VLAAMS
ENERGIEAGENTSCHAP

RAPPORT 2018/2

Deel 1 : Rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2019

INHOUD

LIJST VAN TABELLEN 8

LIJST VAN FIGUREN 9

LIJST VAN AFKORTINGEN 10

LIJST VAN PARAMETERS 12

LEESWIJZER 14

1 INLEIDING 15

2 BANDINGFACTOREN 17

2.1 Berekeningsmethodiek 17

2.2 Toepassing bandingfactor 17

2.3 Maximale bandingfactor 18

3 VERDERE (GEVOLGDE) PROCEDURE 19

4 LIJST REPRESENTATIEVE PROJECTCATEGORIEËN 21

4.1 Representarieve projectcategorieën GS 21

4.2 Representatieve projectcategorieën WKK 24

5 OVERZICHT BANDINGFACTOREN 27

5.1 Overzicht OT/Bf voor groenestroominstallaties 27

5.2 Overzicht OT/Bf voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties op biogas 28

5.3 Overzicht OT/Bf voor andere kwalitatieve warmte-krachtinstallaties 28

6 ALGEMENE PARAMETERS 29

6.1 Jaarlijkse prijsstijging 29

6.2 Prijs van aardgas als brandstof 29

6.2.1 Marktprijs aardgas voor industriële grootverbruikers 29

6.2.2 Marktprijs aardgas voor overige verbruikers 29

6.3 CO_2-kost 30

6.4 Elektriciteitsprijs bij verkoop en zelfafname 30

6.4.1 Marktprijs elektriciteit bij verkoop in jaar 0 30

6.4.2 Marktprijs elektriciteit bij zelfafname voor industriële grootverbruikers 30

6.4.3 Marktprijs elektriciteit bij zelfafname voor overige verbruikers 31

6.5 Financiering 31

6.5.1 Bepaling van de jaarlijkse interestvoet op de banklening 31

6.5.2 Aandeel eigen vermogen in de totale investering 32

6.6 Belastingtarieven 32

6.6.1 Bepaling van de tarieven van de vennootschapsbelasting 32

6.6.2 Bepaling van de investeringsaftrek en het gedeelte dat hiervoor in aanmerking komt 32

7 PV-INSTALLATIES EN WINDENERGIE OP LAND 33

7.1 Nieuwe PV-installaties met een maximaal AC vermogen van de omvormer(s) > 10 kW en ≤ 40 kW (GS cat. 2a en GS cat. 2b) ... 33
7.1.1 Keuze van de referentie-installatie: PV-installatie van 30 kW AC vermogen ... 33
7.1.2 Beleidsperiode en economische levensduur ... 33
7.1.3 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ... 34
7.1.4 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ... 35
7.1.5 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ... 38
7.2 Nieuwe PV-installaties met een maximaal AC vermogen van de omvormer(s) > 40 kW en ≤ 250 kW (GS cat. 2/1a en GS cat. 2/1b) ... 40
7.2.1 Keuze van de referentie-installatie: PV-installatie van 125 kW AC vermogen ... 40
7.2.2 Beleidsperiode en economische levensduur ... 40
7.2.3 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ... 40
7.2.4 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ... 41
7.2.5 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ... 44
7.3 Nieuwe PV-installaties met een maximaal AC vermogen van de omvormer(s) > 250 kW en ≤ 750 kW (GS cat. 3a en GS cat. 3b) ... 45
7.3.1 Keuze van de referentie-installatie: PV-installatie van 400 kW AC vermogen ... 45
7.3.2 Beleidsperiode en economische levensduur ... 45
7.3.3 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ... 45
7.3.4 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie. ... 46
7.3.5 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ... 48
7.4 Nieuwe installaties windenergie op land, met een bruto nominaal vermogen per turbine > 10 kWe en < 3 MWe (GS cat. 4a en GS cat. 4b) ... 49
7.4.1 Keuze van de referentie-installatie ... 49
7.4.2 Beleidsperiode, economische levensduur en projectrendement ... 49
7.4.3 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ... 50
7.4.4 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ... 51
7.4.5 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ... 55
7.5 Nieuwe installaties windenergie op land, met een bruto nominaal vermogen per turbine ≥3 MWe en ≤ 4,5 MWe (GS cat. 4/1a en GS cat. 4/1b) ... 56
7.5.1 Keuze van de referentie-installatie ... 56
7.5.2 Beleidsperiode, economische levensduur en projectrendement ... 56
7.5.3 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie ... 57
7.5.4 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie ... 58
7.5.5 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor ... 61
8 BIOGASINSTALLATIES ... 62
8.1 Nieuwe biogasinstallaties met een bruto nominaal vermogen > 10 kW_e en ≤ 5 MW_e voor vergisting van mest- en/of land- en tuinbouwgerelateerde stromen of van andere biologische stoffen of afvalstoffen, met uitsluiting van biogasinstallaties op stortgas, biogasinstallaties met vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib en biogasinstallaties voor GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie (GS cat. 5/1a en GS cat. 5/1b) ... 62
8.1.1 Keuze van de referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 2.800 kW_e op 100% biogas ... 62

8.1.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie 62
8.1.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie 63
8.1.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor 67
8.2 Nieuwe biogasinstallaties met een bruto nominaal vermogen > 10 kW_e en ≤ 5 MW_e voor de vergisting van GFT bij een bestaande composteringsinstallatie (GS cat. 6/1a en GS cat. 6/1b) 68
8.2.1 Keuze van de referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 1.300 kW_e op 100% biogas 68
8.2.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie 68
8.2.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie 69
8.2.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor 71
8.3 Nieuwe biogasinstallaties met een bruto nominaal vermogen > 5 MW_e en ≤ 20 MW_e voor de vergisting van mest- en/of land- en tuinbouw-gerelateerde stromen OF van andere organisch-biologische stoffen of afvalstoffen, met uitsluiting van biogasinstallaties op stortgas, biogasinstallaties met vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib en biogasinstallaties voor GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie (GS cat. 10/1a en GS cat. 10/1b) 72
8.3.1 Keuze van de referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 7.000 kW_e op 100% biogas 72
8.3.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie 72
8.3.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie 73
8.3.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor 77
9 BIOMASSA-INSTALLATIES 79
9.1 Nieuwe biomassa-installaties voor de verbranding van vaste biomassa met een bruto nominaal vermogen > 10 kW_e en ≤ 20 MW_e (GS cat. 15a en GS cat. 15b) 79
9.1.1 Keuze van de referentie-installatie: stoomturbine met een vermogen van 10 MW_e op vaste biomassa 79
9.1.2 Beleidsperiode en economische levensduur 79
9.1.3 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie 79
9.1.4 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie 80
9.1.5 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor 82
9.2 Nieuwe biomassa-installaties voor de verbranding van vloeibare biomassa met een bruto nominaal vermogen > 10 kw_e en ≤ 20 MW_e (GS cat. 16a en GS cat. 16b) 83
9.2.1 Keuze van de referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 800 kW_e op zuiver plantaardige olie (PPO) 83
9.2.2 Beleidsperiode en economische levensduur 83
9.2.3 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie 83
9.2.4 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie 84
9.2.5 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor 86
9.3 Nieuwe biomassa-installaties voor de verbranding van biomassa-afval met een bruto nominaal vermogen > 10 kW_e en ≤ 20 MW_e (GS cat. 17a en GS cat. 17b) 87
9.3.1 Keuze van de referentie-installatie: stoomturbine van 10 MW_e op B-hout 87
9.3.2 Beleidsperiode en economische levensduur 87
9.3.3 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie 87
9.3.4 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie 88
9.3.5 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor 90
10 KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES OP BIOGAS 91

10.1 WKK op biogas uit vergisting met een bruto nominaal vermogen > 10 kW_e en ≤ 5 MW_e van mest- en/of land- en tuinbouwkundige stromen met uitsluiting van GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstaLLATIE, de recuperatie van stortgas en met uitsluiting van kwalitatieve WKK op biogas, afkomstig van vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib (WKK cat. 5/1.a.1 en 5/1.b.1) 91

10.1.1 Keuze van de referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 2.800 kW_e op 100 % biogas 91

10.1.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie 91

10.1.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie 92

10.1.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor 93

10.2 WKK op biogas met een bruto nominaal vermogen > 10 kW_e en ≤ 5 MW_e uit GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie (WKK cat. 5/1.a.2 en 5/1.b.2) 95

10.2.1 Keuze van de referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 1.300 kW_e op 100% biogas 95

10.2.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie 95

10.2.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie 96

10.2.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor 97

10.3 WKK op biogas met een bruto nominaal vermogen > 10 kW_e en ≤ 5 MW_e uit de recuperatie van stortgas (WKK cat. 5/1.a.3 en 5/1.b.3) 98

10.3.1 Keuze van de referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 500 kW_e op 100% biogas 98

10.3.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie 98

10.3.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie 99

10.3.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor 100

10.4 WKK op biogas uit vergisting met een bruto nominaal vermogen > 5 MW_e en ≤ 20 MW_e van mest- en/of land- en tuinbouwkundige stromen OF van andere organisch-biologische stoffen of afvalstoffen, met uitsluiting van kwalitatieve wkk op stortgas, of op biogas afkomstig van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater, rioolwaterzuiveringsslib of GFT-afval (WKK cat. 6/1.a en 6/1.b) 101

10.4.1 Keuze van de referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 7 MW_e op 100% biogas 101

10.4.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie 101

10.4.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie 102

10.4.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor 103

11 ANDERE KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES 105

11.1 Kwalitatieve WKK met een bruto nominaal vermogen > 10 kW_e en ≤ 200 kW_e (WKK cat. 2.a en 2.b) 105

11.1.1 Keuze van referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 70 kW_e op aardgas 105

11.1.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie 105

11.1.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie 106

11.1.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor 108

11.2 Kwalitatieve WKK met een bruto nominaal vermogen > 200 kW_e en ≤ 1 MW_e (WKK cat. 3.a en 3.b) 109

11.2.1 Keuze van referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 500 kW_e op aardgas 109

11.2.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie 109

11.2.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie 110

11.2.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor 111

11.3 Kwalitatieve WKK met een bruto nominaal vermogen >1 MW_e en ≤ 5 MW_e met minimaal een motor (WKK cat. 4.a en 4.b) 112

11.3.1 Keuze van referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 2 MW_e op aardgas 112

11.3.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie 112
11.3.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie 113
11.3.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor 114
11.4 Kwalitatieve WKK met een bruto nominaal vermogen > 5 MW_e en ≤ 10 MW_e met minimaal een motor (WKK cat. 4/1.a en 4/1.b) 115
11.4.1 Keuze van referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 6,4 MW_e op aardgas 115
11.4.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie 115
11.4.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie 116
11.4.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor 117
11.5 Kwalitatieve WKK met een bruto nominaal vermogen > 1 MW_e en ≤ 20 MW_e met turbines op gas (WKK cat. 7.a.1 en cat. 7.a.2) 118
11.5.1 Keuze van de referentie-installatie: gasturbine van 7 MW_e op aardgas 118
11.5.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie 118
11.5.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie 119
11.5.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor 121
11.6 Kwalitatieve WKK met een bruto nominaal vermogen > 1 MW_e En≤ 20 MW_e met turbines op stoom (WKK cat. 7.b.1 en cat. 7.b.2) 122
11.6.1 Keuze van de referentie-installatie: stoomturbine van 5 MW_e op aardgas 122
11.6.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie 122
11.6.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie 123
11.6.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor 124
11.7 Kwalitatieve WKK met een bruto nominaal vermogen > 1 MW_e en ≤ 20 MW_e met turbines op stoom en gas (WKK cat. 7.c.1 en 7.c.2) 126
11.7.1 Keuze referentie-installatie: gasturbine van 7 MW_e op aardgas met nageschakelde stoomturbine van 2 MW_e 126
11.7.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie 126
11.7.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie 127
11.7.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor 129
11.8 Kwalitatieve WKK met een bruto nominaal vermogen >20 MW_e en ≤ 50 MW_e met turbines op gas (cat. 8.a.1 en cat. 8.a.2) 130
11.8.1 Keuze van de referentie-installatie: gasturbine van 30 MW_e op aardgas 130
11.8.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie 130
11.8.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie 131
11.8.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor 132
11.9 Kwalitatieve WKK met een bruto nominaal vermogen >20 MW_e en ≤ 50 MW_e met turbines op stoom (WKK cat. 8.b.1 en cat. 8.b.2) 134
11.9.1 Keuze van de referentie-installatie: stoomturbine van 30 MW_e op aardgas 134
11.9.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie 134
11.9.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie 135
11.9.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor 136
11.10 Kwalitatieve WKK met een bruto nominaal vermogen > 20 MW_e en ≤ 50 MW_e met turbines op stoom en gas (Cat. 8.c.1 en cat. 8.c.2) 137

11.10.1 Keuze van de referentie-installatie: gasturbine van 30 MW_e met nageschakelde stoomturbine van 7 MW_e op aardgas 137
11.10.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie 137
11.10.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie 138
11.10.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor 139
12 OVERZICHT PARAMETERWAARDEN 141
12.1 Algemene parameters 141
12.2 Specifieke Parameters voor PV > 10 kW AC vermogen en ≤ 750 kW AC vermogen 142
12.3 Specifieke Parameters voor windturbines op land > 10 kW_e en ≤ 4,5 MW_e 143
12.4 Specifieke Parameters voor groene stroom uit biogas > 10 kW_e en ≤ 20 MW_e 144
12.5 Specifieke Parameters voor verbranding van biomassa > 10 kWe en ≤ 20 MWe 146
12.6 Specifieke Parameters voor WKK op biogas > 10 kW_e en ≤ 20 MW_e 147
12.7 Specifieke Parameters voor andere WKK > 10 kW_e en ≤ 50 MW_e 148
REFERENTIELIJST 151

LIJST VAN TABELLEN

TABEL 1: REPRESENTATIEVE PROJECTCATEGORIEËN GS 22
TABEL 2: REPRESENTATIEVE PROJECTCATEGORIEËN WKK 25
TABEL 3 : OVERZICHT OT/BF VOOR PV-INSTALLATIES EN WINDENERGIE OP LAND 27
TABEL 4 : OVERZICHT OT/BF VOOR BIOGAS- EN BIOMASSA-INSTALLATIES 27
TABEL 5 : OVERZICHT OT/BF VOOR KWALITATIEVE WKK OP BIOGAS 28
TABEL 6 : OVERZICHT OT/BF VOOR ANDERE KWALITATIEVE WKK 28
TABEL 7: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 2A 38
TABEL 8: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 2B 39
TABEL 9: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 2/1A 44
TABEL 10: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 2/1B 44
TABEL 11: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 3A 48
TABEL 12: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 3B 48
TABEL 13: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 4A 55
TABEL 14: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 4B 55
TABEL 15: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 4/1A 61
TABEL 16: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 4/1B 61
TABEL 17: INGAANDE STOFFEN BIJ AGRARISCHE EN INDUSTRIËLE VERGISTERS 66
TABEL 18: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 5/1A EN GS CATEGORIE 5/1B 67
TABEL 19: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 6/1A EN GS CATEGORIE 6/1B 71
TABEL 20: INGAANDE STOFFEN BIJ AGRARISCHE EN INDUSTRIËLE VERGISTERS 75
TABEL 21: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 10/1A EN GS CATEGORIE 10/1B 77
TABEL 22: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 15A EN GS CATEGORIE 15B 82
TABEL 23: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 16A EN GS CATEGORIE 16B 86
TABEL 24: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR GS CATEGORIE 17A EN GS CATEGORIE 17B 90
TABEL 25: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 5/1.A.1 93
TABEL 26: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 5/1.B.1 94
TABEL 27: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 5/1.A.2 97
TABEL 28: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 5/1.B.2 97
TABEL 29: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 5/1.A.3 100
TABEL 30: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 5/1.B.3 100
TABEL 31: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 6/1.A 103
TABEL 32: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 6/1.B 103
TABEL 33: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 2.A 108
TABEL 34: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 2.B 108
TABEL 35: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 3.A 111
TABEL 36: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 3.B 111
TABEL 37: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 4.A 114
TABEL 38: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 4.B 114

TABEL 39: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 4/1.A 117
TABEL 40: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 4/1.B 117
TABEL 41: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 7.A.1 121
TABEL 42: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 7.A.2 121
TABEL 43: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 7.B.1 124
TABEL 44: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 7.B.2 125
TABEL 45: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 7.C.1 129
TABEL 46: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 7.C.2 129
TABEL 47: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 8.A.1 132
TABEL 48: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 8.A.2 133
TABEL 49: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 8.B.1 136
TABEL 50: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 8.B.2 136
TABEL 51: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 8.C.1 139
TABEL 52: ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR WKK CATEGORIE 8.C.2 139
TABEL 53: OVERZICHT ALGEMENE PARAMETERS 141
TABEL 54: OVERZICHT PARAMETERS VOOR PV-INSTALLATIES > 10 KW AC VERMOGEN EN ≤ 750 KW AC VERMOGEN 142
TABEL 55: OVERZICHT PARAMETERS VOOR WINDTURBINES OP LAND > 10 KW_E EN ≤ 4,5 MW_E 143
TABEL 56: OVERZICHT PARAMETERS VOOR GROENE STROOM UIT BIOGAS > 10 KW_E EN ≤ 20 MW_E 145
TABEL 57: OVERZICHT PARAMETERS VOOR VERBRANDING VAN BIOMASSA > 10 KW_E EN ≤ 20 MW_E 146
TABEL 58: OVERZICHT PARAMETERS VOOR WKK OP BIOGAS > 10 KW_E EN ≤ 20 MW_E 147
TABEL 59: OVERZICHT PARAMETER VOOR ANDERE WKK >10 KWE EN ≤ 10 MWE 148
TABEL 60: OVERZICHT PARAMETERS VOOR ANDERE WKK MET TURBINES > 1 MW_E EN ≤ 20 MW_E 149
TABEL 61: OVERZICHT PARAMETERS VOOR ANDERE WKK MET TURBINES > 20 MW_E EN ≤ 50 MW_E 150

LIJST VAN FIGUREN

FIGUUR 1: STROOMSCHEMA VOOR HET VASTSTELLEN VAN DE GS-PROJECTCATEGORIE VOOR PROJECTEN MET STARTDATUM VANAF 1 JANUARI 2019 (PS: PROJECTSPECIFIEK). 23
FIGUUR 2: STROOMSCHEMA VOOR HET VASTSTELLEN VAN DE WKK-PROJECTCATEGORIE VOOR PROJECTEN MET STARTDATUM VANAF 1 JANUARI 2019 (PS: PROJECTSPECIFIEK) 26
FIGUUR 3: VERDELING VAN DE INVESTERINGSKOST VOOR WINDENERGIE (CAT. 4) OVER DE VERSCHILLENDE KOSTENPOSTEN 52
FIGUUR 4: VERDELING VAN DE INVESTERINGSKOST VOOR WINDENERGIE (CAT. 4/1) OVER DE VERSCHILLENDE KOSTENPOSTEN 59
FIGUUR 5: EVOLUTIE VAN DE PRIJS VAN SNIJMAÏS OP STAM (€/TON) IN FUNCTIE VAN DE TIJD 66
FIGUUR 6: EVOLUTIE VAN DE PRIJS VAN SNIJMAÏS OP STAM (€/TON) IN FUNCTIE VAN DE TIJD 75

LIJST VAN AFKORTINGEN

Afk.	Beschrijving
BBT	Best Beschikbare Techniek
Bd	Bandingdeler Bandingdeler groene stroom = €97 Bandingdeler warmte-krachtkoppeling = €35
Bf	Bandingfactor = de verhouding onrendabele top (OT) tegenover de bandingdeler (BD): Bf = OT / BD De bandingfactor voor representatieve projectcategorieën wordt jaarlijks bepaald in dit rapport.
BGS	Biogas
BMS	Biomassa
BTW	Belasting Toegevoegde Waarde
BVW	Bovenste verbrandingswaarde van de brandstof
DS	Droge stof
ECB	Europese Centrale Bank
GFT	Groente-, fruit- en tuinafval
GS	Groene stroom
GSC	Groenestroomcertificaat
GvO	Garanties van Oorsprong
HS	Hoogspanning (> 26 kV)
kW_{piek}	Kilowattpiek = het maximale (ogenblikkelijk) vermogen dat een zonnepaneel kan produceren bij ideale lichtinval
LS	Laagspanning (≤ 1 kV)
MS	Middenspanning (> 1 kV en ≤ 26 kV)
OT	Onrendabele top = het bedrag per MWh groenestroomproductie of warmte-krachtbesparing dat bijgelegd moet worden zodat de investering over de levensduur het vereiste rendement behaalt
OVW	Onderste verbrandingswaarde van de brandstof
PPA	Power Purchase Agreement: Contract voor de verkoop van elektriciteit
PV	Fotovoltaïsch
STEG	Stoom- en Gasturbine
VEA	Vlaams Energieagentschap (website: http://www.energiesparen.be)
VITO	Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek (website : https://vito.be/nl)
VREG	Vlaamse Regulator voor de Elektriciteit- en de Gasmarkt (website: http://www.vreg.be)
WKC	Warmte-krachtcertificaat
WKK	Warmte-krachtkoppeling

