,337	0,054
9	52 %	<b>2,807</b>	0,225	136,278	10,902	1,214	0,182	0,992	0,179	0,470	0,163	0,300	0,390	0,063
10	50 %	<b>3,442</b>	0,275	157,552	12,604	0,832	0,125	0,647	0,116	0,346	0,251	0,300	0,390	0,063
11	80 %	<b>3,077</b>	0,246	92,881	7,431	0,259	0,039	0,267	0,048	0,058	0,169	0,300	0,360	0,058
12	57 %	<b>4,347</b>	0,348	205,418	16,433	0,601	0,090	0,460	0,083	0,256	0,148	0,300	0,547	0,088
13	49 %	<b>4,492</b>	0,359	181,280	14,502	0,625	0,094	1,056	0,190	-0,167	0,168	0,300	0,430	0,069
14	50 %	<b>4,858</b>	0,389	167,470	13,398	1,737	0,261	1,579	0,284	0,552	0,613	0,300	0,330	0,053

Nr.	Auslastung	CO [mg/m³]	Un- sicher- heit [mg/m³]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m³]	Un- sicher- heit [mg/m³]	Cges. [mg/m³]	Un- sicher- heit [mg/m³]	Methan [mg/m³]	Un- sicher- heit [mg/m³]	NMVOC (berechnet) [mg/m³]	Staub [mg/m³]	Un- sicher- heit [mg/m³]	Ruß- zahl	Un- sicher- heit
15	35 %	<b>5,929</b>	0,474	184,059	14,725	1,161	0,174	0,323	0,058	0,919	0,688	0,300	0,517	0,083
16	47 %	<b>5,756</b>	0,460	204,634	16,371	1,509	0,226	0,625	0,113	1,040	0,700	0,300	0,527	0,085
17	52 %	<b>1,909</b>	0,153	210,659	16,853	1,111	0,167	1,480	0,266	0,001	0,221	0,300	0,057	0,009
18	20 %	<b>27,140</b>	2,171	176,590	14,127	0,940	0,141	0,834	0,150	0,314	1,254	0,300	1,507	0,243
19	68 %	<b>5,804</b>	0,464	138,607	11,089	0,482	0,072	1,184	0,213	-0,406	0,484	0,300	0,833	0,134
20	80 %	<b>3,618</b>	0,289	82,703	6,616	0,898	0,135	1,521	0,274	-0,243	0,288	0,300	0,197	0,032
21	30 %	<b>31,698</b>	2,536	140,407	11,233	1,377	0,207	1,836	0,330	0,000	2,500	0,300	0,890	0,143
22	40 %	<b>9,075</b>	0,726	183,506	14,680	1,321	0,198	1,881	0,339	-0,090	1,684	0,300	0,400	0,064
23	66 %	<b>4,459</b>	0,357	176,808	14,145	1,363	0,204	1,789	0,322	0,021	0,511	0,300	0,133	0,021
24	100 %	<b>6,382</b>	0,511	95,845	7,668	0,459	0,069	0,508	0,091	0,078	0,356	0,300	0,243	0,039
25	100 %	<b>9,780</b>	0,782	228,978	18,318	0,612	0,092	0,264	0,048	0,413	0,159	0,300	0,087	0,014
26	48 %	<b>2,473</b>	0,198	186,534	14,923	0,894	0,134	0,596	0,107	0,447	0,126	0,300	0,113	0,018
27	74 %	<b>1,839</b>	0,147	154,120	12,330	0,503	0,075	0,526	0,095	0,108	2,866	0,300	0,440	0,071
28	38 %	<b>3,701</b>	0,296	151,598	12,128	1,827	0,274	1,105	0,199	0,999	0,358	0,300	0,280	0,045

Anmerkung: fett markierte Daten wurden nicht in die Emissionsfaktorbildung einbezogen. Bei den unterstrichenen Daten handelt es sich um Neuanlagen.

Quelle: eigene Messungen

**Tabelle 79: Messwerte und Messunsicherheiten bei Erdgasbetrieb (Mittelwert aus drei aufeinander folgenden Messungen je i.d.R. 30 Minuten)**

Nr.	Aus- lastung	CO [mg/m³]	Unsicher- heit [mg/m³]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m³]	Unsicher- heit [mg/m³]	Cgesamt [mg/m³]	Unsicher- heit [mg/m³]	Methan [mg/m³]	Unsicher- heit [mg/m³]	NMVOC (berechnet) [mg/m³]	Staub [mg/m³]	Unsicher- heit [mg/m³]
1	60 %	<b>0,929</b>	0,074	179,485	14,359	0,718	0,108	0,843	0,152	0,086	<b>0,436</b>	0,300
2	40 %	<b>0,765</b>	0,061	63,310	5,065	0,446	0,067	0,796	0,143	-0,151	<b>0,224</b>	0,300
3	100 %	<b>3,611</b>	0,289	97,308	7,785	0,572	0,086	0,404	0,073	0,269	<b>0,487</b>	0,300
4	51 %	<b>3,207</b>	0,257	68,487	5,479	0,631	0,095	0,559	0,101	0,212	<b>0,356</b>	0,300
5	20 %	<b>3,084</b>	0,247	87,704	7,016	2,473	0,371	2,705	0,487	0,444	<b>0,434</b>	0,300
6	100 %	<b>3,721</b>	0,298	142,987	11,439	1,326	0,199	0,141	0,025	1,220	<b>2,491</b>	0,300
7	40 %	<b>4,296</b>	0,344	136,768	10,941	0,492	0,074	0,347	0,062	0,232	0,267	0,300
8	35 %	<b>2,618</b>	0,209	165,581	13,246	0,785	0,118	0,701	0,126	0,259	0,233	0,300
9	36 %	<b>2,606</b>	0,208	163,427	13,074	0,696	0,104	0,503	0,091	0,319	0,264	0,300
10	77 %	<b>2,691</b>	0,215	55,563	4,445	0,366	0,055	0,417	0,075	0,054	<b>0,153</b>	0,300
11	63 %	<b>2,986</b>	0,239	108,247	8,660	0,676	0,101	0,900	0,162	0,001	0,156	0,300
12	65 %	<b>3,194</b>	0,256	114,905	9,192	0,754	0,113	1,235	0,222	-0,172	0,160	0,300
13	67 %	<b>3,131</b>	0,250	140,968	11,277	0,518	0,078	0,929	0,167	-0,178	<b>0,098</b>	0,300
14	23 %	<b>3,126</b>	0,250	88,664	7,093	0,623	0,093	0,727	0,131	0,078	<b>0,160</b>	0,300
15	20 %	<b>4,554</b>	0,364	148,210	11,857	0,869	0,130	2,178	0,392	-0,764	0,151	0,300
16	40 %	<b>5,436</b>	0,435	171,043	13,683	0,639	0,096	0,594	0,107	0,194	<b>0,630</b>	0,300
17	28 %	<b>4,996</b>	0,400	182,307	14,585	0,737	0,110	0,628	0,113	0,266	<b>0,525</b>	0,300

Nr.	Aus- lastung	CO [mg/m³]	Unsicher- heit [mg/m³]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m³]	Unsicher- heit [mg/m³]	Cgesamt [mg/m³]	Unsicher- heit [mg/m³]	Methan [mg/m³]	Unsicher- heit [mg/m³]	NMVOC (berechnet) [mg/m³]	Staub [mg/m³]	Unsicher- heit [mg/m³]
18	75 %	<b>2,861</b>	0,229	69,679	5,574	0,250	0,037	0,331	0,060	0,002	0,229	0,300
19	80 %	<b>2,248</b>	0,180	96,802	7,744	1,668	0,250	1,477	0,266	0,561	<b>0,153</b>	0,300
20	95 %	<b>1,552</b>	0,124	105,438	8,435	1,032	0,155	1,444	0,260	-0,051	0,213	0,300
21	95 %	<b>2,648</b>	0,212	99,966	7,997	0,943	0,141	0,722	0,130	0,402	<b>1,843</b>	0,300
22	40 %	<b>2,734</b>	0,219	110,991	8,879	0,693	0,104	0,900	0,162	0,018	0,293	0,300
23	20 %	<b>3,664</b>	0,293	136,927	10,954	0,676	0,101	0,827	0,149	0,055	<b>0,503</b>	0,300
24	60 %	<b>4,656</b>	0,373	103,678	8,294	0,443	0,066	1,329	0,239	-0,553	<b>0,413</b>	0,300
25	90 %	<b>3,000</b>	0,240	62,693	5,015	0,887	0,133	1,132	0,204	0,038	<b>0,365</b>	0,300
26	60 %	<b>2,703</b>	0,216	136,263	10,901	1,431	0,215	1,925	0,346	-0,013	<b>1,919</b>	0,300
27	50 %	<b>3,182</b>	0,255	129,843	10,387	1,135	0,170	1,460	0,263	0,040	<b>2,520</b>	0,300
28	87 %	<b>5,667</b>	0,453	149,646	11,972	1,500	0,225	1,995	0,359	0,003	<b>1,219</b>	0,300
29	93 %	<b>4,409</b>	0,353	62,715	5,017	0,528	0,079	0,624	0,112	0,060	<b>0,248</b>	0,300
30	100 %	<b>0,370</b>	0,030	173,128	13,850	1,917	0,288	1,213	0,218	1,007	0,124	0,300
31	100 %	<b>0,000</b>	0,000	117,220	9,378	2,728	0,409	1,292	0,233	1,759	0,117	0,300
32	100 %	<b>1,409</b>	0,113	110,324	8,826	2,126	0,319	1,322	0,238	1,134	0,178	0,300
33	100 %	<b>0,555</b>	0,044	199,509	15,961	2,367	0,355	1,349	0,243	1,355	0,133	0,300
34	100 %	<b>0,371</b>	0,030	103,999	8,320	3,674	0,551	3,487	0,628	1,059	0,116	0,300
35	100 %	<b>1,166</b>	0,093	81,078	6,486	1,874	0,281	1,270	0,229	0,921	0,152	0,300