Afk.	Beschrijving
WND	Windenergie
WTR	Waterkracht

LIJST VAN PARAMETERS

Parameter	Eenheid	Omschrijving
b	[%]	Het percentage vennootschapsbelasting
BF_{WKC}	[-]	De bandingfactor berekend voor warmte-krachtcertificaten
E	[%]	Het aandeel eigen vermogen in de totale investering
EV_{EL}	[%]	Het aandeel eigenverbruik van de installatie zelf, voor de bepaling van de netto elektriciteitsproductie
EV_{GSC}	[%]	Deel van de bruto elektriciteitsproductie dat niet in aanmerking komt voor groenestroomcertificaten, aanvaardbaar voor de certificatenverplichting
i	[%]	Het deel van de investering dat in aanmerking komt voor investeringsaftrek
i_B	[%]	De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de brandstofprijs
i_{PBW}	[%]	De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte
$i_{EL,V}$	[%]	De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktwaarde elektriciteit bij verkoop
$i_{EL,ZA}$	[%]	De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de vermeden kost voor elektriciteit door zelfafname
i_{OK}	[%]	De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de operationele kosten
i_{IS}	[%]	De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de ingaande stoffen
i_{US}	[%]	De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de uitgaande stoffen
I_V	[€/kW_e]	In het jaar van de vervangingsinvestering, de hoogte in jaar 0 van die vervangingsinvestering per eenheid capaciteit, 0 in de overige jaren
IAP	[%]	Het percentage van de investeringsaftrek
K_i	[€/kW_e]	De specifieke investeringskost per vermogenseenheid
K_V	[€/kW_e]	De vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0
K_{Var}	[€/kWh_e]	De variabele kosten per eenheid productie in jaar 0
K_{Bp}	[€]	De jaarlijkse kosten per installatie verbonden aan de organisatie van burgerparticipatie in jaar 0
M_{IS}	[ton]	De hoeveelheid (massa) ingaande stoffen op jaarbasis
M_{US}	[ton]	De hoeveelheid (massa) uitgaande stoffen op jaarbasis
η_{el}	[%]	Het bruto elektrisch rendement van de installatie
$\eta_{el,ref}$	[%]	Het elektrisch referentierendement voor gescheiden op-

Parameter	Eenheid	Omschrijving
		wekking van elektriciteit zoals vastgelegd in art. 6.2.10 van het Energiebesluit
$\eta_{th,ref}$	[%]	Het thermisch referentierendement voor gescheiden opwekking van warmte zoals vastgelegd in art. 6.2.10 van het Energiebesluit
$\eta_{th,ref,k}$	[%]	Het thermisch referentierendement voor gescheiden opwekking van warmte zoals vastgelegd in art. 6.2.10 van het Energiebesluit voor de aangehouden primaire brandstof
$\eta_{th,WKK}$	[%]	Het netto thermisch rendement van de installatie
P_B	[€/kWh]	De prijs van de brandstof in jaar 0, inclusief de financieringskosten voor aankoop van brandstof
P_{PWB}	[€/kWh]	De marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0
$P_{EL,V}$	[€/kWh]	De marktwaarde elektriciteit bij verkoop in jaar 0
$P_{EL,ZA}$	[€/kWh]	De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0
P_{IN}	[€/kWh]	De kosten van de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 (vb. injectietarief)
P_{WKC}	[€/kWh]	De marktprijs van de warmte-krachtcertificaten
PO_{IS}	[€/ton]	De kosten of opbrengsten van de ingaande stoffen per ton in jaar 0, inclusief de financieringskosten voor aankoop van ingaande stoffen
PO_{US}	[€/ton]	De kosten of opbrengsten van de uitgaande stoffen per ton in jaar 0
U	[kW_e]	Het bruto elektrisch vermogen van de installatie
r	[%]	Het gewenste rendement op de totale investering
r_d	[%]	De interestvoet op de banklening
T_a	[jaar]	De afschrijvingstermijn
T_b	[jaar]	De beleidsperiode
T_c	[jaar]	De constructieperiode nodig voor het bouwen van het project
T_r	[jaar]	De termijn van de banklening
VU	[u]	Het gemiddeld jaarlijks aantal vollasturen
ZA_{EL}	[%]	Het aandeel zelfafname van de geproduceerde elektriciteit

LEESWIJZER

In dit document wordt in de eerste plaats duiding gegeven bij de methodiek voor de toepassing van de steunmechanismen voor groene stroom en warmte-krachtkoppeling. De keuze voor de referentie-installatie, de onrendabele top-berekening en de voorgestelde bandingfactor worden per projectcategorie geduid.

Het VEA heeft eind 2017 - begin 2018 opnieuw een grootschalige marktbevraging georganiseerd en de gegevens die hieruit zijn voortgekomen, verwerkt in dit rapport. Overige parameters zijn gebaseerd op precieze referentiewaarden of op (in)schattingen en aannames. Daar voor deze parameters nooit exacte resultaten bekomen kunnen worden, werden de waarden afgerond vooraleer ze in het rekenmodel werden ingevoerd. Bewerkingen op de parameterwaarden die niet tot uiting komen in de afgeronde waarden, worden verondersteld niet-significant te zijn t.a.v. de algemene onzekerheid op de parameterbepaling.

Voor de bepaling van de wettelijk vastgelegde parameters verwijzen we naar de bijlagen bij het Energiebesluit.

Vooreerst wordt in dit document de methodiek van de bandingfactoren (zie hoofdstuk 2) en de gevolgde procedure toegelicht (zie hoofdstuk 3).

Daarna vindt de lezer een lijst van alle representatieve projectcategorieën waarvoor in dit rapport de bandingfactoren worden berekend, evenals de bijhorende diagrammen die de samenhang van de projectcategorieën verduidelijkt (zie hoofdstuk 4).

Vervolgens wordt een overzicht gegeven van alle resultaten van de berekeningen voor de onrendabele toppen (OT's) en bandingfactoren (Bf's), al dan niet afgetopt (zie hoofdstuk 5).

Daaropvolgend wordt de berekening van de parameters toegelicht.
In hoofdstuk 6 worden enkele financiële parameters besproken, die gebruikt worden in alle representatieve projectcategorieën.
In hoofdstukken 7 tot en met 11 wordt dieper ingegaan op de berekeningen van de verschillende parameters voor de representatieve projectcategorieën
In hoofdstuk 12 worden alle parameters nog eens weergegeven, samengevat per projectcategorie.

Op het einde van dit document vindt de lezer nog een uitgebreide referentielijst.

Dit rapport werd opgesteld aan de hand van gegevens die met de grootste zorg werden verzameld. Het Vlaams Energieagentschap en zijn aangestelden kunnen evenwel niet aansprakelijk worden gesteld door de gebruiker voor eventuele fouten, onnauwkeurigheden of onvolledigheid die tot directe of indirecte, materiële of immateriële schade aanleiding zou geven. De gebruiker neemt kennis van deze informatie 'as is' en blijft eindverantwoordelijke voor het eventuele verder gebruik ervan.

1 INLEIDING

De omschakeling naar meer milieuvriendelijke energieproductie is noodzakelijk om de uitstoot van broeikasgasemissies en andere schadelijke stoffen te verminderen en om minder afhankelijk te worden van fossiele brandstoffen. Het Energiedecreet stelt daarom wat betreft het luik bruto groene stroom als doelstelling voorop om tegen 2020 20,5% van de certificaatplichtige elektriciteitsleveringen te betrekken uit hernieuwbare energiebronnen. De Vlaamse hernieuwbare energiedoelstelling bedraagt 25.074 GWh tegen 2020. Door het ondersteunen van de ontwikkeling van kwalitatieve warmte-krachtkoppelingen, wordt een hoge graad van primaire energiebesparing in Vlaanderen nagestreefd. De ondersteuning van de sector geeft Vlaanderen ook uitzicht op toekomstgerichte economische groei, technologische innovatie en groene jobs. Om deze doelstelling te halen, is een performant steunmechanisme voor investeerders in hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve warmte-krachtkoppeling noodzakelijk.

Het huidig regelgevend kader voor de verschillende certificatensystemen voor ondersteuning van hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve warmte-krachtkoppeling wordt voor het Vlaamse Gewest gevormd door het **Energiedecreet van 8 mei 2009** (en de latere aanpassingen) en het Energiebesluit van 19 november 2010 (en de latere aanpassingen).

De bandingfactoren voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2013 werden eerder gepubliceerd in het ministerieel besluit van 22 maart 2013 houdende vastlegging van de bandingfactoren van groenestroomcertificaten en warmte-krachtcertificaten voor 2013 II (*BS* 29 maart 2013).
De bandingfactoren voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2014 werden op hun beurt gepubliceerd in het ministerieel besluit van 25 september 2013 houdende actualisatie van de huidige bandingfactoren en vastlegging van de bandingfactoren van groenestroomcertificaten en warmte-krachtcertificaten voor projecten die geen gebruik maken van zonne-energie met een startdatum vanaf 2014 (*BS* 11 oktober 2013), in het ministerieel besluit van 25 september 2013 houdende vastlegging van de bandingfactoren van groenestroomcertificaten voor projecten die gebruik maken van zonne-energie met een startdatum vanaf 2014 (*BS* 31 oktober 2013) en in het ministerieel besluit van 6 februari 2014 houdende vastlegging van de bandingfactoren van groenestroomcertificaten voor groenestroomprojecten die gebruik maken van zonne-energie met een startdatum vanaf 1 juli 2014 (*BS* 3 maart 2014).
De bandingfactoren voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2015 werden gepubliceerd in het ministerieel besluit van 9 december 2015 houdende actualisatie van de huidige bandingfactoren en vastlegging van de bandingfactoren van groenestroomcertificaten en warmte-krachtcertificaten voor projecten met een startdatum vanaf 2015 (*BS* 23 december 2014) en het ministerieel besluit van 17 juni 2015 houdende actualisatie van de huidige bandingfactoren en vastlegging van de bandingfactoren van groenestroomcertificaten voor groenestroomprojecten die gebruik maken van zonne-energie met een startdatum vanaf 1 juli 2015 (*BS* 25 juni 2015).
De bandingfactoren voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2016 werden gepubliceerd in het ministerieel besluit van 18 december 2015 houdende actualisatie van de huidige bandingfactoren en vastlegging van de bandingfactoren van groenestroomcertificaten en warmte-krachtcertificaten voor projecten met een startdatum vanaf 2016 (*BS* 30 december 2015).
De bandingfactoren voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2017, werden gepubliceerd in het ministerieel besluit van 9 december 2016 houdende actualisatie van de huidige bandingfactoren en vastlegging van de bandingfactoren van groenestroomcertificaten en warmte-krachtcertificaten voor projecten met een startdatum vanaf 2017 (*BS* 22 december 2016).

De bandingfactoren voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2018, werden gepubliceerd in het ministerieel besluit van 24 november 2017 houdende actualisatie van de huidige bandingfactoren en vastlegging van de bandingfactoren van groenestroomcertificaten en warmte-krachtcertificaten voor projecten met een startdatum vanaf 2018 (*BS* 8 december 2017).
De bandingfactoren voor bepaalde groenestroomprojecten met een startdatum vanaf 1 april 2018 ten slotte, werden gepubliceerd in het ministerieel besluit van 1 maart 2018 houdende de vastlegging van de bandingfactoren voor groenestroomcertificaten voor bepaalde groenestroomprojecten met een startdatum vanaf 1 april 2018 (*BS* 14 maart 2018).

Dit onderdeel van het rapport bevat de berekeningen voor de projecten die binnen de representatieve projectcategorieën vallen met een startdatum vanaf 1 januari 2019.

2 BANDINGFACTOREN

2.1 BEREKENINGSMETHODIEK

In de huidige ondersteuningsmechanismen staan de begrippen 'onrendabele top' (OT) en 'bandingfactor' (Bf) centraal. De onrendabele top van een investering is gedefinieerd als het productieafhankelijke gedeelte van de inkomsten dat nodig is om de netto-contante waarde van een investering op nul te doen uitkomen. De bandingfactor bepaalt daarnaast het aantal certificaten dat men bekomt per opgewekte hoeveelheid groene stroom en/of gerealiseerde eenheid primaire energiebesparing en is onderhevig aan aanpassingen ten gevolge van de evolutie van de investeringskosten, brandstofprijzen, elektriciteitsprijs …

Onrendabele top (OT) = het bedrag per MWh groenestroomproductie of warmte-krachtbesparing dat bijgelegd moet worden zodat de investering over de levensduur het vereiste rendement behaalt.

De bandingfactor (Bf), die jaarlijks wordt bepaald = de verhouding onrendabele top (OT) tegenover de bandingdeler (BD) :
Bf = OT / BD.

Bandingdeler groene stroom = 97€
Bandingdeler warmte-krachtkoppeling = 35€

De berekeningsmethodiek voor de onrendabele top is vervat in de bijlagen bij het Energiebesluit. Bij deze methodiek werd rekening gehouden met een aantal algemene parameters. . Voor de bepaling van de parameters en berekeningswaarden van de onrendabele toppen (die niet reeds in de bijlagen bij het besluit wettelijk werden vastgelegd) wordt door het VEA bijkomend stakeholderoverleg georganiseerd. Er wordt een zo divers mogelijk aanbod van verschillende marktpartijen, sectorvertegenwoordigers, overheidsinstanties … geconsulteerd om een zicht te krijgen op de werkelijke kosten voor de ontwikkeling van groenestroom- en WKK-projecten in Vlaanderen.

2.2 TOEPASSING BANDINGFACTOR

Overeenkomstig het bepaalde in artikel 7.1.1., §2, 4^{e} lid van het Energiedecreet is het aantal groenestroomcertificaten dat wordt toegekend voor elke 1.000 kWh elektriciteit die wordt opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen (voor installaties met startdatum vanaf 1 januari 2013) gelijk aan 1, vermenigvuldigd met de van toepassing zijnde bandingfactor. In artikel 7.1.2., §2, 3^{e} lid wordt bepaald dat het aantal warmte-krachtcertificaten (voor installaties met startdatum vanaf 1 januari 2013) dat wordt toegekend voor elke 1.000 kWh primaire energiebesparing d.m.v. kwalitatieve WKK gelijk is aan 1, vermenigvuldigd met de van toepassing zijnde bandingfactor.

Een voorbeeld kan dit verduidelijken: stel dat voor projectcategorie X (groene stroom) een onrendabele top wordt bepaald van 75 €/MWh, dan zal de bandingfactor voor deze projectcategorie gelijk zijn aan 0,77 (75 = onrendabele top, gedeeld door 97 = bandingdeler). De producent ontvangt dan voor elke 1.000 kWh groene stroom die hij produceert 0,77 groenestroomcertificaten. Anders uitgedrukt: wanneer hij 1.299 kWh groene stroom heeft opgewekt, ontvangt hij 1 certificaat.

2.3 MAXIMALE BANDINGFACTOR

Het Energiedecreet voorziet daarnaast in de laatste regel van artikel 7.1.4/1, §4 dat deze maximale bandingfactor in ieder geval nooit meer dan 1,25 kan bedragen.

In het Energiebesluit wordt voor installaties met een startdatum in 2013 een aftopping van de bandingfactor vastgelegd op 1. Dit betekent dat voor deze installaties de Bf nooit hoger kan zijn dan 1, ongeacht de uitkomst van de berekening van de onrendabele top. Overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2/1.1, tweede lid, wordt de maximaal toegelaten bandingfactor jaarlijks door de minister vastgelegd, in het kader van het vastleggen van de bandingfactoren. Voor 2014 en 2015 werden de maximale bandingfactoren door de minister eveneens telkens op 1 gelegd[1].

Met het besluit van de Vlaamse Regering van 10 juli 2015 houdende wijziging van het Energiebesluit van 19 november 2010, wat betreft diverse bepalingen inzake energie (*BS* 20 augustus 2015) werd een systeem ingevoerd van verschillende maximale bandingfactoren, afhankelijk van de voor die projectcategorie (wettelijk bepaalde) afschrijvingstermijnen.

Voor projecten met een startdatum 2016, 2017 en 2018[2] worden door de minister vier aparte maximaal toegelaten bandingfactoren vastgelegd afhankelijk of het een representatieve projectcategorie is of een niet-representatieve projectcategorie en afhankelijk of de afschrijvingstermijn tien of vijftien jaar bedraagt.

Voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2019 worden door de minister zes aparte maximaal toegelaten bandingfactoren vastgelegd voor:

- representatieve projectcategorieën op basis van zonne-energie met een afschrijvingstermijn van tien jaar;
- andere representatieve projectcategorieën met een afschrijvingstermijn van tien jaar;
- representatieve projectcategorieën met een afschrijvingstermijn van vijftien jaar;
- representatieve projectcategorieën met een afschrijvingstermijn van twintig jaar;
- niet-representatieve projectcategorieën met een afschrijvingstermijn van tien jaar;
- niet-representatieve projectcategorieën met een afschrijvingstermijn van vijftien jaar;
- niet-representatieve projectcategorieën met een afschrijvingstermijn van twintig jaar;

Het VEA vertrekt vanuit deze reeds bepaalde maximale bandingfactoren (1,00 voor projecten met een afschrijvingstermijn van tien jaar en 0,800 voor projecten met een afschrijvingstermijn van 15 jaar) om de aftoppingen die in dit rapport worden opgenomen, door te voeren. De Vlaamse minister, bevoegd voor het energiebeleid, kan evenwel andere maximale bandingfactoren bepalen, voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2019.

---

[1] Ministerieel besluit van 25 september 2013 houdende actualisatie van de huidige bandingfactoren en vastlegging van de bandingfactoren van groenestroomcertificaten en warmte-krachtcertificaten voor projecten die geen gebruik maken van zonne-energie met een startdatum vanaf 2014 (*BS* 11 oktober 2013) en ministerieel besluit van 9 december 2014 houdende actualisatie van de huidige bandingfactoren en vastlegging van de bandingfactoren van groenestroomcertificaten en warmte-krachtcertificaten voor projecten met een startdatum vanaf 2015 (*BS* 23 december 2014).

[2] Ministerieel besluit van 18 december 2015 houdende actualisatie van de huidige bandingfactoren en vastlegging van de bandingfactoren van groenestroomcertificaten en warmte-krachtcertificaten voor projecten met een startdatum vanaf 2016 (*BS* 30 december 2015), ministerieel besluit van 9 december 2016 houdende actualisatie van de huidige bandingfactoren en vastlegging van de bandingfactoren van groenestroomcertificaten en warmte-krachtcertificaten voor projecten met een startdatum vanaf 2017 (*BS* 22 december 2016) en ministerieel besluit van 24 november 2017 houdende actualisatie van de huidige bandingfactoren en vastlegging van de huidige bandingfactoren van groenestroomcertificaten en warmte-krachtcertificaten voor projecten met een startdatum vanaf 2018 (*BS* 8 december 2017).

3 VERDERE (GEVOLGDE) PROCEDURE

Het Vlaams Energieagentschap publiceerde op 1 juni 2018 haar ontwerprapport met de ontwerpberekeningen met de actualisaties voor bestaande projecten. De stakeholders werden opgeroepen om deel 1 van het ontwerprapport grondig te bestuderen en eventuele opmerkingen via mail of brief uiterlijk op 17 juni aan het VEA te bezorgen. In totaal mochten we voor dit onderdeel van het rapport van 6 stakeholders/organisaties tijdig opmerkingen ontvangen.

Dit luik van het definitief rapport bevat de berekeningen van de onrendabele toppen en bandingfactoren voor nieuwe projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2019.

Waar van toepassing werden de aan te houden opmerkingen verwerkt in deze (definitieve) versie van het rapport.

Het VEA publiceert op haar website onder de rubriek **'Nieuwsberichten'** in een afzonderlijk document een commentaar op alle gefundeerde en tijdig ontvangen reacties van de stakeholders.

De minister zal de onrendabele toppen en bandingfactoren (voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2019) definitief vastleggen in een ministerieel besluit

4 LIJST REPRESENTATIEVE PROJECTCATEGORIEËN

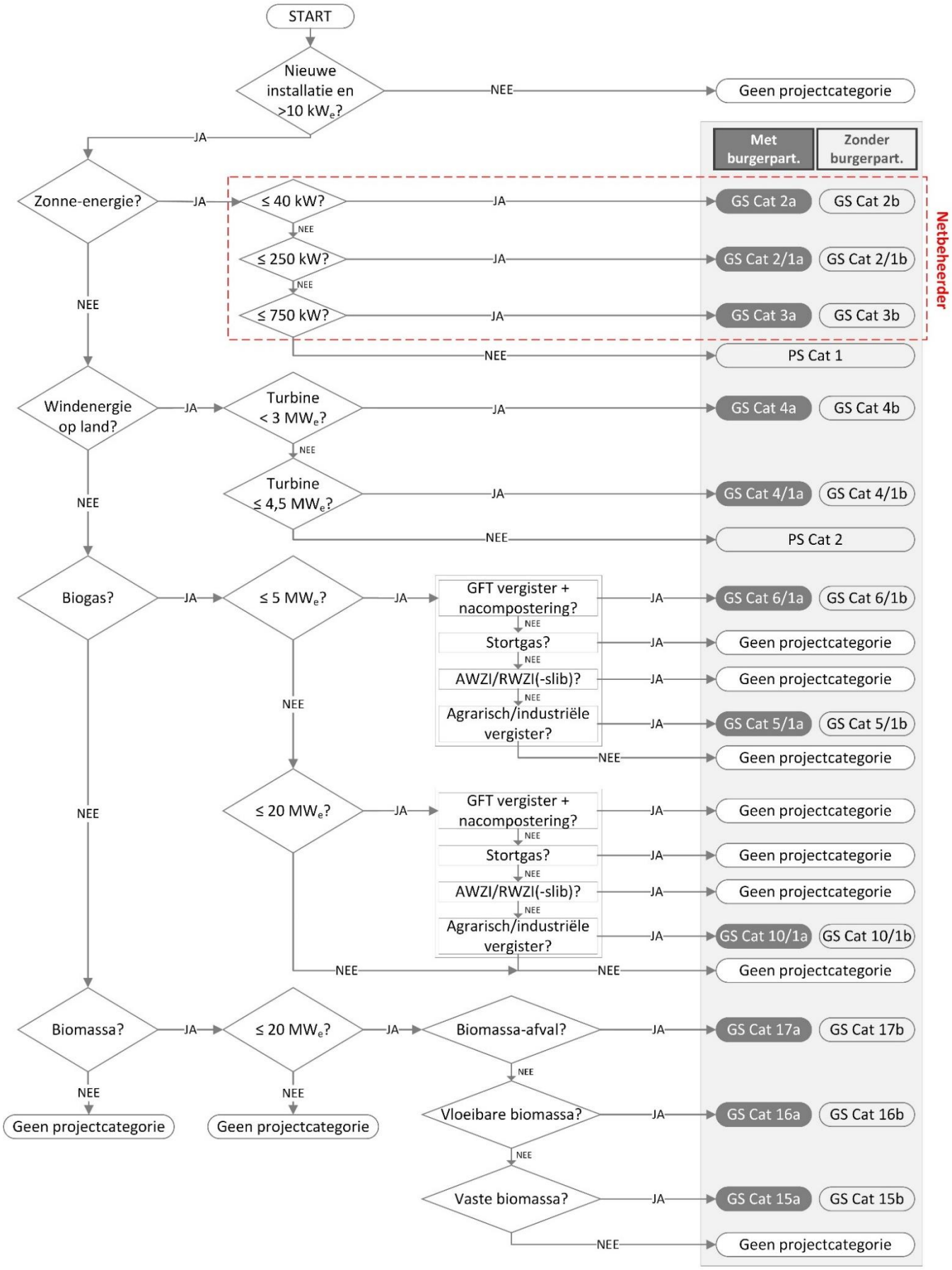
In onderstaand overzicht is rekening gehouden met de wijzigingen zoals bepaald in het Besluit van de Vlaamse Regering van 15 december 2017 houdende wijziging van het Energiebesluit van 19 november 2010, wat betreft verlengingsaanvragen voor groenestroomcertificaten en overige wijzigingen.

4.1 REPRESENTARIEVE PROJECTCATEGORIEËN GS

1° ZONNE-ENERGIE: nieuwe installaties met een maximaal AC-vermogen van de omvormer(s)		
b.	> 10 kW en ≤ 40 kW en waarbij het project voorziet in burgerparticipatie	cat. 2a
	> 10 kW en ≤ 40 kW en die niet vallen onder cat. 2a	cat. 2b
c.	> 40 kW en ≤ 250 kW en waarbij het project voorziet in burgerparticipatie	cat. 2/1a
	> 40 kW en ≤ 250 kW en die niet vallen onder cat. 2/1a	cat. 2/1b
d.	> 250 kW en ≤ 750 kW en waarbij het project voorziet in burgerparticipatie	cat. 3a
	> 250 kW en ≤ 750 kW en die niet vallen onder cat. 3a	cat. 3b
2° WINDENERGIE OP LAND: nieuwe installaties met een bruto nominaal vermogen per turbine		
a.	> 10 kWe en < 3 MWe en waarbij het project voorziet in burgerparticipatie	cat. 4a
	> 10 kWe en < 3 MWe en die niet vallen onder cat. 4a	cat. 4b
b.	≥ 3 MWe en ≤ 4,5 MWe en waarbij het project voorziet in burgerparticipatie	cat. 4/1a
	≥ 3 MWe en ≤ 4,5 MWe en die niet vallen onder cat. 4/1a	cat. 4/1b
3° BIOGAS: nieuwe installaties met een bruto nominaal vermogen **> 10 kWe en ≤ 5 MWe**		
a.	voor de vergisting van mest- en/of land- en tuinbouwgerelateerde stromen of van andere organische-biologische stoffen of afvalstoffen met uitsluiting van: 1. biogasinstallaties op stortgas 2. biogasinstallaties met vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib 3. biogasinstallaties voor GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie en waarbij het project voorziet in burgerparticipatie	cat. 5/1a
	voor de vergisting van mest- en/of land- en tuinbouwgerelateerde stromen of van andere organische-biologische stoffen of afvalstoffen met uitsluiting van: 1. biogasinstallaties op stortgas 2. Biogasinstallaties met vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib 3. Biogasinstallaties voor GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie en die niet vallen onder cat. 5/1a	cat. 5/1b

b. Voor GFT vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie en waarbij het project voorziet in burgerparticipatie	cat. 6/1a
Voor GFT vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie en die niet vallen onder cat. 6/1a	cat. 6/1b
4° BIOGAS: nieuwe installaties met een bruto nominaal vermogen **> 5 MWe en ≤ 20 MWe**	
a. voor de vergisting van mest- en/of land- en tuinbouwgerelateerde stromen of van andere organische-biologische stoffen of afvalstoffen, met uitsluiting van: 1. biogasinstallaties op stortgas 2. biogasinstallaties met vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib 3. biogasinstallaties voor GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie en waarbij het project voorziet in burgerparticipatie	cat. 10/1a
voor de vergisting van mest- en/of land- en tuinbouwgerelateerde stromen of van andere organische-biologische stoffen of afvalstoffen, met uitsluiting van: 1. biogasinstallaties op stortgas 2. Biogasinstallaties met vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib 3. Biogasinstallaties voor GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie en die niet vallen onder cat. 10/1a	cat. 10/1b
5° BIOMASSA: nieuwe installaties met een bruto nominaal vermogen **> 10 kWe en ≤ 20 MWe** voor de verbranding van vaste biomassa	
a. waarbij het project voorziet in burgerparticipatie	cat. 15a
b. die niet vallen onder cat. 15a	cat. 15b
6° BIOMASSA: nieuwe installaties met een bruto nominaal vermogen **> 10 kWe en ≤ 20 MWe** voor de verbranding van vloeibare biomassa	
a. waarbij het project voorziet in burgerparticipatie	cat. 16a
b. die niet vallen onder cat. 16a	cat. 16b
7° BIOMASSA: nieuwe installaties met een bruto nominaal vermogen **> 10 kWe en ≤ 20 MWe** voor de verbranding van biomassa-afval	
a. waarbij het project voorziet in burgerparticipatie	cat. 17a
b. die niet vallen onder cat. 17a	cat. 17b

Tabel 1: Representatieve projectcategorieën GS



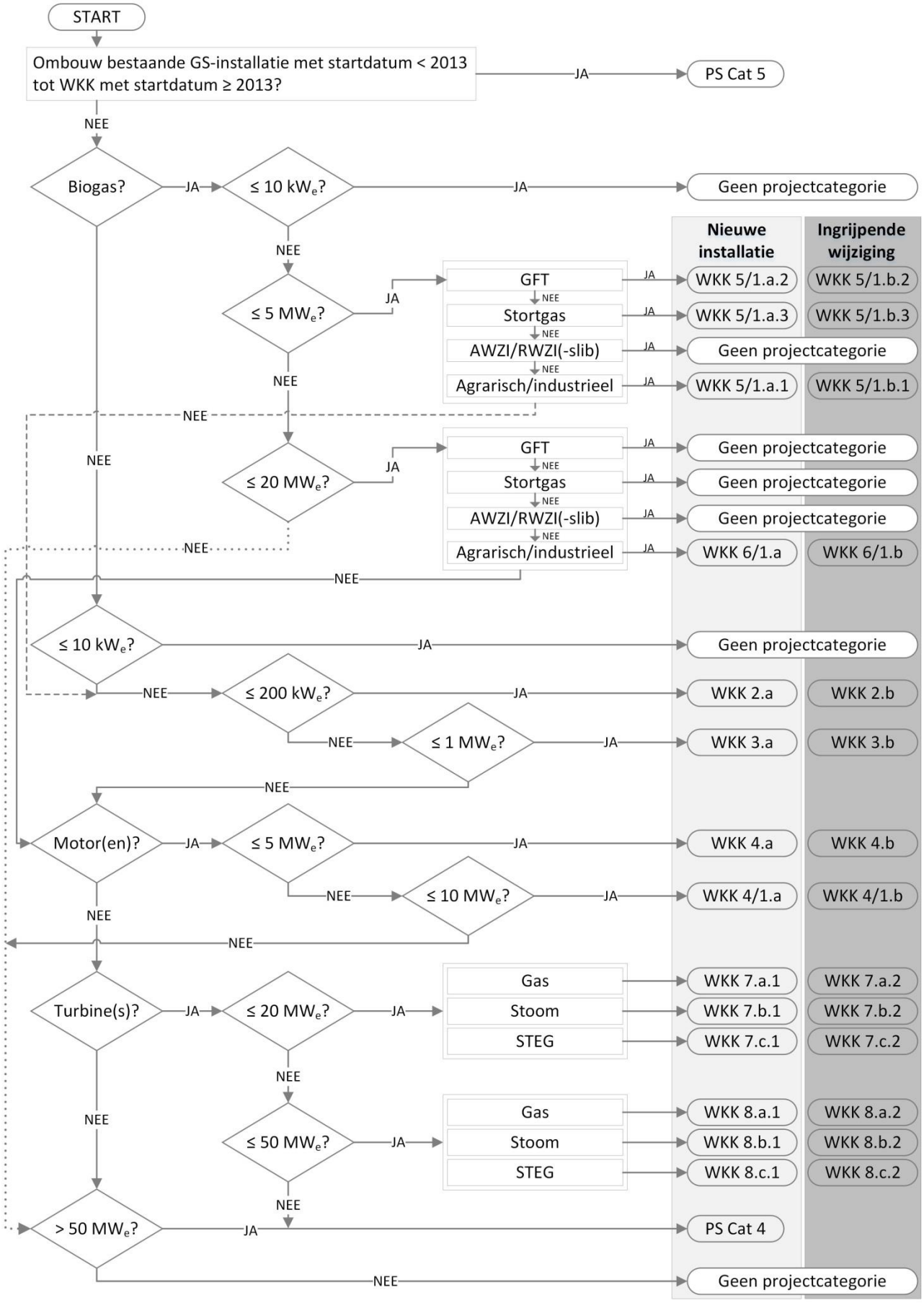
Figuur 1: Stroomschema voor het vaststellen van de GS-projectcategorie voor projecten met startdatum vanaf 1 januari 2019 (PS: projectspecifiek).

4.2 REPRESENTATIEVE PROJECTCATEGORIEËN WKK

1° KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES: voor zover ze niet behoren tot 5° en met uitsluiting van warmte-krachtinstallaties op biogas afkomstig van vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib, met een bruto nominaal vermogen **> 10 kWe en ≤ 200 kWe**	
nieuwe installaties	cat. 2.a
ingrijpende wijzigingen	cat. 2.b
2° KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES: voor zover ze niet behoren tot 5° en met uitsluiting van warmte-krachtinstallaties op biogas afkomstig van vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib, met een bruto nominaal vermogen **> 200 kWe en ≤ 1 MWe**	
nieuwe installaties	cat. 3.a
ingrijpende wijzigingen	cat. 3.b
3° KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES: voor zover ze niet behoren tot 5° en met uitsluiting van warmte-krachtinstallaties op biogas afkomstig van vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib, met minimaal een motor en een bruto nominaal vermogen **> 1 MWe en ≤ 5 MWe**	
nieuwe installaties	cat. 4.a
ingrijpende wijzigingen	cat. 4.b
4° KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES: voor zover ze niet behoren tot 6° en met uitsluiting van kwalitatieve warmte-krachtinstallaties op stortgas of op biogas afkomstig van vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib of GFT-afval, met minimaal een motor en een bruto nominaal **vermogen > 5 MWe en ≤ 10 MWe**	
nieuwe installaties	cat. 4°/1.a
ingrijpende wijzigingen	cat. 4°/1.b
5° KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES OP BIOGAS met een bruto nominaal vermogen **> 10 kWe en ≤ 5 MWe**	
nieuwe installaties: 1 voor de vergisting van mest- en/of land- en tuinbouwgerelateerde stromen of van andere organisch-biologische stoffen of afvalstoffen, met uitsluiting van punt 2 en 3 en met uitsluiting van kwalitatieve warmte-krachtinstallaties op biogas, afkomstig van vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib 2 voor GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie 3 voor recuperatie van stortgas	 cat.5/1.a.1 cat.5/1.a.2 cat.5/1.a.3
ingrijpende wijzigingen: 1. voor de vergisting van mest- en/of land- en tuinbouwgerelateerde stromen of van andere organisch-biologische stoffen of afvalstoffen, met uitsluiting van punt 2 en 3 en met uitsluiting van kwalitatieve warmt-krachtinstallaties op biogas, afkomstig van vergisting van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater of rioolwaterzuiveringsslib 2. voor GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie 3. voor recuperatie van stortgas	 cat.5/1.b.1 cat.5/1.b.2 cat.5/1.b.3

6° KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES OP BIOGAS met een bruto nominaal vermogen **> 5 MWe en ≤ 20 MWe**		
nieuwe installaties: voor de vergisting van mest- en/of land- en tuinbouwgerelateerde stromen of van andere organisch-biologische stoffen of afvalstoffen, met uitsluiting van kwalitatieve warmte-krachtinstallaties op stortgas of biogas, afkomstig van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater, rioolwaterzuiveringsslib of GFT-afval		cat.6/1.a
ingrijpende wijzigingen: voor de vergisting van mest- en/of land- en tuinbouwgerelateerde stromen of van andere organisch-biologische stoffen of afvalstoffen, met uitsluiting van kwalitatieve warmte-krachtinstallaties op stortgas of biogas, afkomstig van afvalwater, afvalwaterzuiveringsslib, rioolwater, rioolwaterzuiveringsslib of GFT afval		cat.6/1.b
7° KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES met een bruto nominaal vermogen **> 1 MWe en ≤ 20 MWe met turbines op**		
a. gas	nieuwe installaties	cat. 7.a.1
	ingrijpende wijzigingen	cat. 7.a.2
b. stoom	nieuwe installaties	cat. 7.b.1
	ingrijpende wijzigingen	cat. 7.b.2
c. beide	nieuwe installaties	cat. 7.c.1
	ingrijpende wijzigingen	cat. 7.c.2
8° KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES met een bruto nominaal vermogen **> 20 MWe en ≤ 50 MWe met turbines op**		
a. gas	nieuwe installaties	cat. 8.a.1
	ingrijpende wijzigingen	cat. 8.a.2
b. stoom	nieuwe installaties	cat. 8.b.1
	ingrijpende wijzigingen	cat. 8.b.2
c. beide	nieuwe installaties	cat. 8.c.1
	ingrijpende wijzigingen	cat. 8.c.2

Tabel 2: Representatieve projectcategorieën WKK



Figuur 2: Stroomschema voor het vaststellen van de WKK-projectcategorie voor projecten met startdatum vanaf 1 januari 2019 (PS: projectspecifiek)

5 OVERZICHT BANDINGFACTOREN

Onderstaand overzicht geeft de resultaten weer van de berekeningen voor wat betreft de onrendabele toppen, de bandingfactoren en – waar van toepassing – de aftopping[3] voor projecten met een startdatum vanaf **1 januari 2019**.

5.1 OVERZICHT OT/BF VOOR GROENESTROOMINSTALLATIES

	GS cat 2a	GS cat 2b	GS cat 2/1a	GS cat 2/1b	GS cat 3a	GS cat 3b	GS cat 4a	GS cat 4b	GS cat 4/1a	GS cat 4/1b
OT	44,6	44,3	70,9	70,6	67,7	67,2	46,2	46,0	36,2	36,0
Bf	0,460	0,457	0,731	0,728	0,698	0,693	0,476	0,474	0,373	0,371
Bf na aftopping	0,460	0,457	0,731	0,728	0,698	0,693	0,476	0,474	0,373	0,371

Tabel 3 : Overzicht OT/Bf voor PV-installaties en windenergie op land

	GS cat 5/1a en GS cat 5/1b	GS cat 6/1a en GS cat 6/1b	GS cat 10/1a en GS cat 10/1b	GS cat 15a en GS cat 15b	GS cat 16a en GS cat 16b	GS cat 17a en GS cat 17b
OT	110	242	112	232	180	92,8
Bf	1,13	2,49	1,15	2,39	1,86	0,957
Bf na aftopping	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800

Tabel 4 : Overzicht OT/Bf voor biogas- en biomassa-installaties

[3] Voor de opmaak van dit rapport wordt uitgegaan van eenzelfde maximale bandingfactor als voor projecten met een startdatum in 2018, zoals vermeld in Hoofdstuk 1 (INLEIDING , voorlaatste alinea).De maximale bandingfactor is dus gelijk gesteld aan 1 (projecten met afschrijvingstermijn gelijk aan 10 jaar) of 0,8 (projecten met afschrijvingstermijn gelijk aan 15 jaar). De Minister kan een andere maximale bandingfactor bepalen.

5.2 OVERZICHT OT/BF VOOR KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES OP BIOGAS

	WKK cat 5/1.a.1	WKK cat 5/1.b.1	WKK cat 5/1.a.2	WKK cat 5/1.b.2
OT	85,8	82,4	176	170
Bf	2,45	2,35	5,03	4,86
Bf na aftopping	1,00	1,00	1,00	1,00

	WKK cat 5/1.a.3	WKK cat 5/1.b.3	WKK cat 6/1.a	WKK cat 6/1.b
OT	438	207	87,5	84,6
Bf	12,5	5,91	2,50	2,42
Bf na aftopping	1,00	1,00	1,00	1,00

Tabel 5 : Overzicht OT/Bf voor kwalitatieve WKK op biogas

5.3 OVERZICHT OT/BF VOOR ANDERE KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES

	WKK cat 2.a	WKK cat 2.b	WKK cat 3.a	WKK cat 3.b	WKK cat 4.a	WKK cat 4.b	WKK cat 4/1.a	WKK cat 4/1.b
OT	89,5	55,6	31,0	11,5	36,4	27,7	20,2	13,5
Bf	2,56	1,59	0,886	0,329	1,04	0,791	0,577	0,386
Bf na af-topping	1,00	1,00	0,886	0,329	1,00	0,791	0,577	0,386

	WKK cat 7.a.1	WKK cat 7.a.2	WKK cat 7.b.1	WKK cat 7.b.2	WKK cat 7.c.1	WKK cat 7.c.2
OT	31,8	5,62	15,5	6,77	64,7	23,9
Bf	0,909	0,161	0,443	0,193	1,85	0,683
Bf na aftopping	0,909	0,161	0,443	0,193	1,00	0,683

	WKK cat 8.a.1	WKK cat 8.a.2	WKK cat 8.b.1	WKK cat 8.b.2	WKK cat 8.c.1	WKK cat 8.c.2
OT	62,8	25,4	17,7	0,301	114	55,8
Bf	1,79	0,726	0,506	0,00860	3,26	1,59
Bf na aftopping	1,00	0,726	0,506	0,00860	1,00	1,00

Tabel 6 : Overzicht OT/Bf voor andere kwalitatieve WKK

6 ALGEMENE PARAMETERS

6.1 JAARLIJKSE PRIJSSTIJGING

De jaarlijkse prijsstijging voor de komende beleidsperiode wordt vastgesteld op een algemene, **jaarlijkse indexering van 2%** op basis van referentiewaarden van het **Federaal Planbureau** en streefcijfers van de **ECB**.

Deze index wordt toegepast voor de bepaling van algemene prijsstijgingen over de verschillende projectcategorieën heen.