Nr.	Auslastung	CO [mg/m³]	Unsicherheit [mg/m³]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m³]	Unsicherheit [mg/m³]	Cgesamt [mg/m³]	Unsicherheit [mg/m³]	Methan [mg/m³]	Unsicherheit [mg/m³]	NMVOC (berechnet) [mg/m³]	Staub [mg/m³]	Unsicherheit [mg/m³]
36	90 %	<b>0,593</b>	0,047	118,508	9,481	3,060	0,459	2,837	0,511	0,932	0,129	0,300
37	50 %	<b>11,316</b>	0,905	146,831	11,746	3,316	0,497	3,517	0,633	0,678	0,232	0,300
38	65 %	<b>1239,962</b>	99,197	<b>135,380</b>	10,830	<b>93,041</b>	13,956	<b>97,869</b>	17,616	19,639	<b>1,608</b>	0,300
39	72 %	<b>1,215</b>	0,097	219,151	17,532	3,340	0,501	3,135	0,564	0,989	0,163	0,300
40	30 %	<b>7,088</b>	0,567	177,092	14,167	4,336	0,650	3,510	0,632	1,704	0,366	0,300
41	90 %	<b>1,818</b>	0,145	80,963	6,477	2,409	0,361	2,238	0,403	0,730	0,204	0,300
42	35 %	<b>2,295</b>	0,184	120,206	9,616	3,038	0,456	2,614	0,470	1,078	0,234	0,300
43	46 %	<b>1,439</b>	0,115	111,969	8,958	2,435	0,365	2,103	0,378	0,858	0,109	0,300
44	72 %	<b>3,064</b>	0,245	107,430	8,594	2,133	0,320	1,722	0,310	0,842	0,090	0,300
45	64 %	<b>4,463</b>	0,357	101,015	8,081	2,192	0,329	1,616	0,291	0,981	0,109	0,300
46	100 %	<b>2,807</b>	0,225	120,118	9,609	0,739	0,111	0,637	0,115	0,262	<b>0,171</b>	0,300
47	39 %	<b>2,587</b>	0,207	91,748	7,340	1,012	0,152	0,674	0,121	0,507	<b>0,117</b>	0,300
48	52 %	<b>3,223</b>	0,258	79,951	6,396	1,260	0,189	0,865	0,156	0,611	0,815	0,300
49	74 %	<b>1,747</b>	0,140	151,747	12,140	0,413	0,062	0,473	0,085	0,059	<b>1,262</b>	0,300
50	93 %	<b>1,190</b>	0,095	123,178	9,854	0,750	0,112	0,702	0,126	0,224	0,237	0,300
51	40 %	<b>1,530</b>	0,122	72,973	5,838	0,758	0,114	0,676	0,122	0,252	0,089	0,300
52	50 %	<b>5,408</b>	0,433	93,441	7,475	1,254	0,188	0,806	0,145	0,649	0,121	0,300
53	50 %	<b>9,743</b>	0,779	96,272	7,702	1,418	0,213	1,108	0,199	0,587	0,089	0,300

Nr.	Aus- lastung	CO [mg/m³]	Unsicher- heit [mg/m³]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m³]	Unsicher- heit [mg/m³]	Cgesamt [mg/m³]	Unsicher- heit [mg/m³]	Methan [mg/m³]	Unsicher- heit [mg/m³]	NMVOC (berechnet) [mg/m³]	Staub [mg/m³]	Unsicher- heit [mg/m³]
54	51 %	<b>13,297</b>	1,064	87,489	6,999	1,590	0,239	1,142	0,206	0,734	0,119	0,300
55	49 %	<b>9,046</b>	0,724	88,881	7,110	1,126	0,169	0,790	0,142	0,533	0,118	0,300
56	12 %	<b>0,157</b>	0,013	164,963	13,197	0,516	0,077	0,160	0,029	0,396	0,158	0,300
57	12 %	<b><u>0,599</u></b>	<u>0,048</u>	<u>151,788</u>	<u>12,143</u>	<u>0,421</u>	<u>0,063</u>	<u>0,268</u>	<u>0,048</u>	<u>0,220</u>	<u>0,229</u>	<u>0,300</u>
58	23 %	<b>0,666</b>	0,053	83,682	6,695	0,401	0,060	0,257	0,046	0,208	0,163	0,300
59	42 %	<b>0,820</b>	0,066	76,408	6,113	0,637	0,096	0,272	0,049	0,433	0,211	0,300
60	33 %	<b><u>2,392</u></b>	<u>0,200</u>	<u>72,073</u>	<u>5,903</u>	<u>1,293</u>	<u>0,194</u>	<u>1,002</u>	<u>0,155</u>	<u>0,542</u>	<u>0,103</u>	<u>0,300</u>
61	29 %	<b><u>2,496</u></b>	<u>0,741</u>	<u>73,791</u>	<u>12,353</u>	<u>1,291</u>	<u>0,145</u>	<u>0,861</u>	<u>0,114</u>	<u>0,646</u>	<u>0,088</u>	<u>0,300</u>
62	23 %	<b>9,260</b>	0,021	154,419	5,563	0,968	0,542	0,631	0,564	0,495	0,282	0,300
63	16 %	<b>0,262</b>	0,021	69,539	5,563	3,612	0,542	3,133	0,564	1,262	0,275	0,300
64	54 %	<b>2,368</b>	0,189	128,332	10,267	1,016	0,152	0,953	0,172	0,301	0,110	0,300
65	52 %	<b>2,130</b>	0,170	128,840	10,307	0,926	0,139	1,153	0,208	0,061	0,896	0,300
66	35 %	<b>2,150</b>	0,172	122,649	9,812	0,867	0,130	0,752	0,135	0,302	0,129	0,300
67	45 %	<b><u>0,343</u></b>	<u>0,027</u>	<u>84,594</u>	<u>6,768</u>	<u>2,724</u>	<u>0,409</u>	<u>2,859</u>	<u>0,515</u>	<u>0,580</u>	<u>0,162</u>	<u>0,300</u>
68	85 %	<b><u>3,270</u></b>	<u>0,262</u>	<u>86,232</u>	<u>6,899</u>	<u>0,354</u>	<u>0,053</u>	<u>0,292</u>	<u>0,052</u>	<u>0,135</u>	<u>0,114</u>	<u>0,300</u>
69	80 %	<b>3,305</b>	0,264	80,323	6,426	0,491	0,074	0,240	0,043	0,311	0,118	0,300
70	12 %	<b>1,064</b>	0,085	169,857	13,589	0,454	0,068	0,361	0,065	0,183	0,172	0,300
71	56 %	<b>2,985</b>	0,239	107,664	8,613	1,265	0,190	0,888	0,160	0,599	0,172	0,300

Nr.	Aus- lastung	CO [mg/m³]	Unsicher- heit [mg/m³]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m³]	Unsicher- heit [mg/m³]	Cgesamt [mg/m³]	Unsicher- heit [mg/m³]	Methan [mg/m³]	Unsicher- heit [mg/m³]	NMVOC (berechnet) [mg/m³]	Staub [mg/m³]	Unsicher- heit [mg/m³]
72	29 %	<b>2761,297</b>	220,904	<b>145,047</b>	11,604	<b>594,065</b>	89,110	<b>603,101</b>	108,558	141,739	0,404	0,300

Anmerkung: fett markierte Daten wurden nicht in die Emissionsfaktorbildung einbezogen. Bei den unterstrichenen Daten handelt es sich um Neuanlagen.