6.2 PRIJS VAN AARDGAS ALS BRANDSTOF

6.2.1 MARKTPRIJS AARDGAS VOOR INDUSTRIËLE GROOTVERBRUIKERS

De **marktprijs aardgas** voor industriële grootverbruikers (aangesloten op het aardgasvervoersnet) wordt bepaald op basis van de gemiddelde verhandelde prijs gedurende de afgelopen 12 maanden op **ENDEX TTF Cal 19.** De ENDEX TTF Cal 19 bedraagt 16,7 €/MWh (BVW) of **0,0167 €/kWh**.
Deze tarieven moeten nog verhoogd worden met de CO_2-kost, zoals berekend in paragraaf 6.3 (pagina 30), de aardgasvervoerstarieven en de taksen en heffingen (van toepassing vanaf 1 januari 2016 tot en met 31 december 2019), zoals goedgekeurd door de CREG bij beslissing van 3 december 2015.

De **jaarlijkse prijsstijging (vanaf 2019)** van de marktprijs aardgas voor de komende beleidsperiode wordt vastgesteld op een algemene, jaarlijkse indexering van **2,5%** op basis van waarden bepaald door VITO.[4]

6.2.2 MARKTPRIJS AARDGAS VOOR OVERIGE VERBRUIKERS

De marktprijs aardgas voor overige gebruikers (aangesloten op het aardgasdistributienet) wordt bepaald op basis van de **EUROSTAT-gegevens** [EUROSTAT, 2018] voor aardgas. Deze EUROSTAT-gegevens zijn verschillend per projectcategorie en worden verder per projectcategorie besproken.

De meest recente EUROSTAT-gegevens zijn deze voor het jaar 2017. Deze cijfers moeten eerst nog geactualiseerd worden naar 2019.

De EUROSTAT-gegevens voor aardgas omvatten de aardgasprijs, de aardgasdistributietarieven, taksen en heffingen. Om de prijsevolutie naar 2019 in te schatten moeten alle afzonderlijke componenten ingeschat worden.

Zoals hierboven aangehaald is op de groothandelsmarkt de gemiddelde aardgasprijs van de afgelopen 12 maanden licht gedaald (met 0,5%). Niettemin is de trend de laatste maanden duidelijk stijgend, waardoor voor 2019 wellicht een stijging mag verwacht worden die in de buurt ligt van de jaarlijks voorziene prijsstijging van 2,5%.

[4] Het VEA liet door het VITO een actualisatie berekenen van de prijsevolutie van elektriciteit en aardgas in het begin van 2017, om rekening te kunnen houden met recente evoluties en vaststellingen in dit kader.

De distributienettarieven voor aardgas zijn terug te vinden op de website van de VREG. De transporttarieven zijn terug te vinden op de website van de CREG. Voor deze tarieven is een daling te zien voor alle verbruikscategorieën. Voor 2019 zijn er tot op heden geen evoluties gekend.

Vanaf maart 2017 is de Energiebijdrage afgeschaft, zodat ook hier een daling is voorzien tussen 2017 en 2019..

Conclusie :
Uit een berekening blijkt dat voor de **prijs van de brandstof aardgas** (waarbij alle kosten in rekening worden gebracht) de evoluties van de verschillende componenten elkaar opheffen, zodat de prijs **gelijk blijft in 2019 in vergelijking met 2017.**

Na een kleine daling in 2017 verwacht het VEA een stijging van de aardgasprijs in 2018 zodat **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof aardgas voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte eenmalig geïndexeerd wordt van 2017 naar 2019 met 2%.**

6.3 CO_2-KOST

De CO_2-kost wordt bepaald op basis van de gemiddelde verhandelde prijs gedurende de afgelopen 12 maanden voor de EUA Futures voor 2019. Deze kost bedraagt 6,88 €/ton CO_2 (BVW) [ICE Market data]. Voor aardgas wordt de CO_2-factor gelijk genomen aan 0,1815 ton CO_2/MWh BVW [Auditconvenant]. Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW) met een omrekeningsfactor van 0,903 is de CO_2-kost gelijk aan 1,38 €/MWh OVW of **0,00138 €/kWh OVW**.

6.4 ELEKTRICITEITSPRIJS BIJ VERKOOP EN ZELFAFNAME

6.4.1 MARKTPRIJS ELEKTRICITEIT BIJ VERKOOP IN JAAR 0

De **marktprijs elektriciteit** bij verkoop in jaar 0 wordt bepaald op basis van de verhandelde prijs op **ENDEX Cal 19**, conform artikel 3.1.4 van Bijlage III/1 (groene stroom) en Bijlage III/2 (WKK) van het Energiebesluit. Deze waarde is **36,5 €/MWh (0,0365 €/kWh)**.

Overeenkomstig de waarden bepaald door VITO[5] wordt de **constante jaarlijkse prijsstijging vanaf 2019** voor de marktprijs elektriciteit bij verkoop vastgelegd op :
- een **jaarlijkse indexering van 2,0%** voor WKK-projectcategorieën;
- een **jaarlijkse indexering van 2,5%** voor groenstroomprojectcategorieën.

6.4.2 MARKTPRIJS ELEKTRICITEIT BIJ ZELFAFNAME VOOR INDUSTRIËLE GROOTVERBRUIKERS

De **marktprijs elektriciteit** bij zelfafname in jaar 0 voor industriële grootverbruikers (aangesloten op het transmissienet) wordt eveneens bepaald op basis van de verhandelde prijs op **ENDEX Cal 19**. Deze tarieven moeten nog verhoogd worden met de transmissienettarieven en de taksen en heffingen (van toepassing vanaf 1 januari 2016 tot en met 31 december 2019), zoals goedgekeurd door de CREG bij beslissing van 25 oktober 2015.

[5] Het VEA liet door het VITO een actualisatie berekenen van de prijsevolutie van elektriciteit en aardgas in het begin van 2017, om rekening te kunnen houden met recente evoluties en vaststellingen in dit kader.

De **jaarlijkse prijsstijging vanaf 2019** voor de marktprijs elektriciteit bij zelfafname voor de komende beleidsperiode wordt vastgesteld op een algemene, **jaarlijkse indexering van 3,5%**, zoals in het vorige VEA-rapport [VEA, 2017].

6.4.3 MARKTPRIJS ELEKTRICITEIT BIJ ZELFAFNAME VOOR OVERIGE VERBRUIKERS

De marktprijs elektriciteit bij zelfafname voor professionele gebruikers (aangesloten op het distributienet) wordt voor een groot deel van de categorieën bepaald op basis van de **EUROSTAT-gegevens** [EUROSTAT, 2018] voor elektriciteit. Enkel voor de categorieën van de PV-installaties wordt anders gewerkt. Deze EUROSTAT-gegevens zijn verschillend per projectcategorie en worden verder per projectcategorie besproken.

De meest recente EUROSTAT-gegevens voor elektriciteit zijn deze voor het jaar 2017. Deze cijfers moeten eerst nog geactualiseerd worden naar 2019.

De EUROSTAT-gegevens voor elektriciteit omvatten de elektriciteitsprijs, de bijdrage voor groene stroom, de bijdrage voor WKK, de nettarieven (distributie en transmissie) en taksen & heffingen. Om de prijsevolutie naar 2019 in te schatten moeten alle afzonderlijke componenten ingeschat worden.

Het VEA stelt vast dat op de groothandelsmarkt de elektriciteitsprijs het afgelopen jaar sterk is gestegen (met 7%).

De nettarieven voor elektriciteit zijn terug te vinden op de website van de VREG. Voor laagspanning blijkt er een substantiële daling van de transmissie- en distributienettarieven. Voor middenspanning is deze daling van de nettarieven veel minder uitgesproken. In deze analyse is wel alleen maar gekeken naar de “variabele” tarieven.

De federale energieheffing is in 2018 2% hoger dan in 2017. We nemen aan dat er in 2019 eenzelfde stijging gebeurt.

Voor de evolutie van de bijdragen voor groene stroom en WKK kijken we naar de quota die behaald moeten worden.

Verder is in 2018 de verhoogde energieheffing (de zgn. Turteltaks) afgeschaft en vervangen door een maandelijkse (vaste) heffing vastgesteld per afnamepunt. Deze is echter gevoelig lager dan de energieheffing in 2017.

Conclusie :
Uit een berekening voor een aantal bedrijven op laagspanning blijkt dat **voor laagspanning** een daling van de elektriciteitsprijs kan verwacht worden. Voor de OT-berekening wordt aangenomen dat de prijs in 2019 hetzelfde is als in 2017.

Voor middenspanning wordt verwacht dat de elektriciteitsprijs toeneemt. Dit kan onder andere verklaard worden doordat het aandeel van de prijs van de energiecomponent beduidend groter is. Hier wordt **een eenmalige indexering van de elektriciteitsprijs voor zelfafname toegepast van 2017 naar 2019 van 3,5%.**

6.5 FINANCIERING

6.5.1 BEPALING VAN DE JAARLIJKSE INTERESTVOET OP DE BANKLENING

De **interestvoet op de banklening** wordt vastgelegd volgens dezelfde methodiek als in het vorige VEA-rapport [VEA, 2017]. Er zijn geen aanwijzingen dat de rentevoet gewijzigd is sinds het vorige VEA-rapport [VEA, 2017]. Daarom wordt de interest op de banklening opnieuw vastgelegd op **3% op jaarbasis.** Deze rentevoet wordt toegepast voor elk van de projectcategorieën.

6.5.2 AANDEEL EIGEN VERMOGEN IN DE TOTALE INVESTERING

Voor de bepaling van het aandeel eigen vermogen wordt voor alle projectcategorieën uitgegaan van een **aandeel eigen vermogen van 20%** (80% vreemd vermogen), net zoals in het vorige VEA-rapport [VEA, 2017].

6.6 BELASTINGTARIEVEN

6.6.1 BEPALING VAN DE TARIEVEN VAN DE VENNOOTSCHAPSBELASTING

Eind 2017 heeft de federale regering het tarief van de vennootschapsbelasting voor de komende jaren vastgelegd. In 2018 en 2019 bedraagt het tarief 29,58% en vanaf 2020 25%. Net zoals in het VEA-rapport 2018/1 [VEA, 2018a] voor installaties met startdatum vanaf 1 april 2018 bedraagt voor de berekening het **tarief van de vennootschapsbelasting 25%** op basis van artikel 215 van het Wetboek der Inkomstenbelasting (W.I.B. 92).

6.6.2 BEPALING VAN DE INVESTERINGSAFTREK EN HET GEDEELTE DAT HIERVOOR IN AANMERKING KOMT

Investeringen die aan de wettelijke voorwaarden voldoen geven recht op een investeringsaftrek die gelijk is aan een bepaald percentage van de aanschaffings- of beleggingswaarde van die investeringen.

Het deel van de investering dat in aanmerking komt voor **investeringsaftrek** wordt vastgelegd door het VEA op **100%** op basis van artikel 69 van het Wetboek der Inkomstenbelasting (W.I.B. 92). Het percentage van deze investeringsaftrek wordt jaarlijks opnieuw vastgelegd en bedraagt voor het aanslagjaar 2019 (investeringen uitgevoerd in 2018) **13,5%** [FOD Financiën, 2018].

7 PV-INSTALLATIES EN WINDENERGIE OP LAND

7.1 NIEUWE PV-INSTALLATIES MET EEN MAXIMAAL AC VERMOGEN VAN DE OMVORMER(S) > 10 KW EN ≤ 40 KW (GS CAT. 2A EN GS CAT. 2B)

7.1.1 KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: PV-INSTALLATIE VAN 30 KW AC VERMOGEN

Vanaf het vorige OT-rapport [VEA, 2018a] zijn er drie vermogenscategorieën voor PV-installaties. Voordien waren er twee vermogenscategorieën voor PV-installaties. Voor startdata vanaf 1 april 2018 zijn er drie categorieën:

- categorie 2: PV-installaties met een maximaal AC vermogen van de omvormer(s) > 10 kW en ≤ 40 kW;
- categorie 2/1: PV-installaties met een maximaal AC vermogen van de omvormer(s) > 40 kW en ≤ 250 kW;
- categorie 3: PV-installaties met een maximaal AC vermogen van de omvormer(s) > 250 kW en ≤ 750 kW.

Iedere categorie wordt nog eens opgedeeld in twee categorieën:

- projecten gefinancierd via burgerparticipatie: categorie 2a, categorie 2/1a en categorie 3a;
- overige projecten: categorie 2b, categorie 2/1b en categorie 3b.

Het enige verschil in de OT-berekening is een jaarlijkse kost verbonden aan burgerparticipatie die nog extra wordt in rekening gebracht voor de projecten gefinancierd via burgerparticipatie. Voor het overige is er geen verschil in de parameterwaarden. Om de leesbaarheid te verhogen, wordt daarom enkel gesproken over de vermogenscategorieën. Dit hoofdstuk handelt bijvoorbeeld over categorie 2. Enkel in de paragraaf over de jaarlijkse kosten verbonden aan burgerparticipatie wordt een onderscheid gemaakt tussen categorie 2a en categorie 2b.

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie is gekeken naar de PV-installaties die in de loop van 2017 in dienst genomen werden. De allerkleinste installaties, van kleiner dan 20 kW zijn buiten beschouwing gelaten. De mediaan van deze installaties is 30 kVA.

7.1.2 BELEIDSPERIODE EN ECONOMISCHE LEVENSDUUR

Sinds het vorige OT-rapport (voor startdata vanaf 1 april 2018) is de beleidsperiode gewijzigd voor PV-installaties [VEA, 2018a]. Deze is ingekort van 15 jaar tot 10 jaar. De economische levensduur is nog steeds 15 jaar. De berekende onrendabele top laat nog steeds toe dat de investeerder voor de generieke installatie over een levensduur van 15 jaar een projectrendement van 5% behaalt. Het verschil is dat deze steun sneller (over 10 jaar in plaats van over 15 jaar) uitbetaald wordt.

7.1.3 BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

7.1.3.1 Jaarlijks aantal vollasturen

7.1.3.1.1 Afbakening van de referentie-installatie

De referentie-installatie wordt geplaatst op een plat dak. In geval van een plat dak, zal steeds gekozen worden voor een oriëntatie naar het zuiden. De helling is in het ideale geval circa 35°. De minimale helling bedraagt 15°. Voor platte daken berekenen we het gemiddeld aantal vollasturen voor de oriëntaties vanaf 15° tot en met 35°.

7.1.3.1.2 Inschatting van het aantal equivalente vollasturen

Het jaarlijks aantal equivalente vollasturen werd in de eerste plaats bepaald aan de hand van de resultaten van de CM SAF PV GIS-tool van het JRC (Joint Research Centre) van de Europese Commissie [http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php]. Via deze tool kan voor elke gemeente in Vlaanderen afgeleid worden wat de opbrengst is van een PV-installatie in termen van equivalente vollasturen. In de eerste plaats bepaalt de tool voor elke plaats in Vlaanderen de globale instraling per m^2. Vervolgens wordt de elektriciteitsproductie bepaald op basis van deze instraling. Er wordt hiervoor uitgegaan van gemiddelde systeemverliezen zoals standaard ingevuld staat in de tool. Met behulp van deze tool werd een gewogen gemiddeld aantal equivalente vollasturen bepaald voor de referentie-installatie zoals hierboven afgebakend. Er wordt aangenomen dat de resultaten van deze tool op dit ogenblik de best mogelijke inschatting geven van de vollasturen voor de komende 15 jaar. Dit blijkt ook uit de vergelijking van deze resultaten met de gemiddelde productie van bestaande PV-installaties in België (http://www.pvlogging.be). Het zijn hoofdzakelijk installaties die gelegen zijn in Vlaanderen. Enkel de installaties overeenkomstig de voorwaarden voor de referentie-installaties qua helling en oriëntatie werden meegenomen in deze vergelijking[6]. Voor gebruik van deze productiedata werd rekening gehouden met een correctie van de meetgegevens van de omvormer en het rendementsverlies, te wijten aan ouderdom. Deze berekeningen bevestigen het resultaat, afkomstig van de CM SAF PV GIS-tool.

De simulaties met de CM SAF PV GIS-tool werden uitgevoerd voor 41 gemeenten verspreid over de verschillende netbeheerders. Per netbeheerder wordt een gemiddeld aantal equivalente vollasturen berekend. Vervolgens wordt een gemiddelde berekend over gans Vlaanderen, op basis van de gemiddelden per netbeheerder.

De resultaten worden gecorrigeerd voor het rendementsverlies te wijten aan ouderdom. Volgens een NREL-studie uit 2010 [Jordan et al., 2010] kan aangenomen worden dat het verlies aan opbrengst jaarlijks 0,8% bedraagt. Uitgaande van de opbrengst van een nieuwe installatie en het jaarlijks gemiddelde rendementsverlies berekenen we een constant jaarlijks aantal equivalente vollasturen voor de afschrijvingstermijn van 10 jaar: **899 uren**.

7.1.3.2 Aandeel eigenverbruik

Het aandeel eigenverbruik (EV_{EL}) van de referentie-installatie is gelijk aan **0,0%**.

7.1.3.3 Bepaling van de zelfafname

De aanname voor het aandeel zelfafname wordt vastgelegd in het Energiebesluit, en bedraagt **60%**.

[6] De installaties op de website www.PVlogging.be zijn particuliere installaties. In eerste instantie werd de vergelijking uitgevoerd voor de referentie-installatie van categorie 1. Op basis van deze vergelijking werd besloten dat de CM SAF PV GIS-tool bruikbaar was om de vollasturen te bepalen, voor de alle categorieën van PV-installaties.

7.1.3.4 Constructieperiode

De constructieperiode (T_c) voor PV-installaties, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op **0 jaar**.

7.1.4 BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

7.1.4.1 Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De elektriciteit die zelf gebruikt wordt door het bedrijf, zorgt ervoor dat minder elektriciteit van het net afgenomen moet worden. Voor deze OT-berekening maken we geen gebruik meer van de EUROSTAT-gegevens. In de voorgaande rapporten werd wel gebruik gemaakt van de EUROSTAT-prijzen [VEA, 2015a; VEA, 2016; VEA, 2017]. De EUROSTAT-prijzen hebben een aantal nadelen:

- Het zijn Belgische prijzen, geen Vlaamse prijzen.
- Het zijn gemiddelde prijzen voor relatief brede verbruikerscategorieën. Dat wil zeggen dat het kan gaan om een mix van bedrijven die aangesloten zijn op laagspanning en bedrijven die aangesloten zijn op middenspanning.
- De meest recente prijzen dateren van het voorgaande kalenderjaar. Nu zijn de prijzen gekend voor het jaar 2017. Wij hebben prijzen nodig voor het jaar 2019.
- Het zijn totale prijzen. De vermeden elektriciteitsprijs omvat niet de vaste prijscomponenten. Een voorbeeld is de Vlaamse energieheffing, die in 2016 en 2017 werd aangerekend. Dat was een vaste prijs die niet vermeden werd. Ook de kosten die berekend worden in functie van het verbruikte vermogen worden niet vermeden door een PV-installatie. Als de netkosten in de toekomst aangerekend zullen worden in de vorm van een capaciteitstarief, dan zullen deze netkosten ook niet meer vermeden worden.

Dit jaar is bijkomend aan de PV-eigenaars gevraagd welk tarief ze betalen voor de netkosten. Als we de verschillende installaties bekijken, dan zijn er drie tarieven die betaald worden:

- laagspanning zonder piekmeting;
- laagspanning met piekmeting;
- middenspanning (26-1 kV) met piekmeting.

De installaties van 10 tem 40 kW zijn geplaatst op daken van bedrijven die aangesloten zijn op laagspanning zonder piekmeting of laagspanning met piekmeting. Een aantal van de bedrijven is zelfs aangesloten op middenspanning. Aangezien we aannemen dat de generieke installatie aangesloten is op laagspanning (we rekenen de injectiekosten voor laagspanning door), hebben we een gemiddelde genomen van de vermeden elektriciteitsprijs van de bedrijven aangesloten op laagspanning met piekmeting en van de vermeden elektriciteitsprijs van de bedrijven aangesloten op laagspanning zonder piekmeting. De vermeden elektriciteitsprijs van elk van deze groepen is bepaald als de som van de mediaan van de volgende deelkosten:

- de energiecomponent;
- de bijdrage voor groene stroom;
- de bijdrage voor WKK;
- de netkosten;
- de heffingen.

Telkens is de mediaan genomen van de kostprijzen voor de verschillende bedrijven. Deze kostprijzen werden bepaald aan de hand van de gegevens op de facturen die de bedrijven hadden opgestuurd. Enkel voor de netkosten werden gemiddelde netkosten in rekening gebracht voor gans Vlaanderen. Er werd een actualisatie gedaan naar het jaar 2019, voor zover dit mogelijk was. Voor de netkosten was dit niet mogelijk. De netkosten voor 2018 werden genomen en we gaan ervan uit dat deze ook representatief zijn voor 2019. Voor de heffingen werd aangenomen dat deze met 2% zullen stijgen van 2018 naar 2019. Voor de andere componenten konden actualisaties uitgevoerd worden naar 2019.

Deze deelkosten kunnen de volgende jaren telkens geactualiseerd worden. Het is niet nodig om nog beroep te doen op de EUROSTAT-prijzen.

Op basis van de hierboven beschreven methode komen we voor deze categorie op **een vermeden elektriciteitsprijs van 18,3 cent/kWh voor het jaar 2019**. In het vorige rapport [VEA, 2018a] werd een vermeden elektriciteitsprijs van 17,5 cent/kWh gebruikt. Toen werden geen gemiddelde netkosten in rekening gebracht voor Vlaanderen. De vermeden netkosten werden toen ook minder correct berekend, omdat er minder informatie beschikbaar was over de elektriciteitsaansluiting van de bedrijven.

7.1.4.2 Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

7.1.4.2.1 Basisprijs

Voor de geïnjecteerde elektriciteit wordt uitgegaan van de gemiddelde ENDEX prijs, meer bepaald van de *year ahead* prijs. Voor het jaar 2019 wordt uitgegaan van de Cal 19 prijzen die bepaald zijn eind maart 2018 (zie paragraaf 6.4.1. Marktprijs elektriciteit bij verkoop in jaar 0, pagina 30).

7.1.4.2.2 Procentuele afslag ten opzichte van de gemiddelde jaarprijs

De basisprijs die gebruikt wordt in de OT-berekeningen is een prijs voor een *base load* profiel. Het is de gemiddelde jaarprijs (*year ahead* Cal 19). Dat wil zeggen dat de stroom evenredig verdeeld wordt over de ganse dag. Stroom van PV-panelen wordt niet geproduceerd volgens een *base load* profiel.

Om te weten hoeveel de eigenaars of uitbaters krijgen voor de geïnjecteerde stroom, verzamelt het VEA zo recent mogelijke contracten voor de verkoop van geïnjecteerde stroom. Dit jaar werden deze contracten opgevraagd via een marktbevraging bij de eigenaars of uitbaters van PV-installaties die het voorbije jaar in dienst genomen zijn (voor dit rapport: sinds 1 januari 2017). Uit de ontvangen contracten blijkt dat de prijs voor geïnjecteerde stroom berekend wordt in functie van de ENDEX prijzen (*year ahead*, *quarter ahead* of *month ahead*) of in functie van de BELPEX prijs.

De jaarprijzen liggen vast bij de start van het jaar. De kwartaalprijzen en de BELPEX prijzen worden (gedeeltelijk) bepaald in het jaar zelf. Het is daarom niet mogelijk om te berekenen hoeveel de PV-eigenaars zullen krijgen voor de geïnjecteerde elektriciteit als ze een contract hebben op basis van de kwartaalprijzen, de maandprijzen of de BELPEX prijzen. Sinds het rapport van 2017 passen we een eenvoudige methodologie toe om in te schatten hoeveel de PV-eigenaars zullen ontvangen volgens hun PPA [VEA, 2017]. We gaan uit van de Cal 19 om de afslag te bepalen. Voor contracten, die gebaseerd zijn op jaarprijzen, kwartaalprijzen of maandprijzen, wordt de formule toegepast op de jaarprijs in plaats van op de prijs die in het contract staat. Ook voor contracten op basis van de BELPEX passen we deze methode toe. In principe zouden we de BELPEX prijs eerst moeten corrigeren voor eventuele profielkosten. Het is echter niet mogelijk om dit te doen omdat het injectieprofiel niet noodzakelijk lijkt op het productieprofiel. In het algemeen spelen profielkosten niet zo erg mee als bij windturbines. Een deel van de contracten is daarenboven gebaseerd op de gemiddelde BELPEX prijs. Hier speelt sowieso de profielkost geen rol. Voor deze oefening wordt aangenomen dat de profielkosten geen significante invloed hebben op de inkomsten uit geïnjecteerde elektriciteit.

De berekende afslag wordt eveneens gebruikt voor de actualisatie van de bandingfactoren van lopende projecten. Omdat lopende projecten niet jaarlijks een nieuw PPA afsluiten, wordt ervoor gekozen om de komende jaren telkens een “middelste” waarde te bepalen uitgaande van de PPA’s die nog van toepassing zijn. Een deel van de contracten wordt ieder jaar stilzwijgend verlengd met een jaar. Ze kunnen echter ook vervangen worden door een nieuw contract. Daarom worden deze niet meegenomen. In de praktijk worden enkel de contracten in rekening gebracht die verzameld werden tijdens de laatste marktbevraging.

Op basis van de ingezamelde PPA-contracten, waarvan aangenomen kan worden dat ze in 2019 nog van toepassing zullen zijn, wordt voor de Cal 19 ter waarde van 0,0365 €/kWh een afslag berekend van **21,4%** (vergeleken met 20,0% vorig jaar).

7.1.4.2.3 Injectietarief

De kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2018. Er wordt verondersteld dat de referentie-installatie van 30 kW AC vermogen aangesloten is op laagspanning. Deze installatie betaalt de vaste kost voor een MMR-meter: 84,6 € per jaar. Het variabele injectietarief voor laagspanning bedraagt voor 2018 0,00494 €/kWh. De vaste injectiekosten worden verrekend tot een variabele injectiekost. Er wordt aangenomen dat het vermogen van de omvormer gemiddeld 90% bedraagt van het piekvermogen van de PV-installatie. Rekening houdend met 40% injectie komt dit neer op een variabele kost van 0,00706 €/kWh geïnjecteerde stroom. Samen geeft dit **een totale variabele injectiekost van 0,0120 €/kWh geïnjecteerde stroom**.

De gemiddelde tarieven zijn bepaald op basis van enerzijds het rekenkundig gemiddelde voor de 7 netbeheerders onder EANDIS en anderzijds het rekenkundig gemiddelde voor de 4 netbeheerders onder INFRAX. Op basis van de gemiddelde tarieven per netbeheerder wordt een gewogen gemiddelde (80% EANDIS en 20% INFRAX) berekend.

7.1.4.3 Specifieke investeringskost

De specifieke investeringskost wordt gebaseerd op facturen van eigenaars of uitbaters van PV-installaties. De opgevraagde facturen kunnen volgende componenten omvatten:

- de aankoop en de plaatsing van de zonnepanelen;
- de aankoop en de plaatsing van het montagesysteem;
- bekabeling van de installatie;
- de aankoop en de plaatsing van de omvormers;
- keuring van de installatie;
- netaansluitingskosten (incl. netstudie);
- kosten voor projectbegeleiding door studiebureau (optioneel).

Alle eigenaars of uitbaters van installaties in dienst genomen vanaf 1 januari 2017 werden bevraagd in 2018. Uiteindelijk werd de kostprijs bepaald aan de hand van investeringskosten van 20 PV-installaties met een vermogen van de omvormer gaande van 20 kVA tot en met 40 kVA. Enkel die installaties werden geselecteerd die op een bestaand dak geplaatst werden en waarvan de deelkosten voldoende onderbouwd werden. Installaties met Sunpower-panelen werden evenmin meegenomen, omdat dergelijke panelen niet als generiek worden beschouwd. Via de netbeheerders werden gemiddelde netaansluitingskosten verkregen, die betaald worden aan de netbeheerder. Om minder variabiliteit in de kostprijzen te verkrijgen, zijn de opgegeven netaansluitingskosten per installatie vervangen door deze gemiddelde netaansluitingskosten, die een gemiddelde zijn over gans Vlaanderen.
Bijkomend werden kostprijzen opgevraagd bij het Vlaams Energiebedrijf voor PV-installaties die geplaatst zijn of zullen worden in het kader van de raamovereenkomst voor plaatsing PV-installaties (EE_2017_0_004) op daken van scholen. Het Vlaams Energiebedrijf kon prijzen bezorgen van projecten waarvoor een finale offerte (ontwerp) werd opgemaakt, projecten in uitvoeringsfase en gerealiseerde projecten. Het zijn PV-installaties die recenter zijn dan de PV-installaties van de marktbevraging. Er kan verder aangenomen worden dat het Vlaams Energiebedrijf de PV-installaties tegen voordelige kostprijzen kan plaatsen. Voor categorie 2 zijn er vier PV-installaties die bijkomend in rekening gebracht kunnen worden. Het Vlaams Energiebedrijf heeft de investeringskost exclusief de kosten voor netaansluiting bezorgd. De gemiddelde netaansluitingskosten worden hierbij opgeteld.
Op basis van de set van 24 kostprijzen wordt de investeringskost bepaald. Die is gelijk aan de mediaan, na verwijderen van uitschieters. Er bleken geen uitschieters te zijn. Op deze manier werd voor de referentie-installatie van 30 kW (AC vermogen) de totale specifieke investeringskost vastgelegd op **1.380 €/kW$_{piek}$**. In het vorige rapport [VEA, 2018a] werd voor deze categorie een investeringskost van 1.420 €/kW$_{piek}$ gebruikt.

Vergeleken met de kostprijs voor een installatie kleiner of gelijk aan 10 kW lijkt de kostprijs van de generieke installatie relatief hoog. Voor installaties groter dan 10 kW moeten echter bijkomende kosten betaald worden:

- de kostprijs voor het plaatsen van een netontkoppelingskast;
- netaansluitingskosten.

We hebben een ruwe inschatting gemaakt van de meerkost van een installatie van categorie 2 vergeleken met een installatie van ten hoogste 10 kW. Hierbij wordt rekening gehouden met de hierboven vermelde extra kosten. Samen gaat het toch om een bijkomende kost van ongeveer 12.100 €. Dit is de minimale kost voor de netontkoppelingskast op basis van facturen uit de marktbevraging plus de gemiddelde netaansluitingskosten voor een installatie kleiner dan 100 kW. De generieke installatie heeft een vermogen van 30 kW en een piekvermogen van 33,3 kW_{piek}. Dat wil zeggen dat de meerkost voor deze installatie 363 €/ kW_{piek} bedraagt. Zonder deze meerkost zou de investeringskost voor de generieke installatie afgerond 1.020 €/ kW_{piek} bedragen. Deze kost is niet hoog vergeleken met de kostprijs voor een installatie kleiner of gelijk aan 10 kW. Voor de twee andere vermogenscategorieën van PV-installaties geldt evenzeer dat hiervoor extra kosten moeten betaald worden, maar voor deze vermogenscategorieën is de meerkost per kW_{piek} een stuk lager.

7.1.4.4 Vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0

Voor installaties in de categorie 10 kW < PV-installatie ≤ 40 kW worden onderhoudskosten in rekening gebracht. We hebben de onderhoudskosten gebaseerd op de marktbevraging van de eigenaars of uitbaters van PV-installaties, in dienst genomen sinds januari 2016. Uit de resultaten blijkt dat veel eigenaars of uitbaters standaard geen vast jaarlijks onderhoudscontract afsluiten. De eerste jaren kan een garantie gelden die een onderhoud overbodig maakt. In andere gevallen kiest men ervoor om het onderhoud in regie te laten uitvoeren. Dat wil wel zeggen dat de onderhoudskosten in die gevallen niet op voorhand bepaald kunnen worden, maar dat ze niet gelijk zijn aan 0 €. Vergeleken met de investeringskost, is er een veel beperkter aantal gegevens beschikbaar. Vorig jaar was er één kostprijs. Deze marktbevraging levert één extra kost op. De kostprijs van vorig jaar werd niet geïndexeerd om rekening te houden met de inflatie omdat er aangenomen wordt dat de kostprijs eerder zal dalen dan zal toenemen. Van deze twee gegevens is de mediaan (is gelijk aan het gemiddelde) bepaald. Op die manier werd voor de referentie-installatie **een vaste operationele kost van 20,9 €/kW_{piek} bepaald**. Vorig jaar werd een vaste operationele kost van 22,0 €/kW_{piek} gebruikt [VEA, 2018a].

7.1.4.5 Hoogte in jaar 0 van de vervangingsinvestering per eenheid capaciteit in het jaar van de vervangingsinvestering

De gemiddelde periode voor vervanging van de omvormers wordt ingeschat op **12 jaar**. Er werd tot nu toe aangenomen dat deze kost niet gewijzigd is ten opzichte van eind 2013. Recentere kostengegevens konden niet verzameld worden via de marktbevragingen van de voorbije rapporten. Er werd steeds uitgegaan van de vervangingskost van 149 €/kW_{piek} uit het VEA-rapport van december 2013 [VEA, 2013c]. Concrete projectgegevens over grotere PV-installaties, die wij het voorbije jaar ontvangen hebben, wijzen op een lagere vervangingskost. We passen daarom dezelfde kostprijsdaling toe op de omvormers als de kostprijsdaling die we vaststellen voor de generieke installaties. De kostprijs voor enerzijds een installatie van 125 kW en anderzijds een installatie van 400 kW is gemiddeld genomen 19% goedkoper geworden. Deze prijsdaling passen we toe op de vervangingskost van de omvormer. Dit geeft een geactualiseerde **vervangingskost van 121 €/kW_{piek}.**

7.1.4.6 Jaarlijkse kosten per installatie verbonden aan de organisatie van burgerparticipatie in jaar 0

Deze categorie van installaties wordt onderverdeeld in twee afzonderlijke categorieën. Voor projecten die gefinancierd worden via burgerparticipatie (categorie 2a) wordt een extra jaarlijkse kost van 5 €/jaar verrekend in de OT-berekening. Deze kostprijs wordt opgeteld bij de vaste operationele kost als volgt: 5/(30/0,9). Voor de overige installaties (categorie 2b) worden geen extra kosten in rekening gebracht.

7.1.5 BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 2a: projecten met burgerparticipatie	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	44,6
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,460**

Tabel 7: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 2a

Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 2b: overige projecten	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	44,3
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,457**

Tabel 8: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 2b

7.2 NIEUWE PV-INSTALLATIES MET EEN MAXIMAAL AC VERMOGEN VAN DE OMVORMER(S) > 40 KW EN ≤ 250 KW (GS CAT. 2/1A EN GS CAT. 2/1B)

7.2.1 KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: PV-INSTALLATIE VAN 125 KW AC VERMOGEN

Vanaf het vorige OT-rapport [VEA, 2018a] zijn er drie vermogenscategorieën voor PV-installaties. Voordien waren er twee vermogenscategorieën voor PV-installaties. Voor startdata vanaf 1 april 2018 zijn er drie categorieën:

- categorie 2: PV-installaties met een maximaal AC vermogen van de omvormer(s) > 10 kW en ≤ 40 kW;
- categorie 2/1: PV-installaties met een maximaal AC vermogen van de omvormer(s) > 40 kW en ≤ 250 kW;
- categorie 3: PV-installaties met een maximaal AC vermogen van de omvormer(s) > 250 kW en ≤ 750 kW.

Iedere categorie wordt nog eens opgedeeld in twee categorieën:

- projecten gefinancierd via burgerparticipatie: categorie 2a, categorie 2/1a en categorie 3a;
- overige projecten: categorie 2b, categorie 2/1b en categorie 3b.

Het enige verschil in de OT-berekening is een jaarlijkse kost verbonden aan burgerparticipatie die nog extra wordt in rekening gebracht voor de projecten gefinancierd via burgerparticipatie. Voor het overige is er geen verschil in de parameterwaarden. Om de leesbaarheid te verhogen, wordt daarom enkel gesproken over de vermogenscategorieën. Dit hoofdstuk handelt bijvoorbeeld over categorie 2/1. Enkel in de paragraaf over de jaarlijkse kosten verbonden aan burgerparticipatie wordt een onderscheid gemaakt tussen categorie 2/1a en categorie 2/1b.

Net zoals de twee voorgaande OT-rapporten hebben we als generieke installatie opnieuw gekozen voor een PV-installatie van 125 kW (AC vermogen) [VEA, 2017; VEA, 2018a]. Deze generieke installatie is gekozen omdat dergelijk vermogen zeker aangesloten is op middenspanning en niet op laagspanning.

7.2.2 BELEIDSPERIODE EN ECONOMISCHE LEVENSDUUR

Sinds het vorige OT-rapport (voor startdata vanaf 1 april 2018) is de beleidsperiode gewijzigd voor PV-installaties [VEA, 2018a]. Deze is ingekort van 15 jaar tot 10 jaar. De economische levensduur is nog steeds 15 jaar. De berekende onrendabele top laat nog steeds toe dat de investeerder voor de generieke installatie over een levensduur van 15 jaar een projectrendement van 5% behaalt. Het verschil is dat deze steun sneller (over 10 jaar in plaats van over 15 jaar) uitbetaald wordt.

7.2.3 BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

7.2.3.1 Jaarlijks aantal vollasturen

7.2.3.1.1 Afbakening van de referentie-installatie

De referentie-installatie wordt geplaatst op een plat dak. In geval van een plat dak, zal steeds gekozen worden voor een oriëntatie naar het zuiden. De helling is in het ideale geval circa 35°. De minimale helling bedraagt 15°. Voor platte daken berekenen we het gemiddeld aantal vollasturen voor de oriëntaties vanaf 15° tot en met 35°.

7.2.3.1.2 Inschatting van het aantal equivalente vollasturen

Hiervoor verwijzen we naar paragraaf 7.1.3.1 (Jaarlijks aantal vollasturen, pagina 34. Uitgaande van de opbrengst van een nieuwe installatie en het jaarlijks gemiddelde rendementsverlies berekenen we een constant jaarlijks aantal equivalente vollasturen voor de afschrijvingstermijn van 15 jaar: **899 uren**.

7.2.3.2 Aandeel eigenverbruik

Het aandeel eigenverbruik (EV_{EL}) van de referentie-installatie is gelijk aan **0,0%**.

7.2.3.3 Bepaling van de zelfafname

De aanname voor het aandeel zelfafname wordt vastgelegd in het Energiebesluit, en bedraagt **60%**.

7.2.3.4 Constructieperiode

De constructieperiode (T_c) voor PV-installaties, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op **0 jaar**.

7.2.4 BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

7.2.4.1 Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De elektriciteit die zelf gebruikt wordt door het bedrijf, zorgt ervoor dat minder elektriciteit van het net afgenomen moet worden. Voor deze OT-berekening maken we geen gebruik meer van de EUROSTAT-gegevens. In de voorgaande rapporten werd wel gebruik gemaakt van de EUROSTAT-prijzen [VEA, 2015a; VEA, 2016; VEA, 2017]. De EUROSTAT-prijzen hebben een aantal nadelen:

- Het zijn Belgische prijzen, geen Vlaamse prijzen.
- Het zijn gemiddelde prijzen voor relatief brede verbruikerscategorieën. Dat wil zeggen dat het kan gaan om een mix van bedrijven die aangesloten zijn op laagspanning en bedrijven die aangesloten zijn op middenspanning.
- De meest recente prijzen dateren van het voorgaande kalenderjaar. Nu zijn de prijzen gekend voor het jaar 2017. Wij hebben prijzen nodig voor het jaar 2019.
- Het zijn totale prijzen. De vermeden elektriciteitsprijs omvat niet de vaste prijscomponenten. Een voorbeeld is de Vlaamse energieheffing, die in 2016 en 2017 werd aangerekend. Dat was een vaste prijs die niet vermeden werd. Ook de kosten die berekend worden in functie van het verbruikte vermogen worden niet vermeden door een PV-installatie. Als de netkosten in de toekomst aangerekend zullen worden in de vorm van een capaciteitstarief, dan zullen deze netkosten ook niet meer vermeden worden.

Dit jaar is bijkomend aan de PV-eigenaars gevraagd welk tarief ze betalen voor de netkosten. Als we de verschillende installaties bekijken, dan zijn er 3 tarieven die betaald worden:

- laagspanning zonder piekmeting;
- laagspanning met piekmeting;
- middenspanning (26-1 kV) met piekmeting.

De installaties van 40 tem 250 kW zijn voornamelijk geplaatst op daken van bedrijven die aangesloten zijn op middenspanning (26-1 kV) met piekmeting. Een aantal van de bedrijven is aangesloten op laagspanning. Onze generieke installatie heeft een vermogen van 125 kW en is daarom zeker aangesloten op middenspanning. Bijgevolg werd de vermeden elektriciteitsprijs afgeleid van de bedrijven die aangesloten zijn op middenspanning. De bedrijven die aangesloten zijn op laagspanning werden niet in rekening gebracht. De vermeden elektriciteitsprijs is bepaald als de som van de mediaan van de volgende deelkosten:

- de energiecomponent;
- de bijdrage voor groene stroom;
- de bijdrage voor WKK;
- de netkosten;
- de heffingen.

Telkens is de mediaan genomen van de kostprijzen voor de verschillende bedrijven. Deze kostprijzen werden bepaald aan de hand van de gegevens op de facturen die de bedrijven hadden opgestuurd. Enkel voor de netkosten worden gemiddelde netkosten in rekening gebracht voor gans Vlaanderen. Er werd een actualisatie

gedaan naar het jaar 2019, voor zover dit mogelijk was. Voor de netkosten was dit niet mogelijk. De netkosten voor 2018 werden genomen en we gaan ervan uit dat deze ook representatief zijn voor 2019. Voor de heffingen werd aangenomen dat deze met 2% zullen stijgen van 2018 naar 2019. Voor de andere componenten konden actualisaties uitgevoerd worden naar 2019.