Quelle: eigene Messungen



## E Messergebnisse (normiert, auf 3 % O<sub>2</sub> bezogen) als Maxima ohne und mit Zuschlag der Messunsicherheit

**Tabelle 80: Maxima der drei Messungen je i.d.R. 30 min. ohne und mit Messunsicherheit (MU) (normiert, 3 % Bezugssauerstoff) - Heizölbetrieb**

Nr.	Mittlere Anlagen-Auslastung	CO [mg/m <sup>3</sup> ]	CO+MU [mg/m <sup>3</sup> ]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m <sup>3</sup> ]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> + MU [mg/m <sup>3</sup> ]	Cges. [mg/m <sup>3</sup> ]	Cges. + MU [mg/m <sup>3</sup> ]	Methan [mg/m <sup>3</sup> ]	Methan + MU [mg/m <sup>3</sup> ]	NMVOC (berechnet) [mg/m <sup>3</sup> ]	Staub [mg/m <sup>3</sup> ]	Staub + MU [mg/m <sup>3</sup> ]	Rußzahl	Rußzahl + MU
1	69 %	2,118	2,288	218,689	236,184	0,688	0,791	0,840	0,992	0,057	0,716	1,016	0,160	0,182
2	37 %	0,962	1,039	107,450	116,046	0,663	0,762	0,562	0,663	0,241	0,967	1,267	0,490	0,558
3	100 %	5,884	6,354	199,668	215,641	0,300	0,345	0,365	0,431	0,026	1,108	1,408	0,480	0,547
4	67 %	4,410	4,763	84,775	91,557	0,677	0,779	0,563	0,664	0,255	0,890	1,190	0,110	0,125
5	31 %	4,302	4,646	156,943	169,498	0,799	0,919	0,400	0,472	0,499	4,261	4,561	0,260	0,296
6	67 %	4,267	4,609	199,361	215,310	0,879	1,011	1,258	1,484	-0,064	0,095	0,395	0,070	0,080
7	10 %	3,841	4,148	124,248	134,188	2,795	3,214	2,906	3,429	0,615	0,553	0,853	0,230	0,262
8	88 %	6,682	7,217	196,285	211,987	1,411	1,622	1,092	1,289	0,592	1,017	1,317	0,350	0,399
9	52 %	2,903	3,135	136,851	147,799	1,791	2,059	1,347	1,590	0,780	0,168	0,468	0,470	0,535
10	50 %	3,570	3,856	159,575	172,341	0,980	1,127	0,660	0,778	0,486	0,274	0,574	0,450	0,512
11	80 %	3,409	3,682	96,787	104,530	0,468	0,538	0,272	0,321	0,264	0,209	0,509	0,440	0,501
12	57 %	4,548	4,912	206,605	223,134	0,651	0,749	0,704	0,830	0,124	0,179	0,479	0,620	0,706
13	49 %	4,700	5,076	181,673	196,207	0,712	0,819	1,244	1,468	-0,221	0,201	0,501	0,480	0,547
14	50 %	5,192	5,607	168,027	181,469	1,847	2,124	1,705	2,012	0,568	0,755	1,055	0,400	0,455
15	35 %	6,840	7,387	198,688	214,583	2,147	2,469	0,336	0,397	1,895	0,774	1,074	0,590	0,672

Nr.	Mittlere Anlagen-Auslastung	CO [mg/m³]	CO+MU [mg/m³]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m³]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> + MU [mg/m³]	Cges. [mg/m³]	Cges. + MU [mg/m³]	Methan [mg/m³]	Methan + MU [mg/m³]	NMVOC (berechnet) [mg/m³]	Staub [mg/m³]	Staub + MU [mg/m³]	Rußzahl	Rußzahl + MU
16	47 %	6,225	6,723	219,553	237,117	1,932	2,222	0,634	0,749	1,456	0,846	1,146	0,560	0,638
17	52 %	2,033	2,196	211,365	228,275	1,167	1,342	1,498	1,768	0,043	0,257	0,557	0,080	0,091
18	20 %	30,611	33,060	177,973	192,211	0,970	1,116	1,111	1,311	0,137	1,549	1,849	1,870	2,129
19	68 %	5,833	6,300	139,730	150,909	0,523	0,602	1,291	1,524	-0,445	0,572	0,872	0,900	1,025
20	80 %	3,687	3,982	84,022	90,743	0,906	1,041	1,544	1,822	-0,252	0,306	0,606	0,240	0,273
21	30 %	31,985	34,544	140,949	152,225	1,395	1,604	1,837	2,167	0,017	2,659	2,959	1,020	1,161
22	40 %	11,735	12,674	223,557	241,442	1,649	1,896	2,447	2,887	-0,186	2,024	2,324	0,820	0,934
23	66 %	4,488	4,847	177,136	191,307	1,420	1,633	1,809	2,134	0,063	0,594	0,894	0,160	0,182
24	100 %	6,439	6,954	95,980	103,659	0,542	0,623	0,543	0,641	0,135	0,369	0,669	0,310	0,353
25	100 %	10,108	10,916	229,603	247,971	0,652	0,750	0,266	0,313	0,453	0,160	0,460	0,100	0,114
26	48 %	2,618	2,827	191,135	206,426	0,948	1,091	0,604	0,713	0,495	0,129	0,429	0,180	0,205
27	74 %	2,169	2,343	157,901	170,533	0,627	0,721	0,669	0,789	0,126	3,071	3,371	0,460	0,524
28	38 %	5,915	6,389	167,783	181,206	2,654	3,052	1,246	1,470	1,719	0,439	0,739	0,350	0,399

Quelle: eigene Darstellung: Ökopoll

**Tabelle 81: Maxima der drei Messungen je i.d.R. 30 min. ohne und mit Messunsicherheit (MU) (normiert, 3 % Bezugssauerstoff) - Erdgasbetrieb**

Nr.	Mittlere Anlagen-Auslastung	CO [mg/m³]	CO+MU [mg/m³]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m³]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> + MU [mg/m³]	Cges. [mg/m³]	Cges. + MU [mg/m³]	Methan [mg/m³]	Methan + MU [mg/m³]	NMVOC (berechnet) [mg/m³]	Staub [mg/m³]	Staub + MU [mg/m³]
1	60 %	1,020	1,101	179,750	194,130	0,876	1,007	0,846	0,998	0,241	0,440	0,740
2	40 %	0,812	0,877	64,277	69,419	0,452	0,520	0,898	1,059	-0,221	0,451	0,751
3	100 %	3,640	3,931	97,662	105,475	0,772	0,888	0,474	0,560	0,416	0,488	0,788
4	51 %	3,312	3,577	73,066	78,911	0,852	0,980	1,190	1,405	-0,041	0,583	0,883
5	20 %	3,129	3,379	87,902	94,934	2,851	3,279	2,832	3,341	0,727	1,030	1,330
6	100 %	3,735	4,034	143,590	155,078	1,904	2,190	0,317	0,374	1,667	6,362	6,662
7	40 %	4,410	4,763	137,470	148,468	0,586	0,674	0,377	0,445	0,304	0,278	0,578
8	35 %	2,679	2,894	164,269	177,411	0,737	0,847	0,608	0,718	0,281	0,317	0,617
9	36 %	2,699	2,915	166,185	179,480	0,880	1,012	0,897	1,059	0,207	0,260	0,560
10	77 %	3,085	3,332	56,144	60,636	0,402	0,462	0,603	0,711	-0,050	0,168	0,468
11	63 %	3,024	3,266	109,374	118,124	0,680	0,782	0,907	1,070	-0,001	0,179	0,479
12	65 %	3,281	3,543	115,027	124,229	0,795	0,914	1,315	1,551	-0,191	0,181	0,481
13	67 %	3,142	3,393	141,739	153,078	0,585	0,673	0,999	1,178	-0,164	0,113	0,413
14	23 %	3,200	3,455	89,615	96,784	0,684	0,787	0,832	0,982	0,060	0,177	0,477
15	20 %	4,669	5,042	148,952	160,868	0,712	0,819	2,349	2,772	-1,049	0,178	0,478
16	40 %	5,656	6,108	171,377	185,088	0,652	0,749	0,692	0,816	0,133	0,669	0,969

Nr.	Mittlere Anlagen-Auslastung	CO [mg/m³]	CO+MU [mg/m³]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m³]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> + MU [mg/m³]	Cges. [mg/m³]	Cges. + MU [mg/m³]	Methan [mg/m³]	Methan + MU [mg/m³]	NMVOC (berechnet) [mg/m³]	Staub [mg/m³]	Staub + MU [mg/m³]
17	28 %	5,104	5,513	182,615	197,224	0,758	0,871	0,650	0,767	0,270	0,604	0,904
18	75 %	3,595	3,883	70,373	76,003	0,473	0,544	0,449	0,530	0,137	0,276	0,576
19	80 %	2,570	2,776	97,814	105,639	2,263	2,602	1,534	1,811	1,112	0,194	0,494
20	95 %	1,669	1,803	105,816	114,281	1,087	1,250	1,470	1,735	-0,016	0,248	0,548
21	95 %	3,171	3,424	100,807	108,871	0,999	1,149	0,876	1,034	0,342	4,862	5,162
22	40 %	2,836	3,063	112,779	121,802	0,726	0,834	0,912	1,076	0,041	0,383	0,683
23	20 %	3,714	4,011	137,561	148,566	0,695	0,799	0,869	1,026	0,043	0,551	0,851
24	60 %	4,908	5,301	104,745	113,124	0,443	0,510	1,447	1,707	-0,642	0,582	0,882
25	90 %	3,023	3,265	63,157	68,209	1,002	1,152	1,168	1,378	0,126	0,447	0,747
26	60 %	2,731	2,950	136,844	147,791	1,582	1,820	2,136	2,520	-0,019	1,994	2,294
27	50 %	3,413	3,686	133,965	144,682	1,309	1,505	1,748	2,063	-0,002	4,453	4,753
28	87 %	6,005	6,486	150,027	162,030	1,643	1,890	2,244	2,648	-0,040	2,100	2,400
29	93 %	4,594	4,962	63,000	68,040	0,576	0,663	0,709	0,837	0,044	0,296	0,596
30	100 %	0,560	0,605	177,923	192,157	1,979	2,275	1,275	1,505	1,022	0,132	0,432
31	100 %	0,037	0,040	117,603	127,011	2,779	3,196	1,374	1,622	1,748	0,119	0,419
32	100 %	1,744	1,884	110,980	119,859	2,168	2,493	1,357	1,601	1,150	0,187	0,487
33	100 %	0,903	0,976	217,105	234,473	2,523	2,902	1,457	1,719	1,431	0,153	0,453