Deze deelkosten kunnen de volgende jaren telkens geactualiseerd worden. Het is niet nodig om nog beroep te doen op de EUROSTAT-prijzen.

Op basis van de hierboven beschreven methode komen we voor deze categorie op **een vermeden elektriciteitsprijs van 9,64 cent/kWh voor het jaar 2019**. In het vorige rapport [VEA, 2018a] werd een vermeden elektriciteitsprijs van 11,2 cent/kWh gebruikt. Enerzijds is de vermeden elektriciteitsprijs nu gebaseerd op meer kennis over de elektriciteitsaansluiting van de bedrijven. Anderzijds hebben we deze keer gemiddelde netkosten in rekening gebracht voor ieder bedrijf. Het resultaat is dat de vermeden elektriciteitsprijs relatief sterk gedaald is, hetgeen een significant effect heeft op de resulterende OT.

7.2.4.2 Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

7.2.4.2.1 Basisprijs

Voor de geïnjecteerde elektriciteit wordt uitgegaan van de gemiddelde ENDEX prijs, meer bepaald van de *year ahead* prijs. Voor het jaar 2019 wordt uitgegaan van de Cal 19 prijzen die bepaald zijn eind maart 2018 (zie paragraaf 6.4.1. Marktprijs elektriciteit bij verkoop in jaar 0, pagina 30).

7.2.4.2.2 Procentuele afslag ten opzichte van de gemiddelde jaarprijs

Hiervoor verwijzen we naar paragraaf 7.1.4.2.2 (Procentuele afslag ten opzichte van de gemiddelde jaarprijs, pagina 36.
Op basis van de ingezamelde PPA-contracten, waarvan aangenomen kan worden dat ze in 2019 nog van toepassing zullen zijn, wordt voor de Cal 19 ter waarde van 0,0365 €/kWh een afslag berekend van **21,4%** (vergeleken met 20,0% vorig jaar).

7.2.4.2.3 Injectietarief

De kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2018. Er wordt verondersteld dat de referentie-installatie van 125 kW aangesloten is op middenspanning. Deze installatie betaalt de vaste kost voor een AMR-meter (440 €/jaar). Het variabele injectietarief voor middenspanning bedraagt voor 2018 0,00132 €/kWh. De vaste injectiekosten worden verrekend tot een variabele injectiekost. Er wordt aangenomen dat het vermogen van de omvormer gemiddeld 90% bedraagt van het piekvermogen van de PV-installatie. Rekening houdend met 40% injectie komt dit neer op een variabele kost van 0,00881 €/kWh geïnjecteerde stroom. Samen geeft dit **een totale variabele injectiekost van 0,0101 €/kWh geïnjecteerde stroom**.

De gemiddelde tarieven zijn bepaald op basis van enerzijds het rekenkundig gemiddelde voor de 7 netbeheerders onder EANDIS en anderzijds het rekenkundig gemiddelde voor de 4 netbeheerders onder INFRAX. Op basis van de gemiddelde tarieven per netbeheerder wordt een gewogen gemiddelde (80% EANDIS en 20% INFRAX) berekend.

7.2.4.3 Specifieke investeringskost

De specifieke investeringskost wordt gebaseerd op facturen van eigenaars of uitbaters van PV-installaties. De opgevraagde facturen kunnen volgende componenten omvatten:

- de aankoop en de plaatsing van de zonnepanelen;
- de aankoop en de plaatsing van het montagesysteem;
- bekabeling van de installatie;
- de aankoop en de plaatsing van de omvormers;
- keuring van de installatie;
- netaansluitingskosten (incl. netstudie);

- kosten voor projectbegeleiding door studiebureau (optioneel).

Alle eigenaars of uitbaters van installaties in dienst genomen vanaf 1 januari 2017 werden bevraagd in 2018. Uiteindelijk werd de kostprijs bepaald aan de hand van investeringskosten van 15 PV-installaties met een vermogen van de omvormer gaande vanaf 75 kW tot en met 175 kW. Enkel die installaties werden geselecteerd die op een bestaand dak geplaatst werden en waarvan de deelkosten voldoende onderbouwd werden. Installaties met Sunpower-panelen werden evenmin meegenomen, omdat dergelijke panelen niet als generiek worden beschouwd. Via de netbeheerders werden gemiddelde netaansluitingskosten verkregen, die betaald worden aan de netbeheerder. Om minder variabiliteit in de kostprijzen te verkrijgen, zijn de opgegeven netaansluitingskosten per installatie vervangen door deze gemiddelde netaansluitingskosten, die een gemiddelde zijn over gans Vlaanderen. Van deze aangepaste kostengegevens werd uiteindelijk de mediaan bepaald, na verwijderen van uitschieters. Op deze manier werd voor de referentie-installatie van 125 kW (AC vermogen) de totale specifieke investeringskost vastgelegd op **1.080 €/kW$_{piek}$**. In het vorige rapport [VEA, 2018a] werd voor deze categorie een investeringskost van 1.160 €/kW$_{piek}$ gebruikt. Vorig jaar waren minder gegevens beschikbaar en werd daarom een bredere range aan vermogens geselecteerd. Nu waren voldoende gegevens beschikbaar om de selectie beter te laten aansluiten bij het vermogen van de generieke installatie.
Bijkomend werden kostprijzen opgevraagd bij het Vlaams Energiebedrijf voor PV-installaties die geplaatst zijn of zullen worden in het kader van de raamovereenkomst voor plaatsing PV-installaties (EE_2017_0_004) op daken van scholen. Deze PV-installaties zijn recenter geplaatst dan de PV-installaties uit de marktbevraging. Er was echter slechts één PV-installatie bij die behoort tot categorie 2/1, maar deze valt niet binnen de range van vermogens die geselecteerd zijn voor de bepaling van de investeringskost.

7.2.4.4 Vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0

Voor installaties in de categorie 40 kW < PV-installatie ≤ 250 kW worden onderhoudskosten in rekening gebracht. We hebben de onderhoudskosten gebaseerd op de marktbevraging van de eigenaars of uitbaters van PV-installaties, in dienst genomen sinds januari 2015. Uit de resultaten blijkt dat veel eigenaars of uitbaters standaard geen vast jaarlijks onderhoudscontract afsluiten. De eerste jaren kan een garantie gelden die een onderhoud overbodig maakt. In andere gevallen kiest men ervoor om het onderhoud in regie te laten uitvoeren. Dat wil wel zeggen dat de onderhoudskosten in die gevallen niet op voorhand bepaald kunnen worden, maar dat ze niet gelijk zijn aan 0 €. Vergeleken met de investeringskost, is er – net als de vorige jaren - een beperkter aantal gegevens beschikbaar. In 2015 waren er twee gegevens, vorig jaar drie gegevens. Dit jaar is er één bijkomende prijs afgeleid van de ingezamelde gegevens. Enkel “all-in” onderhoudscontracten, zonder reiniging van de panelen en zonder vervanging van defecte omvormercomponenten, zijn meegenomen als “generieke” installatie. De kostprijzen van voorgaande jaren zijn niet geïndexeerd om rekening te houden met de inflatie omdat er aangenomen wordt dat de prijzen eerder zullen dalen dan stijgen. Van deze zes gegevens is uiteindelijk de mediaan bepaald. Op basis van deze berekende vaste operationele kost werd voor de referentie-installatie **een vaste operationele kost van 11,0 €/kW$_{piek}$** vastgelegd. Het vorige rapport [VEA, 2018a] was de operationele kost 10,7 €/kW$_{piek}$.

7.2.4.5 Hoogte in jaar 0 van de vervangingsinvestering per eenheid capaciteit in het jaar van de vervangingsinvestering

De gemiddelde periode voor vervanging van de omvormers wordt ingeschat op **12 jaar**. Er werd tot nu toe aangenomen dat deze kost niet gewijzigd is ten opzichte van eind 2013. Recentere kostengegevens konden niet verzameld worden via de marktbevragingen van de voorbije rapporten. Er werd steeds uitgegaan van de vervangingskost van 149 €/kW$_{piek}$ uit het VEA-rapport van december 2013 [VEA, 2013c]. Concrete projectgegevens over grotere PV-installaties, die wij het voorbije jaar ontvangen hebben, wijzen op een lagere vervangingskost. We passen daarom dezelfde kostprijsdaling toe op de omvormers als de kostprijsdaling die we vaststellen voor de generieke installaties. De kostprijs voor enerzijds een installatie van 125 kW en anderzijds een installatie van 400 kW is gemiddeld genomen 19% goedkoper geworden. Deze prijsdaling passen we toe op de vervangingskost van de omvormer. Dit geeft een geactualiseerde **vervangingskost van 121 €/kW$_{piek}$**.

7.2.4.6 Jaarlijkse kosten per installatie verbonden aan de organisatie van burgerparticipatie in jaar 0

Deze categorie van installaties wordt onderverdeeld in twee afzonderlijke categorieën. Voor projecten die gefinancierd worden via burgerparticipatie (categorie 2/1a) wordt een extra jaarlijkse kost van 30 €/jaar verrekend in de OT-berekening. Deze kostprijs wordt opgeteld bij de vaste operationele kost als volgt: 30/(125/0,9). Voor de overige installaties (categorie 2/1b) wordt geen extra kost in rekening gebracht.

7.2.5 BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 2/1a: projecten met burgerparticipatie	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	70,9
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,731**

Tabel 9: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 2/1a

Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 2/1b: overige projecten	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	70,6
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,728**

Tabel 10: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 2/1b

7.3 NIEUWE PV-INSTALLATIES MET EEN MAXIMAAL AC VERMOGEN VAN DE OMVORMER(S) > 250 KW EN ≤ 750 KW (GS CAT. 3A EN GS CAT. 3B)

7.3.1 KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: PV-INSTALLATIE VAN 400 KW AC VERMOGEN

Vanaf het vorige OT-rapport [VEA, 2018a] zijn er drie vermogenscategorieën voor PV-installaties. Voordien waren er twee vermogenscategorieën voor PV-installaties. Voor startdata vanaf 1 april 2018 zijn er drie categorieën:

- categorie 2: PV-installaties met een maximaal AC vermogen van de omvormer(s) > 10 kW en ≤ 40 kW;
- categorie 2/1: PV-installaties met een maximaal AC vermogen van de omvormer(s) > 40 kW en ≤ 250 kW;
- categorie 3: PV-installaties met een maximaal AC vermogen van de omvormer(s) > 250 kW en ≤ 750 kW.

Iedere categorie wordt nog eens opgedeeld in twee categorieën:

- projecten gefinancierd via burgerparticipatie: categorie 2a, categorie 2/1a en categorie 3a;
- overige projecten: categorie 2b, categorie 2/1b en categorie 3b.

Het enige verschil in de OT-berekening is een jaarlijkse kost verbonden aan burgerparticipatie die nog extra wordt in rekening gebracht voor de projecten gefinancierd via burgerparticipatie. Voor het overige is er geen verschil in de parameterwaarden. Om de leesbaarheid te verhogen, wordt daarom enkel gesproken over de vermogenscategorieën. Dit hoofdstuk handelt bijvoorbeeld over categorie 3. Enkel in de paragraaf over de jaarlijkse kosten verbonden aan burgerparticipatie wordt een onderscheid gemaakt tussen categorie 3a en categorie 3b.

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie worden gegevens van het bestaande productiepark gebruikt. Gezien de economische situatie van de laatste jaren, kan ervan worden uitgegaan dat alleen de meest kostenefficiënte projecten gerealiseerd zijn.

Sinds 1 januari 2013 werden volgens gegevens van de VREG (tot september 2016) en van de netbeheerders (vanaf september 2016) slechts weinig bijkomende installaties binnen deze categorie aangemeld. Als referentie-installatie wordt een PV-installatie genomen van **400 kW (AC vermogen)**. We bepalen de parameterwaarden aan de hand van alle recente PV-installaties die binnen deze categorie vallen, ook al verschilt dit vermogen relatief sterk van het vermogen van de referentie-installatie.

7.3.2 BELEIDSPERIODE EN ECONOMISCHE LEVENSDUUR

Sinds het vorige OT-rapport (voor startdata vanaf 1 april 2018) is de beleidsperiode gewijzigd voor PV-installaties [VEA, 2018a]. Deze is ingekort van 15 jaar tot 10 jaar. De economische levensduur is nog steeds 15 jaar. De berekende onrendabele top laat nog steeds toe dat de investeerder voor de generieke installatie over een levensduur van 15 jaar een projectrendement van 5% behaalt. Het verschil is dat deze steun sneller (over 10 jaar in plaats van over 15 jaar) uitbetaald wordt.

7.3.3 BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

7.3.3.1 Jaarlijks aantal vollasturen

Voor deze installaties wordt eveneens uitgegaan van de PV GIS tool. Ook hier bedraagt het aantal vollasturen **899 uren** (zie paragraaf 7.1.3.1. Jaarlijks aantal vollasturen, pagina 34.

7.3.3.2 Aandeel eigenverbruik

Het aandeel eigenverbruik van de referentie-installatie is gelijk aan **0,0%**.

7.3.3.3 Bepaling van de zelfafname

De aannames voor het aandeel zelfafname worden vastgelegd in het Energiebesluit en bedraagt voor deze categorie **55%**.

7.3.3.4 Constructieperiode

De constructieperiode (T_c) voor PV-installaties, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op 0 jaar.

7.3.4 BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE.

7.3.4.1 Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

In 2017 is slechts één installatie in dienst genomen die tot categorie 3 behoort. Voor het bedrijf dat deze installatie op het dak had geplaatst, hebben we de vermeden elektriciteitsprijs bepaald zoals beschreven in paragraaf 7.2.4.1 (Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0, pagina 41). De vermeden elektriciteitsprijs van deze PV-installatie is zeer gelijkaardig aan de vermeden elektriciteitsprijzen van de bedrijven die een PV-installatie hebben geplaatst van categorie 2/1. De vermeden kost is zelfs hoger dan de mediaan van deze groep bedrijven. Daarom hebben we besloten om deze kostprijs toe te voegen aan de dataset voor categorie 2/1. Dezelfde vermeden elektriciteitsprijs wordt ook gebruikt voor categorie 3: **0,0964 €/kWh**. In de vorige rapporten [VEA, 2017; VEA, 2018a] was de vermeden elektriciteitsprijs iets hoger (0,0985 €/kWh).

7.3.4.2 Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

7.3.4.2.1 Basisprijs

Voor de geïnjecteerde elektriciteit wordt uitgegaan van de gemiddelde ENDEX prijs, meer bepaald van de *year ahead* prijs. Voor het jaar 2019 wordt uitgegaan van de Cal 19 prijzen die bepaald zijn eind maart 2018 (zie paragraaf 6.4.1. Marktprijs elektriciteit bij verkoop in jaar 0, pagina 30).

7.3.4.2.2 Procentuele afslag ten opzichte van de gemiddelde jaarprijs

De basisprijs die gebruikt wordt in de OT-berekeningen is een prijs voor een *base load* profiel. Het is de gemiddelde jaarprijs (*year ahead* Cal 19). Dat wil zeggen dat de stroom evenredig verdeeld wordt over de ganse dag. Stroom van PV-panelen wordt niet geproduceerd volgens een *base load* profiel.

Meer uitleg over de bepaling van de correctiefactor is terug te vinden ter hoogte van paragraaf 7.1.4.2 (Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0, pagina 36). De procentuele afslag die op deze manier bepaald werd voor alle PV-installaties van categorie 2, categorie 2/1 en categorie 3 bedraagt **21,4%**.

7.3.4.2.3 Injectietarief

De referentie-installatie van 400 kW AC vermogen is aangesloten op middenspanning en valt in de categorie 26-1kV. De variabele injectiekost voor het jaar 2018 bedraagt 0,00132 €/kWh. Er zijn ook vaste jaarlijkse injectiekosten, gemiddeld 440 € per jaar. Deze worden verrekend als een variabele injectiekost. Er wordt aangenomen dat het vermogen van de omvormer gemiddeld 90% bedraagt van het piekvermogen van de PV-installatie. Rekening houdend met 45% injectie komt dit neer op een variabele kost van 0,00275 €/kWh geïnjecteerde stroom. Samen geeft dit **een totale variabele injectiekost van 0,00377 €/kWh geïnjecteerde stroom**.

7.3.4.3 Specifieke investeringskost

De specifieke investeringskost van een PV-installatie van 400 kW omvat:

- de aankoop en de plaatsing van de zonnepanelen;
- de aankoop en de plaatsing van het montagesysteem;
- bekabeling van de installatie;

- de aankoop en de plaatsing van de omvormers;
- keuring van de installatie;
- netaansluitingskosten (incl. netstudie);
- kosten voor projectbegeleiding door studiebureau (optioneel).

De eigenaars of uitbaters van installaties in dienst genomen vanaf 1 januari 2017 werden bevraagd in 2018. Voor deze categorie ging het slechts over één installatie. Bijkomend werden kostprijzen opgevraagd bij het Vlaams Energiebedrijf voor PV-installaties die geplaatst zijn of zullen worden in het kader van de raamovereenkomst voor plaatsing PV-installaties (EE_2017_0_004) op daken van scholen. Deze PV-installaties zijn recenter geplaatst dan de PV-installaties uit de marktbevraging. Er was echter geen enkele PV-installatie bij die tot categorie 3 behoort.
Op basis van de evolutie van de kostprijs van de generieke installatie van categorie 2/1 kan verwacht worden dat ook de kostprijs van de generieke installatie van categorie 3 lager is dan vorig jaar. De prijs van de enige PV-installatie in de marktbevraging is echter hoger dan de kostprijs van vorig jaar. Omwille van het gebrek aan informatie over de kostprijs van installaties van categorie 3 wordt ervoor gekozen om de kostprijs van vorig jaar opnieuw te gebruiken: **1.040 €/kW$_{piek}$.** Omdat er aangenomen wordt dat de kostprijs van een PV-installatie eerder zal dalen dan stijgen, wordt deze investeringskost niet geïndexeerd om rekening te houden met de inflatie.

7.3.4.4 Vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0

Voor installaties in de categorie 250 kW < PV-installatie ≤ 750 kW worden onderhoudskosten in rekening gebracht. Omdat er zo weinig installaties geplaatst zijn de laatste jaren, en omdat er niet voor iedere installatie een onderhoudscontract is afgesloten, worden de operationele kosten bepaald op basis van de gegevens over installaties die in dienst genomen zijn in 2015 en in 2016 [VEA, 2016; VEA, 2017]. De installatie die in dienst genomen werd in 2017 heeft geen onderhoudscontract afgesloten. Er wordt aangenomen dat de kostprijzen voor PV-installaties dalen in de loop van de jaren. Daarom worden de operationele kosten uit eerdere jaren niet geïndexeerd om rekening te houden met de inflatie. Enkel die installaties werden geselecteerd waarvoor de kostprijs van het onderhoudscontract (*all-in*) gekend was, exclusief kosten voor het kuisen van de panelen en exclusief het vervangen van defecte omvormercomponenten. De kostprijs is bepaald op basis van gegevens over vier installaties. Eén installatie bleek een uitschieter te zijn en moest buiten beschouwing blijven. De operationele kostprijs wordt bepaald als de mediaan van de drie overblijvende gegevens: **11,0 €/kW$_{piek}$.** Vorig jaar werd 10,4 €/kW$_{piek}$ gebruikt als operationele kost.

7.3.4.5 Hoogte in jaar 0 van de vervangingsinvestering per eenheid capaciteit in het jaar van de vervangingsinvestering

De gemiddelde periode voor vervanging van de omvormers wordt ingeschat op **12 jaar**. Er werd tot nu toe aangenomen dat deze kost niet gewijzigd is ten opzichte van eind 2013. Recentere kostengegevens konden niet verzameld worden via de marktbevragingen van de voorbije rapporten. Er werd steeds uitgegaan van de vervangingskost van 149 €/kW$_{piek}$ uit het VEA-rapport van december 2013 [VEA, 2013c]. Concrete projectgegevens over grotere PV-installaties, die wij het voorbije jaar ontvangen hebben, wijzen op een lagere vervangingskost. We passen daarom dezelfde kostprijsdaling toe op de omvormers als de kostprijsdaling die we vaststellen voor de generieke installaties. De kostprijs voor enerzijds een installatie van 125 kW en anderzijds een installatie van 400 kW is gemiddeld genomen 19% goedkoper geworden. Deze prijsdaling passen we toe op de vervangingskost van de omvormer. Dit geeft een geactualiseerde **vervangingskost van 121 €/kW$_{piek}$**.

7.3.4.6 Jaarlijkse kosten per installatie verbonden aan de organisatie van burgerparticipatie in jaar 0

Deze vermogenscategorie wordt onderverdeeld in twee afzonderlijke categorieën. Voor projecten die gefinancierd worden via burgerparticipatie (categorie 3a) wordt een extra jaarlijkse kost van 150 €/jaar verrekend in de OT-berekening. Deze kostprijs wordt opgeteld bij de vaste operationele kost als volgt: 150/(400/0,9). Voor de overige installaties (categorie 3b) wordt geen extra kost in rekening gebracht.

7.3.5 BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 3a: met burgerparticipatie	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	67,7
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,698**

Tabel 11: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 3a

Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 3b: overige projecten	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	67,2
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,693**

Tabel 12: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 3b

7.4 NIEUWE INSTALLATIES WINDENERGIE OP LAND, MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN PER TURBINE > 10 KWE EN < 3 MWE (GS CAT. 4A EN GS CAT. 4B)

7.4.1 KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

Vanaf dit OT-rapport zijn er twee vermogenscategorieën voor windenergie op land. Voordien was er één vermogenscategorie voor windturbines groter dan 10 kW_e tot en met 4 MW_e. Voor startdata vanaf 1 januari 2019 zijn er twee categorieën:

- categorie 4: turbines groter dan 10 kW_e tot 3 MW_e;
- categorie 4/1: turbines vanaf 3 MW_e tot en met 4,5 MW_e.

Iedere categorie wordt nog eens opgedeeld in twee categorieën:

- projecten gefinancierd via burgerparticipatie: categorie 4a en categorie 4/1a;
- overige projecten: categorie 4b en categorie 4/1b.

Het enige verschil in de OT-berekening is een operationele kost voor burgerparticipatie die nog extra wordt in rekening gebracht voor de projecten gefinancierd via burgerparticipatie. Voor het overige is er geen verschil in de parameterwaarden. Om de leesbaarheid te verhogen, wordt daarom enkel gesproken over de vermogenscategorieën. Dit hoofdstuk handelt bijvoorbeeld over categorie 4. Enkel in de paragraaf over de jaarlijkse kosten verbonden aan burgerparticipatie wordt een onderscheid gemaakt tussen categorie 4a en categorie 4b.

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie (groter dan 10 kW_e tot 3 MW_e) wordt de mediaan genomen van het vermogen van de windparken die tot deze categorie behoren en die in dienst genomen zijn in de loop van 2017. Het is niet zo dat enkel informatie gebruikt werd over windturbines met dit vermogen. Het vermogen speelt enkel een rol voor de berekening van de gemiddelde operationele kost op basis van de afgesloten onderhoudscontracten, voor de omrekening van het recht van opstal (5.000 € per windturbine per jaar) en voor de omrekening van de vaste injectiekost naar een variabele kost. Het vermogen dat afgeleid is van de bevraagde windparken is 2.300 kW_e.
Een windpark bestaat uit één of meerdere turbines. Voor de omrekening van de vaste injectiekost naar een variabele kost is het ook nodig om een aanname te doen van het vermogen dat aangesloten is op het injectiepunt. Hiervoor vertrekken we van dezelfde resultaten van de marktbevraging. Naast het vermogen van één turbine moeten we daarvoor weten hoeveel turbines er aangesloten zijn op één injectiepunt. We gaan ervan uit dat de windturbines van één windpark aangesloten zijn op eenzelfde injectiepunt. Dat hoeft zo niet te zijn, maar we kennen de situatie van de windparken niet verder in detail. Voor deze categorie van vermogens is de middelste waarde twee turbines. Het gaat dus om een totaal vermogen van 4.600 kW_e dat aangesloten is op één injectiepunt. Het generieke windpark heeft een vermogen van **4.600 kW_e** en bestaat uit twee turbines van elk **2.300 kW_e**.

7.4.2 BELEIDSPERIODE, ECONOMISCHE LEVENSDUUR EN PROJECTRENDEMENT

Vanaf dit OT-rapport (voor startdata vanaf 1 januari 2019) is de beleidsperiode gewijzigd voor windenergie op land. Deze is verlengd van 15 jaar tot 20 jaar. De economische levensduur is ook verlengd tot 20 jaar.

Ook het projectrendement is gewijzigd. Vanaf dit OT-rapport bedraagt het projectrendement 7,5% en niet langer 8%.

De berekende onrendabele top laat toe dat de generieke installatie over een levensduur van 20 jaar een projectrendement van 7,5% behaalt.

7.4.3 BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

7.4.3.1 Jaarlijks aantal vollasturen

Er wordt een gemiddeld aantal equivalente vollasturen bepaald voor gans Vlaanderen.

Om het gemiddeld aantal equivalente vollasturen te bepalen, werd gekeken naar de netto elektriciteitsproductie van de windparken tijdens de voorbije vijf kalenderjaren (2013 tot en met 2017), zoals vastgelegd in het Energiebesluit. Bijlage III/1 van het Energiebesluit bepaalt dat enkel turbines met een vermogen > 1,5 MW_e mogen in rekening gebracht worden. Voor de bepaling van de vollasturen van deze categorie wordt enkel rekening gehouden met de turbines met een vermogen groter dan 1,5 MW_e en kleiner dan 3 MW_e. Het Energiebesluit schrijft verder voor dat windturbines met een aantal vollasturen dat lager ligt dan 30% onder het berekende gemiddelde van deze turbines, vervolgens uit de berekening geschrapt moeten worden. Op basis van de resterende data wordt het uiteindelijke gemiddelde bepaald.

In de eerste plaats worden de vollasturen bepaald van windparken die de voorbije vijf jaar normaal hebben gewerkt. De vollasturen worden per kalenderjaar berekend. Uit deze gegevens wordt een “windfactor” afgeleid die gelijk is aan de verhouding tussen de gemiddelde vollasturen over de afgelopen vijf jaar en de vollasturen van het laatste kalenderjaar (2017). Vermenigvuldiging van deze windfactor met de vollasturen van het laatste kalenderjaar geeft voor een windpark een inschatting van de vollasturen van dit windpark tijdens een gemiddeld windjaar (waarbij wordt aangenomen dat het gemiddelde van de voorbije 5 jaar representatief is voor een gemiddeld windjaar). Voor het bepalen van de windfactor worden alle windturbines met een vermogen groter dan 1,5 MW_e meegenomen. Dezelfde windfactor wordt gebruikt voor de twee vermogenscategorieën.

Voor de bepaling van het aantal vollasturen voor deze OT-berekening wordt uitgegaan van statistieken over de netto elektriciteitsproductie in de jaren 2013 tot en met 2017. Enkel turbines die “normaal” produceren in het kalenderjaar 2017 en die maximaal vijf jaar oud zijn, dat wil zeggen ten laatste in dienst genomen in april 2013, werden weerhouden voor deze analyse. Deze vollasturen worden vermenigvuldigd met de “windfactor” en van deze set van “genormaliseerde vollasturen” wordt het gewogen gemiddelde bepaald zoals voorgeschreven door het Energiebesluit: eerst wordt het gemiddelde berekend, vervolgens worden windparken geschrapt waarvan het aantal vollasturen lager ligt dan 30% onder het aldus berekende gemiddelde en op basis van de overblijvende windparken wordt opnieuw het gewogen gemiddelde berekend.

Door enkel uit te gaan van recente turbines, zal in de toekomst ook rekening kunnen gehouden worden met:

- de invloed van de strenger wordende milieuwetgeving (VLAREM);
- verbeteringen in het rendement van de turbines;
- de impact van de lokalisatie van de nieuwe turbines.

Via bovenstaande methode werd een gemiddeld **jaarlijks aantal vollasturen** bepaald van **2.210**. Het is de eerste maal dat vollasturen werden berekend voor deze vermogenscategorie. Er kan daarom geen vergelijking gemaakt worden met eerdere berekeningen.

7.4.3.2 Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik** van de referentie-installatie is gelijk aan **0,0%**. Het aantal equivalente vollasturen werd immers bepaald aan de hand van het aantal uitgereikte GSC en het eigenverbruik van windenergie is reeds verrekend in het aantal uitgereikte certificaten. Tijdens stilstand verbruiken windturbines ook zeer kleine hoeveelheden elektriciteit van het net. Hiervoor worden de GSC niet gecorrigeerd. Het verbruik van deze elektriciteit wordt wel in rekening gebracht bij de vaste operationele kosten.

7.4.3.3 Bepaling van de zelfafname

De aannames voor het **aandeel zelfafname** wordt vastgelegd in het Energiebesluit. Voor windturbines wordt uitgegaan van **100% injectie**.

7.4.3.4 Constructieperiode

De constructieperiode (T_c) voor windturbines, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op **1 jaar**.

7.4.4 BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

7.4.4.1 Algemene werkwijze om de financiële parameters vast te leggen

Het VEA past een eenduidige werkwijze toe om de financiële parameters voor de referentie-installatie te bepalen:

- Vanuit de gegevens die bij het VEA beschikbaar zijn in het kader van de opvolging van certificaatgerechtigde groenestroominstallaties en een aanvullende bevraging van de sector eind december 2017, wordt een lijst gemaakt van alle windparken die in dienst genomen zijn in 2017. Alle windparken, in dienst genomen in 2017 en bekend bij het VEA, worden meegenomen.
- Van al deze windparken worden de financiële gegevens opgevraagd (investeringskost, onderhoudskost), maar ook het jaarlijks aantal draaiuren (werkelijke productie of P50-waarde uit de windstudie), de afmetingen van de windturbines (masthoogte en rotordiameter) en eventuele speciale omstandigheden (die een hogere of lagere kostprijs kunnen verklaren).
- Om te verzekeren dat de verschillende eigenaars of uitbaters vergelijkbare kosten opgeven, werd een sjabloon opgemaakt. In dit sjabloon wordt in detail omschreven welke kosten allemaal in rekening gebracht moeten worden. Er is een sjabloon voor de investeringskost en een sjabloon voor de onderhoudskost.
- Voor alle windparken geldt een verplichting om deze informatie aan te leveren.
- In 2016 [VEA, 2016] werden de PPA's (contract voor de verkoop van de geïnjecteerde stroom) van alle bestaande windparken opgevraagd. Deze dataset werd sindsdien jaarlijks geactualiseerd en uitgebreid met PPA's van bijkomende nieuwe windparken.
- Voor alle gevraagde financiële informatie was gevraagd om deze voor 100% te onderbouwen via facturen en contracten. Niet alle kosten kunnen op die manier onderbouwd worden. In ieder geval moet uitgelegd worden hoe de kost bepaald werd.
- Voor elk van de parameters die bepaald moeten worden beschikken we over een beperkt aantal gegevens. De gegevens worden steeds op de aanwezigheid van statistische uitschieters (aan de hand van de interkwartielafstand) onderzocht. Vervolgens nemen we de mediaan van de resterende gegevens als middelste waarde van de dataset.

7.4.4.2 Specifieke investeringskost

We hebben voor de windparken in dienst genomen in 2017 gevraagd om de daartoe ontwikkelde sjabloon in te vullen. Volgende deelkosten moesten begroot worden:

- windturbine, inclusief fundering;
- projectontwikkeling: enkel de ontwikkelingskosten voor het windpark zelf worden in rekening gebracht, niet de ontwikkelingskosten van niet gerealiseerde projecten;
- bodemonderzoek;
- belendende werken (toegangswegen, werkplatformen, tijdelijke verhardingen, funderingen en subfunderingen, speciale werken (vb. verleggen van pijpleidingen, inkapselen van pijpleidingen en tanks…), EPCM contract, andere werken;
- elektrische aansluiting;
- veiligheid;
- andere kosten.

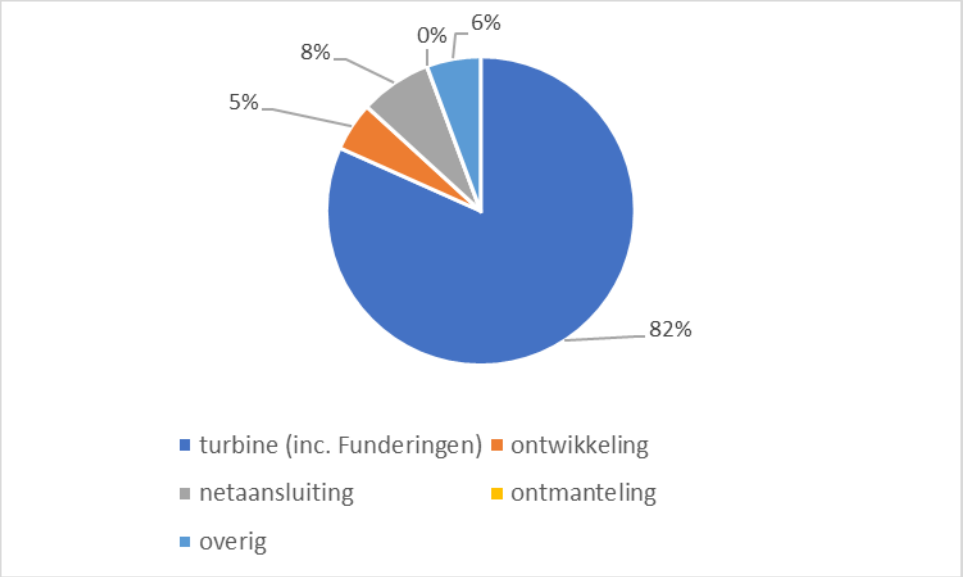
De “andere kosten” die opgegeven moeten worden (bij verschillende van de kostenposten) zijn verder omschreven in de sjabloon, zodat ook voor deze kosten duidelijk is welke kosten waar in rekening gebracht moeten worden.

De grootste kost is voor alle windparken de windturbine zelf, hoewel zelfs daarvoor de aandelen in de totale kostprijs aanzienlijk variëren, namelijk van 70% tot 88% van de totale investeringskost. Ook de andere “kostenposten” hebben een opmerkelijke variatie in aandeel:

- ontwikkelingskosten: van <0% tot en met 17% van de totale investeringskost;
- elektrische aansluiting: van 5% tot en met 10% van de totale investeringskost;
- overige kosten: van 1% tot en met 9% van de totale investeringskost.

Een hoog of laag aandeel staat daarom nog niet gelijk aan respectievelijk hoge of lage absolute kosten. De aandelen zijn immers relatief ten opzichte van de totale investeringskost.

Op basis van de mediaan van het aandeel per kostenpost en een omrekening naar 100%, wordt een “middelste” verdeling berekend van de investeringskost over de verschillende kostenposten. Deze verdeling wordt ook bekomen op basis van de medianen van elk van de deelkosten. De resulterende verdeling is weergegeven in Figuur 3.



Figuur 3: Verdeling van de investeringskost voor windenergie (cat. 4) over de verschillende kostenposten

Naast de windturbine (kost van de turbines + kost voor fundering & subfundering) blijkt de netaansluiting een relatief belangrijke bijdrage te leveren tot de totale investeringskost.

In totaal werden de gegevens opgevraagd en ontvangen van negen windparken die in deze vermogenscategorie passen. Er was geen enkele uitschieter. Op basis van deze data werd een investeringskost bepaald van **1.330 €/kW$_e$**. De range van investeringskosten die als “normaal” worden beschouwd op basis van deze marktbevraging gaat van 1.120 €/kW$_e$ tot en met 1.560 €/kW$_e$.

7.4.4.3 Vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0

Op basis van gegevens over dezelfde negen windparken die in dienst genomen zijn in 2017 werd een operationele kost bepaald voor de referentie-installatie, rekening houdend met de variabele kosten, de vaste kosten en het recht van opstal.

Ook voor de onderhoudskosten werd een sjabloon ontwikkeld. Voor de vaste en variabele onderhoudskosten wordt telkens een onderscheid gemaakt tussen:

- onderhoudskosten;[7]
- exploitatiekosten;[8]
- verplichte studies na bouw park (geluidstudie, keuringen, eventueel andere);
- *landlease* kosten;[9]
- injectiekosten.

De eigenaars of uitbaters van de windparken hebben doorgaans de reële kosten opgegeven voor de post *landlease* kosten. Het zijn deze kosten die geplafonneerd zijn door het Energiebesluit op 5.000 €/windturbine[10]. Uit de gegevens blijkt dat de werkelijke kosten veel hoger zijn dan het plafond dat in rekening gebracht wordt.

Zowel de vaste als de variabele injectiekosten worden niet voor alle windparken opgegeven. Omdat de injectiekosten aangepast worden in de actualisatieberekeningen, is het daarom eenvoudiger om de injectiekosten uit de operationele kosten te laten voor alle windparken. De vaste operationele kost houdt wel rekening met de Vlaamse Energieheffing, die vanaf januari 2018 voor een professioneel afnamepunt afhankelijk is van het spanningsniveau. We nemen aan dat de generieke installatie aangesloten is op middenspanning. De energieheffing voor een aansluiting op middenspanning bedraagt 1800 €/jaar in het jaar 2018 (zie: https://www.vlaanderen.be/nl/bouwen-wonen-en-energie/elektriciteit-aardgas-en-verwarming/energieheffing-bijdrage-energiefonds). Deze kost wordt ook aangenomen voor het jaar 2019.

Voor ieder windpark is het onderhoudscontract opgestuurd. Meestal is er een variabele onderhoudskost en een vaste onderhoudskost. Vaak is de vaste kost de minimale kost die betaald moet worden. Soms moet de variabele kost betaald worden bovenop de vaste kost. Voor ieder onderhoudscontract werd een vaste kost (uitgedrukt in €/kW) bepaald die over de beleidsperiode eenzelfde (geactualiseerde) kost in het jaar 0 oplevert als de kosten volgens het onderhoudscontract. De reden waarom we deze kosten omrekenen is omdat het onderhoudscontract verschillende tarieven opgeeft voor de verschillende jaren die vallen onder het onderhoudscontract. Deze kost stijgt niet lineair. Ook rekenen we de combinatie van een vaste en variabele kost om naar één vaste kost. Om de vaste jaarlijkse kost en de variabele jaarlijkse kost om te rekenen naar een vaste jaarlijkse operationele kost wordt uitgegaan van de eigenschappen van de generieke installatie. Het vermogen van de turbine is 2.300 kW_e en het jaarlijks aantal vollasturen is 2.210. De meeste onderhoudscontracten zijn afgesloten voor 15 jaar. Er kan aangenomen worden dat de kosten de volgende vijf jaar (van jaar 16 tem jaar 20) een stuk hoger zijn. Dit blijkt uit de onderhoudscontracten van de windparken waarvoor wel een contract afgesloten is voor een periode van 20 jaar (zowel van deze vermogenscategorie als van categorie 4/1). Voor de windparken waarvoor slechts een contract werd afgesloten voor 15 jaar wordt aangenomen dat de kostprijs eenmalig stijgt in jaar 16 met 25% ten opzichte van de prijs in jaar 15.
Op basis van alle gegevens die beschikbaar zijn per windpark wordt per windpark een vaste operationele kost berekend voor de generieke installatie. De mediaan van alle berekende operationele kosten is **40,4 €/kW_e**.

[7] Onderhoudscontract met windturbine leverancier, andere onderhoudscontracten met derden mbt onderhoud windturbine (keuringen ed.), vervanging onderdelen, onderhoudscontracten cabines, onderhoudscontracten wegenis, onderhoudscontract ijsdetectie en veilige opstart.

[8] Administratieve kosten, boekhoudkosten, interne opvolgingskost engineering en bouw windturbinepark, interne opvolgingskost exploitatie-dispatching-verkoop stroom/GSC, groenonderhoud, juridische kosten, milieucoördinator, verzekeringskosten, klachtenbeheer, eventueel andere kosten.

[9] Opstalrechten, overhangrechten, toegangswegen, kabel, eventueel andere.

[10] Het recht van opstal bedraagt 2,2 euro/kW: er wordt uitgegaan van het maximale bedrag van 5.000 euro per jaar dat volgens het Energiebesluit mag verrekend worden.

7.4.4.4 Inkomst uit geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

7.4.4.4.1 Basisprijs

Voor de geïnjecteerde elektriciteit wordt uitgegaan van de gemiddelde ENDEX prijs, meer bepaald van de *year ahead* prijs. Voor het jaar 2019 wordt uitgegaan van de Cal 19 prijs die bepaald is eind maart (zie paragraaf 6.4.1. Marktprijs elektriciteit bij verkoop in jaar 0, pagina 30).

7.4.4.4.2 Procentuele afslag ten opzichte van de gemiddelde jaarprijs

Elektriciteit van windenergie krijgt niet de volledige ENDEX *year ahead* prijs omwille van volgende redenen:

- De ENDEX prijzen gelden voor een *base load* profiel, voor elektriciteit die gelijkmatig verdeeld is over een ganse dag. Windenergie beantwoordt niet aan een *base load* profiel en kan daardoor in principe alleen verkocht worden op de BELPEX, en niet op de ENDEX. De prijzen op de BELPEX liggen gemiddeld gezien lager dan de prijzen op de ENDEX.
- Er zijn onbalanskosten die moeten betaald worden ten gevolge van afwijkingen in de voorspellingen van de productie van windenergie.
- Windenergie wordt zowel overdag als tijdens de nacht geproduceerd, waarvan een relatief groot stuk tijdens de nacht. De productie tijdens de nacht levert minder op dan gemiddeld, omdat de vraag dan laag is. Op dagen dat er veel wind is, is er een kannibalisatie-effect. Net omdat er veel windenergie wordt geproduceerd op de tijdstippen, zal de prijs lager zijn dan gemiddeld.