Nr.	Mittlere Anlagen-Auslastung	CO [mg/m³]	CO+MU [mg/m³]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m³]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> + MU [mg/m³]	Cges. [mg/m³]	Cges. + MU [mg/m³]	Methan [mg/m³]	Methan + MU [mg/m³]	NMVOC (berechnet) [mg/m³]	Staub [mg/m³]	Staub + MU [mg/m³]
34	100 %	0,585	0,631	105,328	113,755	3,771	4,336	3,636	4,290	1,044	0,118	0,418
35	100 %	1,187	1,282	81,246	87,746	1,959	2,253	1,377	1,625	0,926	0,246	0,546
36	90 %	0,707	0,763	118,713	128,210	3,100	3,565	2,960	3,493	0,880	6,049	6,349
37	50 %	11,607	11,664	148,694	158,191	3,503	3,968	3,717	4,249	0,716	0,238	0,538
38	65 %	1939,434	2094,589	144,008	155,529	106,551	122,534	110,509	130,400	23,670	2,385	2,685
39	72 %	1,357	1,465	222,814	240,639	3,919	4,507	3,737	4,410	1,116	0,199	0,499
40	30 %	7,245	7,825	177,489	191,688	4,739	5,450	3,717	4,386	1,951	0,515	0,815
41	90 %	1,946	2,102	82,552	89,156	2,468	2,838	2,291	2,704	0,749	0,251	0,551
42	35 %	2,508	2,709	125,709	135,766	3,142	3,613	2,734	3,226	1,091	0,284	0,584
43	46 %	1,516	1,637	112,201	121,177	2,444	2,810	2,734	3,226	0,393	0,284	0,584
44	72 %	3,313	3,578	109,858	118,647	2,150	2,472	1,894	2,235	0,729	0,092	0,392
45	64 %	5,044	5,447	102,483	110,682	2,214	2,546	1,657	1,956	0,971	0,112	0,412
46	100 %	2,880	3,111	121,077	130,763	0,797	0,917	0,766	0,904	0,223	0,173	0,473
47	39 %	2,824	3,050	92,138	99,509	1,100	1,266	0,732	0,864	0,552	0,123	0,423
48	52 %	5,007	5,407	81,475	87,992	1,413	1,625	1,184	1,397	0,525	0,895	1,195
49	74 %	1,965	2,123	152,213	164,390	0,417	0,480	0,561	0,662	-0,004	1,446	1,746
50	93 %	1,512	1,633	123,895	133,807	0,805	0,926	0,723	0,853	0,263	0,293	0,593

Nr.	Mittlere Anlagen-Auslastung	CO [mg/m³]	CO+MU [mg/m³]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m³]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> + MU [mg/m³]	Cges. [mg/m³]	Cges. + MU [mg/m³]	Methan [mg/m³]	Methan + MU [mg/m³]	NMVOC (berechnet) [mg/m³]	Staub [mg/m³]	Staub + MU [mg/m³]
51	40 %	1,769	1,911	73,673	79,567	0,819	0,942	0,757	0,893	0,252	0,090	0,390
52	50 %	5,916	6,389	93,823	101,329	1,346	1,548	0,931	1,099	0,648	0,124	0,424
53	50 %	11,087	11,974	96,659	104,391	1,537	1,768	1,190	1,404	0,645	0,108	0,408
54	51 %	14,469	15,626	87,614	94,623	1,698	1,952	1,240	1,464	0,767	0,144	0,444
55	49 %	9,746	10,525	89,058	96,182	1,253	1,441	1,047	1,236	0,468	0,150	0,450
56	12 %	0,213	0,230	165,643	178,894	0,677	0,779	0,193	0,227	0,533	0,193	0,493
57	12 %	0,774	0,836	158,886	171,597	0,432	0,496	0,318	0,376	0,193	0,275	0,575
58	23 %	0,783	0,845	84,025	90,747	0,433	0,498	0,257	0,303	0,240	0,165	0,465
59	42 %	1,109	1,198	76,802	82,946	0,673	0,774	0,276	0,326	0,466	0,292	0,592
60	33 %	2,492	2,695	72,415	78,615	1,316	1,510	1,212	1,374	0,407	0,109	0,409
61	29 %	2,538	4,549	77,491	90,500	1,292	1,477	0,898	1,045	0,618	0,093	0,393
62	23 %	25,133	25,163	162,610	168,264	1,229	1,787	0,816	1,402	0,617	0,669	0,969
63	16 %	0,379	0,410	70,671	76,325	3,726	4,285	3,254	3,840	1,285	0,275	0,575
64	54 %	2,595	2,802	137,188	148,163	1,057	1,215	0,990	1,168	0,314	0,157	0,457
65	52 %	2,208	2,385	130,044	140,448	1,005	1,156	1,181	1,394	0,119	0,918	1,218
66	35 %	2,175	2,349	123,282	133,144	0,886	1,019	0,833	0,983	0,261	0,140	0,440
67	45 %	0,488	0,527	85,587	92,434	2,921	3,359	2,952	3,483	0,707	0,170	0,470

Nr.	Mittlere Anlagen-Auslastung	CO [mg/m³]	CO+MU [mg/m³]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m³]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> + MU [mg/m³]	Cges. [mg/m³]	Cges. + MU [mg/m³]	Methan [mg/m³]	Methan + MU [mg/m³]	NMVOC (berechnet) [mg/m³]	Staub [mg/m³]	Staub + MU [mg/m³]
68	85 %	3,289	3,552	86,589	93,516	0,395	0,454	0,335	0,396	0,143	0,124	0,424
69	80 %	3,592	3,880	81,347	87,855	0,665	0,764	0,285	0,336	0,451	0,154	0,454
70	12 %	1,170	1,263	170,517	184,159	0,454	0,523	0,375	0,443	0,173	0,245	0,545
71	56 %	3,798	4,102	145,462	157,099	1,483	1,706	1,326	1,565	0,489	0,222	0,522
72	29 %	3023,670	3265,564	152,456	164,652	777,817	894,490	784,309	925,484	189,586	0,677	0,977

Quelle: eigene Messungen

## F Messwerte, die in die Ermittlung von Emissionsfaktoren eingeflossen sind

Tabelle 82 zeigt Messdaten ohne Abzug oder Zuschlag der Messunsicherheit, die in die Bestimmung der Emissionsfaktoren für bestehende Anlagen (errichtet vor 20.12.2018) eingeflossen sind. Fünf Messungen erfolgten an neuen Anlagen (Nr. 57, 60, 61, 67, 68), deren Emissionswerte in Emissionsfaktoren für neue Anlagen einbezogen wurden.

**Tabelle 82: Messwerte der eigenen Messungen an Anlagen mit 1 MW bis unter 10 MW Leistung, die in Emissionsfaktoren eingeflossen sind**

Nr.	Alter der Anlage	Art des Brenners	Leistung [MW]	Heizöl [h/a]	Erdgas [h/a]	Heizöl NOx [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Heizöl Cgesamt [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Heizöl Methan [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Heizöl Staub [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Erdgas NOx [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Erdgas Cgesamt [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Erdgas Methan [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Erdgas Staub [mg/Nm <sup>3</sup> ]
1	Vor 20.12.2018	Zweistoff	5 - < 10	0	2500	218,14	0,674	0,840	0,635	179,49	0,718	0,843	
2	Vor 20.12.2018	Zweistoff	5 - < 10	3	2	104,42	0,551	0,513	0,601	63,31	0,446	0,796	
3	Vor 20.12.2018	Zweistoff	1 - < 5	20	616	196,40	0,274	0,288	0,709	97,31	0,572	0,404	
4	Vor 20.12.2018	Zweistoff	1 - < 5	400	800	80,89	0,536	0,418	0,505	68,49	0,631	0,559	
5	Vor 20.12.2018	Heizöl	5 - < 10	10		155,94	0,733	0,338	3,022				
6	Vor 20.12.2018	Heizöl	1 - < 5	219		198,69	0,842	1,192	0,095				
7	Vor 20.12.2018	Zweistoff	5 - < 10	31	6554	120,46	2,687	2,801	0,385	87,70	2,473	2,705	
8	Vor 20.12.2018	Erdgas	1 - < 5		550					142,99	1,326	0,141	
9	Vor 20.12.2018	Erdgas	1 - < 5		614					136,77	0,492	0,347	0,267



Nr.	Alter der Anlage	Art des Brenners	Leistung [MW]	Heizöl [h/a]	Erdgas [h/a]	Heizöl NOx [mg/Nm³]	Heizöl Cgesamt [mg/Nm³]	Heizöl Methan [mg/Nm³]	Heizöl Staub [mg/Nm³]	Erdgas NOx [mg/Nm³]	Erdgas Cgesamt [mg/Nm³]	Erdgas Methan [mg/Nm³]	Erdgas Staub [mg/Nm³]
10	Vor 20. 12.2018	Heizöl	1 - < 5	2		196,02	1,005	0,933	0,531				
11	Vor 20. 12.2018	Heizöl	1 - < 5	0		136,28	1,214	0,992	0,163				
12	Vor 20. 12.2018	Heizöl	1 - < 5	105		157,55	0,832	0,647	0,251				
13	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		2373					165,58	0,785	0,701	0,233
14	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		3127					163,43	0,696	0,503	0,264
15	Vor 20. 12.2018	Zweistoff	1 - < 5	29	1971	92,88	0,259	0,267	0,169	55,56	0,366	0,417	
16	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		2850					108,25	0,676	0,900	0,156
17	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		2850					114,91	0,754	1,235	0,160
18	Vor 20. 12.2018	Zweistoff	1 - < 5	10	2990	205,42	0,601	0,460	0,148	140,97	0,518	0,929	
19	Vor 20. 12.2018	Zweistoff	1 - < 5	2	0	181,28	0,625	1,056	0,168	88,66	0,623	0,727	
20	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		553					148,21	0,869	2,178	0,151
21	Vor 20. 12.2018	Heizöl	1 - < 5	100		167,47	1,737	1,579	0,613				

Nr.	Alter der Anlage	Art des Brenners	Leistung [MW]	Heizöl [h/a]	Erdgas [h/a]	Heizöl NOx [mg/Nm³]	Heizöl Cgesamt [mg/Nm³]	Heizöl Methan [mg/Nm³]	Heizöl Staub [mg/Nm³]	Erdgas NOx [mg/Nm³]	Erdgas Cgesamt [mg/Nm³]	Erdgas Methan [mg/Nm³]	Erdgas Staub [mg/Nm³]
22	Vor 20. 12.2018	Zweistoff	1 - < 5	3	3246	184,06	1,161	0,323	0,688	171,04	0,639	0,594	
23	Vor 20. 12.2018	Zweistoff	1 - < 5	137	0	204,63	1,509	0,625	0,700	182,31	0,737	0,628	
24	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		3000					69,68	0,250	0,331	0,229
25	Vor 20. 12.2018	Zweistoff	1 - < 5	347	1653	210,66	1,111	1,480	0,221	96,80	1,668	1,477	
26	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		4000					105,44	1,032	1,444	0,213
27	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		4000					99,97	0,943	0,722	
28	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		3000					110,99	0,693	0,900	0,293
29	Vor 20. 12.2018	Zweistoff	1 - < 5	3	0	176,59	0,940	0,834	1,254	136,93	0,676	0,827	
30	Vor 20. 12.2018	Zweistoff	5 - < 10	0	350	138,61	0,482	1,184	0,484	103,68	0,443	1,329	
31	Vor 20. 12.2018	Zweistoff	1 - < 5	0	3500	82,70	0,898	1,521	0,288	62,69	0,887	1,132	
32	Vor 20. 12.2018	Zweistoff	1 - < 5	0	895	140,41	1,377	1,836	2,500	136,26	1,431	1,925	
33	Vor 20. 12.2018	Zweistoff	1 - < 5	0	895	183,51	1,321	1,881	1,684	129,84	1,135	1,460	

Nr.	Alter der Anlage	Art des Brenners	Leistung [MW]	Heizöl [h/a]	Erdgas [h/a]	Heizöl NOx [mg/Nm³]	Heizöl Cgesamt [mg/Nm³]	Heizöl Methan [mg/Nm³]	Heizöl Staub [mg/Nm³]	Erdgas NOx [mg/Nm³]	Erdgas Cgesamt [mg/Nm³]	Erdgas Methan [mg/Nm³]	Erdgas Staub [mg/Nm³]
34	Vor 20. 12.2018	Zweistoff	1 - < 5	0	530	176,81	1,363	1,789	0,511	149,65	1,500	1,995	
35	Vor 20. 12.2018	Zweistoff	1 - < 5	0	5600	95,85	0,459	0,508	0,356	62,72	0,528	0,624	0,124
36	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		8000					173,13	1,917	1,213	0,117
37	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		8000					117,22	2,728	1,292	0,178
38	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		8000					110,32	2,126	1,322	0,133
39	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		8000					199,51	2,367	1,349	0,116
40	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		8000					104,00	3,674	3,487	0,152
41	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		8000					81,08	1,874	1,270	0,129
42	Vor 20. 12.2018	Erdgas	5 - < 10		5715					118,51	3,060	2,837	0,232
43	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		3649					146,83	3,316	3,517	0,124
44	Vor 20. 12.2018	Erdgas	5 - < 10		8000								
45	Vor 20. 12.2018	Erdgas	5 - < 10		8000					219,15	3,340	3,135	0,163

Nr.	Alter der Anlage	Art des Brenners	Leistung [MW]	Heizöl [h/a]	Erdgas [h/a]	Heizöl NOx [mg/Nm³]	Heizöl Cgesamt [mg/Nm³]	Heizöl Methan [mg/Nm³]	Heizöl Staub [mg/Nm³]	Erdgas NOx [mg/Nm³]	Erdgas Cgesamt [mg/Nm³]	Erdgas Methan [mg/Nm³]	Erdgas Staub [mg/Nm³]
46	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		130					177,09	4,336	3,510	0,366
47	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		1000					80,96	2,409	2,238	0,204
48	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		3987					120,21	3,038	2,614	0,234
49	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		45					111,97	2,435	2,103	0,109
50	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		4000					107,43	2,133	1,722	0,090
51	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		4000					101,01	2,192	1,616	0,109
52	Vor 20. 12.2018	Zweistoff	1 - < 5	0	4100	228,98	0,612	0,264	0,159	120,12	0,739	0,637	
53	Vor 20. 12.2018	Zweistoff	1 - < 5	0	4100	186,53	0,894	0,596	0,126	91,75	1,012	0,674	
54	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		1500					79,95	1,260	0,865	0,815
55	Vor 20. 12.2018	Zweistoff	1 - < 5	763	5237	154,12	0,503	0,526	2,866	151,75	0,413	0,473	
56	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		1800					123,18	0,750	0,702	0,237
57	Ab 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5										

Nr.	Alter der Anlage	Art des Brenners	Leistung [MW]	Heizöl [h/a]	Erdgas [h/a]	Heizöl NOx [mg/Nm³]	Heizöl Cgesamt [mg/Nm³]	Heizöl Methan [mg/Nm³]	Heizöl Staub [mg/Nm³]	Erdgas NOx [mg/Nm³]	Erdgas Cgesamt [mg/Nm³]	Erdgas Methan [mg/Nm³]	Erdgas Staub [mg/Nm³]
58	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		1000					93,44	1,254	0,806	0,121
59	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		1000					96,27	1,418	1,108	0,089
60	Ab 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5										
61	Ab 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5										
62	Vor 20. 12.2018	Heizöl	5 - < 10	720		151,60	1,827	1,105	0,358				
63	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		4000					164,96	0,516	0,160	0,158
64	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		4000					151,79	0,421	0,268	0,229
65	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		8000					83,68	0,401	0,257	0,163
66	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		8000					76,41	0,637	0,272	0,211
67	Ab 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5										
68	Ab 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5										
69	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		6000					154,42	0,968	0,631	0,282

Nr.	Alter der Anlage	Art des Brenners	Leistung [MW]	Heizöl [h/a]	Erdgas [h/a]	Heizöl NOx [mg/Nm³]	Heizöl Cgesamt [mg/Nm³]	Heizöl Methan [mg/Nm³]	Heizöl Staub [mg/Nm³]	Erdgas NOx [mg/Nm³]	Erdgas Cgesamt [mg/Nm³]	Erdgas Methan [mg/Nm³]	Erdgas Staub [mg/Nm³]
70	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		6300					69,54	3,612	3,133	0,275
71	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		8130					128,33	1,016	0,953	0,110
72	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		8250					128,84	0,926	1,153	0,896
73	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		7900					122,65	0,867	0,752	0,129
74	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		6680					84,59	2,724	2,859	0,162
75	Vor 20. 12.2018	Erdgas	5 - < 10		7000					86,23	0,354	0,292	0,114
76	Vor 20. 12.2018	Erdgas	5 - < 10		7000					80,32	0,491	0,240	0,118
77	Vor 20. 12.2018	Erdgas	5 - < 10		100					169,86	0,454	0,361	0,172
78	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		700					107,66	1,265	0,888	0,172
79	Vor 20. 12.2018	Erdgas	1 - < 5		4000					179,49		603,101	0,404

## G Vergleich der NO<sub>x</sub> Messwerte über die Jahreszeiten

In Tabelle 83 sind NO<sub>x</sub>-Mittelwerte aus drei Messungen von in der Regel 30 Minuten Dauer sortiert nach dem Datum der Messung und (innerhalb der Spalten für Heizöl- bzw. Erdgasbetrieb) sortiert für jeden Monat nach Höhe des Messwertes – mit vorrangiger Sortierung der Erdgas-Messwerte - aufgeführt. Die Messunsicherheit ist unberücksichtigt.

**Tabelle 83: NO<sub>x</sub>-Mittelwert aus drei Messungen von i.d.R. 30 min. Dauer mit Monat der Messung (ohne Messunsicherheit) (normiert, 3 % Bezugssauerstoff)**

Messung Nr.	Branche	Messmonat und Jahr	Heizöl NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m <sup>3</sup> ]	Erdgas NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m <sup>3</sup> ]
1	Wohnen	11/2020	218,139	179,485
11	Wohnen	12/2020	136,278	
5	Wohnen	12/2020	155,941	
12	Wohnen	12/2020	157,552	
10	Wohnen	12/2020	196,024	
6	Wohnen	12/2020	198,695	
2	Wohnen	12/2020	104,418	63,310
4	Wohnen	12/2020	80,892	68,487
7	Wohnen	12/2020	120,462	87,704
3	Wohnen	12/2020	196,395	97,308
9	Wohnen	12/2020		136,768
8	Wohnen	12/2020		142,987
14	Wohnen	12/2020		163,427

Messung Nr.	Branche	Messmonat und Jahr	Heizöl NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m <sup>3</sup> ]	Erdgas NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m <sup>3</sup> ]
13	Wohnen	12/2020		165,581
21	Wohnen	01/2021	167,470	
15	Wohnen	01/2021	92,881	55,563
24	Wohnen	01/2021		69,679
19	Wohnen	01/2021	181,280	88,664
25	Wohnen	01/2021	210,659	96,802
27	Wohnen	01/2021		99,966
30	Wohnen	01/2021	138,607	103,678
26	Wohnen	01/2021		105,438
16	Wohnen	01/2021		108,247
28	Wohnen	01/2021		110,991
17	Wohnen	01/2021		114,905
29	Wohnen	01/2021	176,590	136,927
18	Wohnen	01/2021	205,418	140,968
20	Wohnen	01/2021		148,210
22	Wohnen	01/2021	184,059	171,043
23	Wohnen	01/2021	204,634	182,307
31	Wohnen	02/2021	82,703	62,693



Messung Nr.	Branche	Messmonat und Jahr	Heizöl NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m <sup>3</sup> ]	Erdgas NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m <sup>3</sup> ]
35	Wohnen	02/2021	95,845	62,715
33	Wohnen	02/2021	183,506	129,843
32	Wohnen	02/2021	140,407	136,263
34	Wohnen	02/2021	176,808	149,646
41	Industrie	08/2021		81,078
40	Industrie	08/2021		103,999
38	Industrie	08/2021		110,324
37	Industrie	08/2021		117,220
36	Industrie	08/2021		173,128
39	Industrie	08/2021		199,509
44	Industrie	09/2021		135,380
45	Industrie	09/2021		219,151
42	Industrie	10/2021		118,508
43	Industrie	10/2021		146,831
53	Wohnen	01/2022	186,534	91,748
51	Wohnen	01/2022		101,015
50	Wohnen	01/2022		107,430
52	Wohnen	01/2022	228,978	120,118

Messung Nr.	Branche	Messmonat und Jahr	Heizöl NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m <sup>3</sup> ]	Erdgas NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m <sup>3</sup> ]
62	Industrie	02/2022	151,598	
57	Industrie	02/2022		72,973
47	Wohnen	02/2022		80,963
49	Wohnen	02/2022		111,969
48	Wohnen	02/2022		120,206
69	Industrie	02/2022		154,419
46	Wohnen	02/2022		177,092
67	Industrie	03/2022		72,073
68	Industrie	03/2022		73,791
66	Industrie	03/2022		76,408
65	Industrie	03/2022		83,682
64	Industrie	03/2022		151,788
63	Industrie	03/2022		164,963
70	Industrie	04/2022		69,539
54	Wohnen	04/2022		79,951
76	Industrie	04/2022		80,323
74	Industrie	04/2022		84,594
75	Industrie	04/2022		86,232

Messung Nr.	Branche	Messmonat und Jahr	Heizöl NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m <sup>3</sup> ]	Erdgas NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/m <sup>3</sup> ]
60	Wohnen	04/2022		87,489
61	Wohnen	04/2022		88,881
58	Wohnen	04/2022		93,441
59	Wohnen	04/2022		96,272
78	Industrie	04/2022		107,664
73	Industrie	04/2022		122,649
56	Wohnen	04/2022		123,178
71	Industrie	04/2022		128,332
72	Industrie	04/2022		128,840
79	Industrie	04/2022		145,047
55	Wohnen	04/2022	154,120	151,747
77	Industrie	04/2022		169,857

Quelle: eigene Messungen

## H NO<sub>x</sub>-Einzelmesswerte und Lastzustand während der Messung

**Tabelle 84: Vergleich Betriebslast und NO<sub>x</sub>-Einzelmesswerte – Erdgas (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, keine Messunsicherheit-Berücksichtigung)**

Mes- sungs- Nr.	Branche	Nennleistung der Anlage [MW]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] (1. Teilmessung)	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] (2. Teilmessung)	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] (3. Teilmessung)	Betriebslast [Anteil Nennlast] (1. Teilmessung)	Betriebslast [Anteil Nennlast] (2. Teilmessung)	Betriebslast [Anteil Nennlast] (3. Teilmessung)
1	Wohnen	6,300	179,092	179,614	179,750	62 %	58 %	60 %
2	Wohnen	9,765	64,277	62,855	62,797	40 %	41 %	39 %
3	Wohnen	3,045	97,007	97,254	97,662	59 %	59 %	59 %
4	Wohnen	2,625	73,066	76,866	81,034	42 %	79 %	65 %
5	Wohnen	6,458	87,902	87,766	87,444	25 %	25 %	25 %
6	Wohnen	2,442	143,173	142,197	143,590	100 %	100 %	100 %
7	Wohnen	2,442	135,956	136,877	137,470	40 %	40 %	40 %
8	Wohnen	4,358	165,138	166,185	165,420	36 %	34 %	34 %
9	Wohnen	4,358	162,456	163,557	164,269	36 %	36 %	36 %
10	Wohnen	3,150	56,144	55,324	55,221	90 %	70 %	70 %
11	Wohnen	1,176	109,374	108,370	106,997	60 %	65 %	65 %
12	Wohnen	1,176	114,868	115,027	114,821	65 %	65 %	65 %
13	Wohnen	2,100	141,739	140,663	140,502	60 %	70 %	70 %
14	Wohnen	3,045	88,919	87,458	89,615	10 %	50 %	10 %
15	Wohnen	2,442	147,929	148,952	147,750	20 %	20 %	20 %
16	Wohnen	4,935	171,023	171,377	170,728	40 %	40 %	40 %

Mes- sung- Nr.	Branche	Nennleistung der Anlage [MW]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] (1. Teilmessung)	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] (2. Teilmessung)	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] (3. Teilmessung)	Betriebslast [Anteil Nennlast] (1. Teilmessung)	Betriebslast [Anteil Nennlast] (2. Teilmessung)	Betriebslast [Anteil Nennlast] (3. Teilmessung)
17	Wohnen	4,935	182,615	182,214	182,092	28 %	28 %	28 %
18	Wohnen	4,200	69,838	68,825	70,373	88 %	75 %	63 %
19	Wohnen	4,452	95,532	97,058	97,814	80 %	80 %	80 %
20	Wohnen	2,205	104,838	105,816	105,660	95 %	95 %	95 %
21	Wohnen	2,205	100,807	99,656	99,436	95 %	95 %	95 %
22	Wohnen	2,730	110,011	110,184	112,779	40 %	40 %	40 %
23	Wohnen	4,725	137,561	137,144	136,076	20 %	20 %	20 %
24	Wohnen	5,145	102,854	103,436	104,745	60 %	60 %	60 %
25	Wohnen	1,838	63,157	62,616	62,307	90 %	90 %	90 %
26	Wohnen	1,575	135,621	136,844	136,324	60 %	60 %	60 %
27	Wohnen	1,575	122,023	133,542	133,965	60 %	60 %	30 %
28	Wohnen	1,628	149,359	149,552	150,027	60 %	100 %	100 %
29	Wohnen	1,628	62,398	62,748	63,000	80 %	100 %	100 %
30	Industrie	2,100	173,282	168,180	177,923	Normalbetrieb	Normalbetrieb	Normalbetrieb
31	Industrie	2,940	116,811	117,603	117,248	Normalbetrieb	Normalbetrieb	Normalbetrieb
32	Industrie	1,260	109,551	110,980	110,442	Normalbetrieb	Normalbetrieb	Normalbetrieb
33	Industrie	2,100	186,579	217,105	194,843	Normalbetrieb	Normalbetrieb	Normalbetrieb
34	Industrie	1,838	102,151	105,328	104,518	Normalbetrieb	Normalbetrieb	Normalbetrieb

Mes- sung- Nr.	Branche	Nennleistung der Anlage [MW]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] (1. Teilmessung)	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] (2. Teilmessung)	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] (3. Teilmessung)	Betriebslast [Anteil Nennlast] (1. Teilmessung)	Betriebslast [Anteil Nennlast] (2. Teilmessung)	Betriebslast [Anteil Nennlast] (3. Teilmessung)
35	Industrie	1,526	81,057	80,931	81,246	Normalbetrieb	Normalbetrieb	Normalbetrieb
36	Industrie	5,229	118,540	118,713	118,272	90 %	90 %	90 %
37	Industrie	2,751	148,694	145,916	145,882	50 %	50 %	50 %
38	Industrie	8,925	126,251	135,882	144,008	70 %	40 %	85 %
39	Industrie	8,925	218,191	222,814	216,448	85 %	50 %	80 %
40	Wohnen	1,750	176,674	177,114	177,489	26 %	26 %	26 %
41	Wohnen	1,300	82,552	81,582	78,756	100 %	100 %	100 %
42	Wohnen	1,750	119,197	125,709	115,712	35 %	35 %	35 %
43	Wohnen	1,750	112,201	112,017	111,691	35 %	51 %	51 %
44	Wohnen	1,020	106,832	105,600	109,858	46 %	69 %	69 %
45	Wohnen	1,020	99,919	102,483	100,642	69 %	64 %	59 %
46	Wohnen	1,000	121,077	120,004	119,273	100 %	100 %	100 %
47	Wohnen	3,000	92,138	91,597	91,509	37 %	40 %	40 %
48	Wohnen	1,800	77,563	80,816	81,475	56 %	56 %	56 %
49	Wohnen	1,350	152,164	150,864	152,213	74 %	74 %	74 %
50	Wohnen	3,000	122,754	122,885	123,895	93 %	93 %	93 %
51	Industrie	3,500	72,156	73,673	73,091	40 %	40 %	40 %
52	Wohnen	4,200	93,794	92,705	93,823	60 %	60 %	60 %

Mes- sungs- Nr.	Branche	Nennleistung der Anlage [MW]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] (1. Teilmessung)	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] (2. Teilmessung)	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] (3. Teilmessung)	Betriebslast [Anteil Nennlast] (1. Teilmessung)	Betriebslast [Anteil Nennlast] (2. Teilmessung)	Betriebslast [Anteil Nennlast] (3. Teilmessung)
53	Wohnen	4,200	96,025	96,132	96,659	60 %	60 %	60 %
54	Wohnen	6,800	87,614	87,440	87,414	54 %	54 %	54 %
55	Wohnen	6,800	88,652	89,058	88,933	49 %	49 %	49 %
56	Industrie	2,500	164,642	164,606	165,643	12 %	12 %	12 %
57	Industrie	2,500	158,886	148,840	147,638	12 %	12 %	12 %
58	Industrie	2,600	84,025	83,670	83,352	23 %	23 %	23 %
59	Industrie	2,600	76,802	76,241	76,180	42 %	42 %	42 %
60	Industrie	3,200	71,957	71,847	72,415	34 %	34 %	34 %
61	Industrie	3,200	71,692	72,189	77,491	22 %	25 %	41 %
62	Industrie	3,200	162,610	145,193	155,453	22 %	25 %	22 %
63	Industrie	2,000	70,671	69,787	68,160	16 %	16 %	16 %
64	Industrie	1,300	137,188	123,712	124,097	38 %	62 %	62 %
65	Industrie	3,100	128,109	128,368	130,044	52 %	52 %	52 %
66	Industrie	3,100	122,360	123,282	122,304	35 %	35 %	35 %
67	Industrie	2,000	85,587	83,829	84,367	45 %	45 %	45 %
68	Industrie	6,902	85,813	86,295	86,589	80 %	80 %	94 %
69	Industrie	6,902	81,347	79,760	79,863	57 %	90 %	83 %
70	Industrie	5,600	169,122	169,932	170,517	25 %	25 %	25 %

Mes- sung- Nr.	Branche	Nennleistung der Anlage [MW]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] (1. Teilmessung)	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] (2. Teilmessung)	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] (3. Teilmessung)	Betriebslast [Anteil Nennlast] (1. Teilmessung)	Betriebslast [Anteil Nennlast] (2. Teilmessung)	Betriebslast [Anteil Nennlast] (3. Teilmessung)
71	Industrie	4,650	145,462	83,123	94,408	37 %	75 %	56 %
72	Industrie	3,200	152,456	144,097	138,589	29 %	29 %	29 %

Quelle: eigene Messungen

**Tabelle 85: Vergleich Betriebslast und NO<sub>x</sub>-Einzelmesswerte – Heizöl (normiert, 3 % Bezugssauerstoffgehalt, keine Messunsicherheit-Berücksichtigung)**

Mes- sung- Nr.	Branche	Nennleistung der Anlage [MW]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] (1. Teilmessung)	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] (2. Teilmessung)	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] (3. Teilmessung)	Betriebslast [Anteil Nennlast] (1. Teilmessung)	Betriebslast [Anteil Nennlast] (2. Teilmessung)	Betriebslast [Anteil Nennlast] (3. Teilmessung)
1	Wohnen	6,300	218,689	218,329	217,399	72 %	67 %	68 %
2	Wohnen	9,765	101,663	107,450	104,140	39 %	37 %	34 %
3	Wohnen	3,045	189,914	199,603	199,668	94 %	94 %	94 %
4	Wohnen	2,625	84,775	66,244	66,151	56 %	56 %	56 %
5	Wohnen	9,450	154,308	156,574	156,943	31 %	31 %	31 %
6	Wohnen	3,875	197,836	198,887	199,361	49 %	49 %	49 %
7	Wohnen	6,458	116,616	120,522	124,248	13 %	13 %	13 %
8	Wohnen	1,313	195,723	196,285	196,064	88 %	88 %	88 %
9	Wohnen	1,470	136,851	136,261	135,723	50 %	50 %	57 %
10	Wohnen	1,470	159,575	156,525	156,556	57 %	50 %	43 %
11	Wohnen	3,150	96,787	91,232	90,624	80 %	80 %	80 %
12	Wohnen	2,100	203,975	206,605	205,675	63 %	57 %	50 %



Mes- sungs- Nr.	Branche	Nennleistung der Anlage [MW]	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] (1. Teilmessung)	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] (2. Teilmessung)	NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ] (3. Teilmessung)	Betriebslast [Anteil Nennlast] (1. Teilmessung)	Betriebslast [Anteil Nennlast] (2. Teilmessung)	Betriebslast [Anteil Nennlast] (3. Teilmessung)
13	Wohnen	3,045	180,685	181,673	181,481	49 %	49 %	49 %
14	Wohnen	1,313	166,943	167,440	168,027	50 %	50 %	50 %
15	Wohnen	4,935	175,690	198,688	177,799	40 %	40 %	25 %
16	Wohnen	4,935	219,553	196,573	197,776	47 %	47 %	47 %
17	Wohnen	4,452	209,945	210,667	211,365	70 %	45 %	40 %
18	Wohnen	4,725	175,227	177,973	176,571	20 %	20 %	20 %
19	Wohnen	5,145	139,730	138,768	137,323	66 %	66 %	73 %
20	Wohnen	1,838	80,210	84,022	83,876	80 %	80 %	80 %
21	Wohnen	1,575	139,832	140,439	140,949	30 %	30 %	30 %
22	Wohnen	1,575	162,486	223,557	164,473	30 %	60 %	30 %
23	Wohnen	1,628	176,537	177,136	176,751	66 %	66 %	66 %
24	Wohnen	1,628	95,980	95,711	95,844	100 %	100 %	100 %
25	Wohnen	1,000	228,045	229,285	229,603	100 %	100 %	100 %
26	Wohnen	3,000	185,422	191,135	183,046	47 %	47 %	50 %
27	Wohnen	1,350	157,901	151,747	152,714	74 %	74 %	74 %
28	Industrie	5,500	167,783	149,383	137,628	62 %	31 %	20 %

Quelle: eigene Messungen

## I Anlagen mit weniger als 300 Betriebsstunden pro Jahr

Tabelle 86 zeigt Anlagen, für die weniger als 300 Betriebsstunden im Jahr von den Betreibern angegeben wurden. Für mit leichtem Heizöl betriebene Anlagen mit 10 bis unter 20 MW erlaubt § 11 Abs. 8 der 44. BImSchV (2019), wenn sie im gleitenden Durchschnitt über einen Zeitraum von fünf Jahren höchstens 300 Betriebsstunden jährlich in Betrieb sind, einen höheren NO<sub>x</sub>-Grenzwert von 250 mg/Nm<sup>3</sup>. Die gemessenen Heizöl-Anlagen fallen nicht unter die Regelung, da sie weniger als 10 MW Feuerungswärmeleistung aufweisen. Die gemessenen Anlagen überschreiten den für sie geltenden Grenzwert von 200 mg/Nm<sup>3</sup> NO<sub>x</sub> in drei von zehn Fällen (fett markiert). Für mit Erdgas betriebene Anlagen gibt es in der 44. BImSchV für Anlagen mit 10 bis unter 20 MW keinen höheren Grenzwert, wenn sie weniger als 300 Betriebsstunden im Jahr aufweisen. Der für die gemessenen Erdgasfeuerungen mit unter 10 MW geltende Grenzwert beträgt 150 mg/Nm<sup>3</sup>; bei den sieben Messungen mit Erdgasfeuerung wurde dieser auch dreimal überschritten (fett markiert).

**Tabelle 86: Anlagen mit < 300 Betriebsstunden pro Jahr und NO<sub>x</sub>-Messwerte zuzüglich Messunsicherheit (MU) (normiert, bezogen auf 3 % Sauerstoffgehalt)**

Nr.	Anlage	Zweistoff- brenner	Heizöl und Erdgas - Jahresbetriebsstunden	Heizöl - Jahresbetriebsstunden	Erdgas - Jahresbetriebsstunden	Heizöl - NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> + MU - [mg/m <sup>3</sup> ]	Erdgas - NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> + MU - [mg/m <sup>3</sup> ]
1	Wohnen	ja	5	3	2	112,77	68,374
2	Wohnen	Nein	10	10		168,42	
3	Wohnen	Nein	219	219		<b>214,59</b>	
4	Wohnen	Nein	2	2		<b>211,71</b>	
5	Wohnen	Nein	0	0		147,18	
6	Wohnen	Nein	105	105		170,16	
7	Wohnen	Ja	2	2	0	195,78	95,76
8	Wohnen	Nein	100	100		180,87	
9	Wohnen	Ja	137	137	0	<b>221,00</b>	<b>196,89</b>
10	Wohnen	Ja	3	3	0	190,72	147,88

Nr.	Anlage	Zweistoff- brenner	Heizöl und Erdgas - Jahresbetriebsstunden	Heizöl - Jahresbetriebsstunden	Erdgas - Jahresbetriebsstunden	Heizöl - NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> + MU - [mg/m <sup>3</sup> ]	Erdgas - NO <sub>x</sub> als NO <sub>2</sub> + MU - [mg/m <sup>3</sup> ]
11	Wohnen	Nein	130		130		<b>191,26</b>
12	Wohnen	Nein	45		45		120,93
13	Industrie	Nein	100		100		<b>183,45</b>

Quelle: eigene Messungen

## J Herstellerinformationen zu erreichbaren NO<sub>x</sub>-Emissionen in Abhängigkeit von der Verbrennungstechnik

Tabelle 87 wurde in einer ad-hoc-Arbeitsgruppe unter Leitung des BDH und Mitarbeit der Brennerhersteller Dreizler, Elco und Weishaupt erarbeitet.

Alle NO<sub>x</sub>-Werte in sind in mg/m<sup>3</sup> bei einem Sauerstoffbezugswert von 3% im trockenen Abgas angegeben.

Ein Wertebereich innerhalb einer Zelle resultiert aus möglichen konstruktiven Unterschieden der verschiedenen Anwendungen (zum Beispiel Feuerraumdurchmesser, Mediumtemperatur, Vorwämtemperatur).

Da die EU-Richtlinie für mittelgroße Feuerungsanlagen (EU-Richtlinie 2015) und die entsprechende Verordnung in Deutschland (44. BImSchV) keine Vorgaben für Randbedingungen definieren, werden als konkrete Randbedingungen für diese Tabelle folgende Parameter festgelegt:

- ▶ Verbrennungslufttemperatur 10 - 40 °C; Verbrennungsluftfeuchte 5 - 15 g/kg
- ▶ Heizwert Erdgas H (lokale Wobbe-Index-Schwankung < ±2 % und max. 10 % H<sub>2</sub>); Stickstoffgehalt im Heizöl EL max. 140 mg/kg
- ▶ Vorhaltung Messunsicherheit und zusätzliche Addition Messunsicherheiten: 10 mg/m<sup>3</sup>

Damit stellen die angegebenen Werte das Maximum der realen Werte im Jahresverlauf dar. Durch günstigere Randbedingungen können auch niedrigere Emissionen auftreten und in Stichproben gemessen werden.

Angaben für Flüssiggas (Propan/Butan) sind nicht in der Tabelle angeführt. Die Emissionswerte für Flüssiggas liegen nach Angaben der Brennerhersteller um Faktor ca. 1,5-1,8 höher als bei Erdgas H (je nach Zusammensetzung).

Höhere Wasserstoffanteile als 10% im Erdgas H haben Einfluss auf die NO<sub>x</sub>-Emissionen und auch auf die grundsätzliche Anwendbarkeit der angeführten Low-NO<sub>x</sub>-Techniken. Dieser grundsätzliche Sachverhalt ist in der Tabelle nicht berücksichtigt.

Alle Werte resultieren aus einer Vielzahl von Messprotokollen der verschiedenen Hersteller an den verschiedenen Anwendungen unter verschiedenen Bedingungen bezüglich der Einflussfaktoren.

**Tabelle 87: Erreichbare NO<sub>x</sub>-Emissionen nach eingesetzten Brenner-Techniken und Kesselbauweisen in mittelgroßen Heizöl- und Erdgas-Feuerungsanlagen**

Nr.	Kesselbauweise Technik	Großwasserraumkessel im Durchbrandprinzip [mg/m <sup>3</sup> ]	Großwasserraumkessel im Umkehrflam- prinzip [mg/m <sup>3</sup> ]	Thermalölkessel mit Luftvorwärmung bis 200°C [mg/m <sup>3</sup> ]	Lufterhitzer (indirekt) im Durchbrandprinzip [mg/m <sup>3</sup> ]	Lufterhitzer (indirekt) im Umkehrprinzip [mg/m <sup>3</sup> ]
1	Standardbrenner (nicht Low-NO <sub>x</sub> ) + externe Abgasrezirkulation (0. Generation)	unüblich, weil Low-NO <sub>x</sub> -Technik verfügbar	Heizöl 200 - 250 Erdgas 100 - 120	unüblich, weil Low-NO <sub>x</sub> -Technik verfügbar	unüblich, weil Low-NO <sub>x</sub> -Technik verfügbar	Heizöl 200 - 250 Erdgas 100 - 120
2	Interne Abgasrezirkulation (1. Generation)	Heizöl ca. 250 Erdgas 90 - 150	Heizöl ca. 250 Erdgas 100 - 150	Heizöl 250 - 350 Erdgas 150 - 200	Heizöl ca. 250 Erdgas 90 - 150	Heizöl ca. 250 Erdgas 100 - 150
3	Interne Abgasrezirkulation (2. Generation)	Heizöl 130 - 200 Erdgas 75 - 100	Heizöl 180 - 250 Erdgas 100 - 120	Heizöl 180 - 250 Erdgas 100 - 140	Heizöl 130 - 200 Erdgas 75 - 100	Heizöl 180 - 250 Erdgas 100 - 120
4	Interne + externe Abgasrezirkulation	Heizöl 100 - 150 Erdgas 40 - 80	n. a.	Heizöl 150 - 200 Erdgas 70 - 120	Heizöl 120 - 150 Erdgas 60 - 80	n. a.
5	Oberflächen / Pre-Mix-Brenner (bis ca. 4 MW, nur gasförmige Brennstoffe, Cross Media Effekte beachten)	Heizöl n. a. Erdgas 30 - 50	Heizöl n. a. Erdgas 30 - 50	Heizöl n. a. Erdgas 30 - 50	Heizöl n. a. Erdgas 30 - 50	Heizöl n. a. Erdgas 30 - 50
6	SCR / SNCR	Nicht betrachtet, da sekundäre Minderungstechnik	Nicht betrachtet, da sekundäre Minderungstechnik	Nicht betrachtet, da sekundäre Minderungstechnik	Nicht betrachtet, da sekundäre Minderungstechnik	Nicht betrachtet, da sekundäre Minderungstechnik

Anmerkungen zu Cross Media Effekten:

1) Energie und Effizienz: Es gilt generell, je niedriger der NO<sub>x</sub>-Wert, desto mehr Energieaufwand ist notwendig. Entweder durch tatsächlich zusätzliche erzeugte Energie (Primärenergie), durch zusätzliche Energieverluste oder zusätzliche Elektroenergie. Folgende technische Ursachen verbunden mit den o.a. Low-NO<sub>x</sub>-Techniken sind zu erwähnen: Höherer Druckverlust am Brennkopf, z.B. für interne Abgasrezirkulation, führt zu höherer Gebläseleistung und damit mehr Elektroenergiebedarf bei gleicher

Feuerungsleistung. Externe Abgasrezirkulation führt zu zusätzlicher Gebläseleistung und damit mehr Elektroenergiebedarf bei gleicher Feuerungsleistung. Erhöhter Luftüberschuss für Flammenkühlung führt zu höheren Abgasverlusten (v.a. angewendet bei Oberflächen / Pre-Mix-Brennern). Eine Quantifizierung, differenziert nach Technologie und Anwendung und verschiedenen Leistungsbereichen und verschiedenen Schwerpunkten der Hersteller, ist ohne Weiteres nicht möglich, deswegen die qualitative und generelle Aussage zum Zusammenhang

2) Herstellkosten und Preis: Je niedriger der NO<sub>x</sub>-Wert, desto höher der Aufwand. Der zusätzliche Aufwand resultiert aus:

- höherem konstruktiven Aufwand am Brenner
- höherem Aufwand an der Konstruktion der Anwendung (z.B. größere Feuerraumdurchmesser)
- Ausschluss von kostengünstigen Anwendungen (z.B. Umkehrfeuerräumen)
- höherem Aufwand in der Peripherie (z.B. Leitung für externe Abgasrezirkulation)
- höherem Aufwand für Steuer- und Regelungstechnik
- höherem Aufwand für Inbetriebnahme und Wartung

Quelle: BDH für UBA-Workshop 2022