In 2016 werden alle eigenaars of uitbaters van windparken in Vlaanderen bevraagd via de marktbevraging. Er werd gevraagd om alle *Power Purchase Agreements* (PPA's) op te sturen voor bestaande windparken. Vorig jaar en dit jaar werden deze eigenaars of uitbaters opnieuw bevraagd. Nu werd gevraagd om nieuwe contracten voor bestaande windparken en contracten voor nieuwe bijkomende windparken op te sturen. Op deze manier is het mogelijk om ieder jaar een "middelste" waarde te bepalen voor de afslag op basis van geldige contracten.

De jaarprijzen liggen vast bij de start van het jaar. De kwartaalprijzen en de BELPEX prijzen worden (gedeeltelijk) bepaald in het jaar zelf. Het is daarom niet mogelijk om te berekenen hoeveel de uitbaters van de windparken zullen krijgen voor de geïnjecteerde elektriciteit als ze een contract hebben op basis van de kwartaalprijzen, de maandprijzen of de BELPEX prijzen. Sinds het rapport van 2017 passen we een methodologie toe die het resultaat is van intensief overleg met de sector [VEA, 2017]. We gaan uit van de Cal 19 om de afslag te bepalen. Voor contracten, die gebaseerd zijn op jaarprijzen, kwartaalprijzen of maandprijzen, wordt de formule toegepast op de jaarprijs in plaats van op de prijs die in het contract staat. Voor contracten op basis van de BELPEX moet nog rekening gehouden worden met de profielkost (of het kannibalisatie-effect). Daarom wordt op basis van statistieken die beschikbaar zijn via de website van Elia en op basis van de reële BELPEX prijzen in recente jaren een berekening gemaakt van de verhouding tussen de gemiddelde BELPEX prijs die geldt tijdens de uren dat de windparken elektriciteit produceren en de jaargemiddelde BELPEX prijs. Deze factor zou toenemen naarmate het vermogen van windturbines in Vlaanderen toeneemt. Daarom gebruiken we de factor voor het meest recente jaar. Voor dit rapport is de factor bepaald op basis van gegevens over het jaar 2017. Op basis van deze gegevens was de gemiddelde BELPEX tijdens uren dat windenergie werd geproduceerd 3,55% lager dan de algemeen gemiddelde BELPEX. De voorgaande jaren was het verschil groter, namelijk 7,8% (voor het jaar 2015) en 4,65% (voor het jaar 2016). Voor contracten op basis van de BELPEX wordt de formule bijgevolg toegepast op de Cal 19 die verlaagd is met 3,55% en niet op de volledige Cal 19.

In 2016 werd de afslag bepaald als de mediaan over de windparken die steun krijgen onder het nieuwe steunmechanisme. Ter controle werd ook de afslag bepaald aan de hand van alle windparken in dienst genomen vanaf 2013 omdat er dan meer gegevens zijn. Beide sets van gegevens kwamen uit op dezelfde afslag [VEA, 2016]. Sindsdien bepalen we de afslag op basis van de windparken die steun krijgen onder het nieuwe steunmechanisme. Het aantal windparken breidt ieder jaar verder uit. Het resultaat dit jaar is **10%.** Vorig jaar was de afslag iets lager, namelijk 9,63%.

De berekende afslag wordt eveneens gebruikt voor de actualisatie van de bandingfactoren van lopende projecten. Omdat lopende projecten niet jaarlijks een nieuw PPA afsluiten, wordt ervoor gekozen om de komende jaren telkens uit te gaan van de windparken die onder het nieuwe steunmechanisme vallen. Deze dataset wordt enerzijds ieder jaar uitgebreid met PPA's van bijkomende nieuwe windparken. Anderzijds worden de PPA's indien nodig geactualiseerd. Deze berekeningsmethode zorgt er naar alle waarschijnlijkheid voor dat de afslag niet sterk zal variëren de komende jaren.

7.4.4.4.3 Injectietarief

We nemen aan dat windturbines aangesloten zijn op middenspanning (26-1 kV). Verder nemen we aan dat ieder windpark aangesloten is op één injectiepunt. Bijgevolg wordt er per windpark slechts één vaste injectiekost betaald. Het generieke windpark heeft een vermogen van 4.600 kW_e. De vaste injectiekost van 440 € per jaar wordt aan de hand van dit vermogen en het jaarlijks aantal vollasturen (2.210) omgerekend tot een variabele kost van 0,0000433 €/kWh_e. Samen met het variabele injectietarief van 2018 van 0,00132 €/kWh_e geeft dit **een totale injectiekost van 0,00136 €/kWh_e**.

7.4.4.5 Jaarlijkse kosten per installatie verbonden aan de organisatie van burgerparticipatie in jaar 0

Deze vermogenscategorie wordt onderverdeeld in twee afzonderlijke categorieën. Voor projecten die gefinancierd worden via burgerparticipatie (categorie 4a) wordt een extra jaarlijkse kost van 1.000 € per jaar en per turbine verrekend in de OT-berekening. Deze kostprijs wordt opgeteld bij de vaste operationele kost als volgt: 1.000/2.300. Categorie 4b omvat de overige projecten.

7.4.5 BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 4a: projecten gefinancierd via burgerparticipatie	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	46,2
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,476**

Tabel 13: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 4a

Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 4b: overige projecten	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	46,0
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,474**

Tabel 14: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 4b

7.5 NIEUWE INSTALLATIES WINDENERGIE OP LAND, MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN PER TURBINE ≥3 MWE EN ≤ 4,5 MWE (GS CAT. 4/1A EN GS CAT. 4/1B)

7.5.1 KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

Vanaf dit OT-rapport zijn er twee vermogenscategorieën voor windenergie op land. Voordien was er één vermogenscategorie voor windturbines groter dan 10 kW_e tot en met 4 MW_e. Voor startdata vanaf 1 januari 2019 zijn er twe categorieën:

- categorie 4: turbines groter dan 10 kW_e tot 3 MW_e;
- categorie 4/1: turbines vanaf 3 MW_e tot en met 4,5 MW_e.

Iedere categorie wordt nog eens opgedeeld in twee categorieën:

- projecten gefinancierd via burgerparticipatie: categorie 4a en categorie 4/1a;
- overige projecten: categorie 4b en categorie 4/1b.

Het enige verschil in de OT-berekening is een operationele kost voor burgerparticipatie die nog extra wordt in rekening gebracht voor de projecten gefinancierd via burgerparticipatie. Voor het overige is er geen verschil in de parameterwaarden. Om de leesbaarheid te verhogen, wordt daarom enkel gesproken over de vermogenscategorieën. Dit hoofdstuk handelt bijvoorbeeld over categorie 4/1. Enkel in de paragraaf over de jaarlijkse kosten verbonden aan burgerparticipatie wordt een onderscheid gemaakt tussen categorie 4/1a en categorie 4/1b.

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie (vanaf 3 MW_e tot en met 4,5 MW_e) wordt de mediaan genomen van het vermogen van de turbines van de windparken die tot deze categorie behoren en die in dienst genomen zijn in de loop van 2017. Het is niet zo dat enkel informatie gebruikt werd over windturbines met dit vermogen. Het vermogen speelt enkel een rol voor de berekening van de gemiddelde operationele kost op basis van de afgesloten onderhoudscontracten, voor de omrekening van het recht van opstal (5.000 € per windturbine per jaar) en voor de omrekening van de vaste injectiekost naar een variabele kost. Het vermogen dat afgeleid is van de bevraagde windparken is 3.290 kW_e.
Een windpark bestaat uit één of meerdere turbines. Voor de omrekening van de vaste injectiekost naar een variabele kost is het ook nodig om een aanname te doen van het vermogen dat aangesloten is op het injectiepunt. Hiervoor vertrekken we van dezelfde resultaten van de marktbevraging. Naast het vermogen van één turbine moeten we daarvoor weten hoeveel turbines er aangesloten zijn op één injectiepunt. We gaan ervan uit dat de windturbines van één windpark aangesloten zijn op eenzelfde injectiepunt. Dat hoeft zo niet te zijn, maar we kennen de situatie van de windparken niet verder in detail. Voor deze categorie van vermogens is de middelste waarde drie turbines. Het gaat dus om een totaal vermogen van 9.870 kW_e dat aangesloten is op één injectiepunt. Het generieke windpark heeft een vermogen van **9.870 kW_e** en bestaat uit drie turbines van elk **3.290 kW_e**.

7.5.2 BELEIDSPERIODE, ECONOMISCHE LEVENSDUUR EN PROJECTRENDEMENT

Vanaf dit OT-rapport (voor startdata vanaf 1 januari 2019) is de beleidsperiode gewijzigd voor windenergie op land. Deze is verlengd van 15 jaar tot 20 jaar. De economische levensduur is ook verlengd tot 20 jaar.

Ook het projectrendement is gewijzigd. Vanaf dit OT-rapport bedraagt het projectrendement 7,5% en niet langer 8%.

De berekende onrendabele top laat toe dat de generieke installatie over een levensduur van 20 jaar een projectrendement van 7,5% behaalt.

7.5.3 BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

7.5.3.1 Jaarlijks aantal vollasturen

Er wordt een gemiddeld aantal equivalente vollasturen bepaald voor gans Vlaanderen.

Om het gemiddeld aantal equivalente vollasturen te bepalen, werd gekeken naar de netto elektriciteitsproductie van de windparken tijdens de voorbije vijf kalenderjaren (2013 tot en met 2017), zoals vastgelegd in het Energiebesluit. Voor het bepalen van de vollasturen van deze categorie worden enkel windturbines in rekening gebracht met een vermogen vanaf 3 MW_e tot en met 4,5 MW_e, die maximaal vijf jaar oud zijn. Windturbines met een aantal vollasturen dat lager ligt dan 30% onder het aldus berekende gemiddelde, worden vervolgens uit de berekening geschrapt. Op basis van de resterende data wordt het uiteindelijke gemiddelde bepaald.

In de eerste plaats worden de vollasturen bepaald van windparken die de voorbije vijf jaar normaal hebben gewerkt. De vollasturen worden per kalenderjaar berekend. Uit deze gegevens wordt een "windfactor" afgeleid die gelijk is aan de verhouding tussen de gemiddelde vollasturen over de afgelopen vijf jaar en de vollasturen van het laatste kalenderjaar (2017). Vermenigvuldiging van deze windfactor met de vollasturen van het laatste kalenderjaar geeft voor een windpark een inschatting van de vollasturen van dit windpark tijdens een gemiddeld windjaar (waarbij wordt aangenomen dat het gemiddelde van de voorbije 5 jaar representatief is voor een gemiddeld windjaar). Voor de bepaling van de windfactor worden alle windturbines in rekening gebracht die een vermogen hebben groter dan 1,5 MW_e. Dezelfde windfactor wordt gebruikt voor categorie 4 als voor categorie 4/1.

Voor de bepaling van het aantal vollasturen voor deze OT-berekening wordt uitgegaan van statistieken over de netto elektriciteitsproductie in de jaren 2013 tot en met 2017. Enkel turbines die "normaal" produceren in het kalenderjaar 2017 en die maximaal 5 jaar oud zijn, dat wil zeggen ten laatste in dienst genomen in april 2013, werden weerhouden voor deze analyse. Deze vollasturen worden vermenigvuldigd met de "windfactor" en van deze set van "genormaliseerde vollasturen" wordt het gewogen gemiddelde bepaald zoals voorgeschreven door het Energiebesluit: eerst wordt het gemiddelde berekend, vervolgens worden windparken geschrapt waarvan het aantal vollasturen lager ligt dan 30% onder het aldus berekende gemiddelde en op basis van de overblijvende windparken wordt opnieuw het gewogen gemiddelde berekend.

Door enkel uit te gaan van recente turbines, zal in de toekomst ook rekening kunnen gehouden worden met:
- de invloed van de strenger wordende milieuwetgeving (VLAREM);
- verbeteringen in het rendement van de turbines;
- de impact van de lokalisatie van de nieuwe turbines.

Via bovenstaande methode werd een gemiddeld **jaarlijks aantal vollasturen** bepaald van **2.380**. Het is de eerste maal dat vollasturen werden berekend voor deze vermogenscategorie. Er kan daarom geen vergelijking gemaakt worden met eerdere berekeningen. Het jaarlijks aantal vollasturen voor deze categorie is wel aanzienlijk hoger dan het jaarlijks aantal vollasturen voor categorie 4 (2.210).

7.5.3.2 Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik** van de referentie-installatie is gelijk aan **0,0%**. Het aantal equivalente vollasturen werd immers bepaald aan de hand van het aantal uitgereikte GSC en het eigenverbruik van windenergie is reeds verrekend in het aantal uitgereikte certificaten. Tijdens stilstand verbruiken windturbines ook zeer kleine hoeveelheden elektriciteit van het net. Hiervoor worden de GSC niet gecorrigeerd. Het verbruik van deze elektriciteit wordt wel in rekening gebracht bij de vaste operationele kosten.

7.5.3.3 Bepaling van de zelfafname

De aannames voor het **aandeel zelfafname** wordt vastgelegd in het Energiebesluit. Voor windturbines wordt uitgegaan van **100% injectie**.

7.5.3.4 Constructieperiode

De constructieperiode (T_c) voor windturbines, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op **1 jaar**.

7.5.4 BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

7.5.4.1 Algemene werkwijze om de financiële parameters vast te leggen

Het VEA past een eenduidige werkwijze toe om de financiële parameters voor de referentie-installatie te bepalen:

- Vanuit de gegevens die bij het VEA beschikbaar zijn in het kader van de opvolging van certificaatgerechtigde groenestroominstallaties en een aanvullende bevraging van de sector eind december 2017, wordt een lijst gemaakt van alle windparken die in dienst genomen zijn in 2017. Alle windparken, in dienst genomen in 2017 en bekend bij het VEA, worden meegenomen.
- Van al deze windparken worden de financiële gegevens opgevraagd (investeringskost, onderhoudskost), maar ook het jaarlijks aantal draaiuren (werkelijke productie of P50-waarde uit de windstudie), de afmetingen van de windturbines (masthoogte en rotordiameter) en eventuele speciale omstandigheden (die een hogere of lagere kostprijs kunnen verklaren).
- Om te verzekeren dat de verschillende eigenaars of uitbaters vergelijkbare kosten opgeven, werd een sjabloon opgemaakt. In dit sjabloon wordt in detail omschreven welke kosten allemaal in rekening gebracht moeten worden. Er is een sjabloon voor de investeringskost en een sjabloon voor de onderhoudskost.
- Voor alle windparken geldt een verplichting om deze informatie aan te leveren.
- In 2016 [VEA, 2016] werden de PPA's (contract voor de verkoop van de geïnjecteerde stroom) van alle bestaande windparken opgevraagd. Deze dataset werd sindsdien jaarlijks geactualiseerd en uitgebreid met PPA's van bijkomende nieuwe windparken.
- Voor alle gevraagde financiële informatie was gevraagd om deze voor 100% te onderbouwen via facturen en contracten. Niet alle kosten kunnen op die manier onderbouwd worden. In ieder geval moet uitgelegd worden hoe de kost bepaald werd.
- Voor elk van de parameters die bepaald moeten worden beschikken we over een beperkt aantal gegevens. De gegevens worden steeds op de aanwezigheid van statistische uitschieters (aan de hand van de interkwartielafstand) onderzocht. Vervolgens nemen we de mediaan van de resterende gegevens als middelste waarde van de dataset.

7.5.4.2 Specifieke investeringskost

We hebben voor de windparken in dienst genomen in 2017 gevraagd om de daartoe ontwikkelde sjabloon in te vullen. Volgende deelkosten moesten begroot worden:

- windturbine, inclusief fundering;
- projectontwikkeling: enkel de ontwikkelingskosten voor het windpark zelf worden in rekening gebracht, niet de ontwikkelingskosten van niet gerealiseerde projecten;
- bodemonderzoek;
- belendende werken (toegangswegen, werkplatformen, tijdelijke verhardingen, funderingen en subfunderingen, speciale werken (vb. verleggen van pijpleidingen, inkapselen van pijpleidingen en tanks…), EPCM contract, andere werken;
- elektrische aansluiting;
- veiligheid;
- andere kosten.

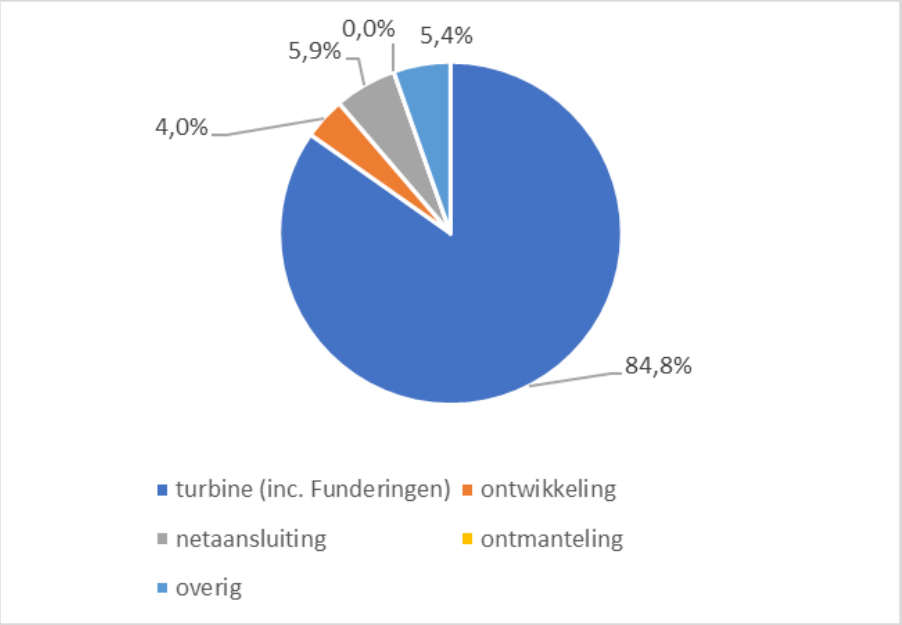
De "andere kosten" die opgegeven moeten worden (bij verschillende van de kostenposten) zijn verder omschreven in de sjabloon, zodat ook voor deze kosten duidelijk is welke kosten waar in rekening gebracht moeten worden.

De grootste kost is voor alle windparken de windturbine zelf, hoewel zelfs daarvoor de aandelen in de totale kostprijs aanzienlijk variëren, namelijk van 62% tot 89% van de totale investeringskost. Ook de andere "kostenposten" hebben een opmerkelijke variatie in aandeel:

- ontwikkelingskosten: van 0% tot en met 30% van de totale investeringskost;
- elektrische aansluiting: van 4% tot en met 11% van de totale investeringskost;
- overige kosten: van 1% tot en met 9% van de totale investeringskost.

Een hoog of laag aandeel staat daarom nog niet gelijk aan respectievelijk hoge of lage absolute kosten. De aandelen zijn immers relatief ten opzichte van de totale investeringskost.

Op basis van de mediaan van het aandeel per kostenpost en een omrekening naar 100%, wordt een "middelste" verdeling berekend van de investeringskost over de verschillende kostenposten. Deze verdeling wordt ook bekomen op basis van de medianen van elk van de deelkosten. De resulterende verdeling is weergegeven in Figuur 4.



Figuur 4: Verdeling van de investeringskost voor windenergie (cat. 4/1) over de verschillende kostenposten

Naast de windturbine (kost van de turbines + kost voor fundering & subfundering) blijkt de netaansluiting een relatief belangrijke bijdrage te leveren tot de totale investeringskost.

In totaal werden de gegevens opgevraagd en ontvangen van 14 windparken die in deze vermogenscategorie passen. Er was geen enkele uitschieter. Op basis van deze data werd een investeringskost bepaald van **1.300 €/kW$_e$**. De range van investeringskosten die als "normaal" worden beschouwd op basis van deze marktbevraging gaat van 639 €/kW$_e$ tot en met 2.240 €/kW$_e$. De investeringskost voor deze categorie is lager dan de investeringskost voor categorie 4 (1.330 €/kW$_e$).

7.5.4.3 Vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0

Op basis van gegevens over dezelfde 14 windparken die in dienst genomen zijn in 2017 werd een operationele kost bepaald voor de referentie-installatie, rekening houdend met de variabele kosten, de vaste kosten en het recht van opstal.

Ook voor de onderhoudskosten werd een sjabloon ontwikkeld. Voor de vaste en variabele onderhoudskosten wordt telkens een onderscheid gemaakt tussen:

- onderhoudskosten;[11]
- exploitatiekosten;[12]
- verplichte studies na bouw park (geluidstudie, keuringen, eventueel andere);
- *landlease* kosten;[13]
- injectiekosten.

De eigenaars of uitbaters van de windparken hebben doorgaans de reële kosten opgegeven voor de post *landlease* kosten. Het zijn deze kosten die geplafonneerd zijn door het Energiebesluit op 5.000 €/windturbine[14]. Uit de gegevens blijkt dat de werkelijke kosten veel hoger zijn dan het plafond dat in rekening gebracht wordt.

Zowel de vaste als de variabele injectiekosten worden niet voor alle windparken opgegeven. Omdat de injectiekosten aangepast worden in de actualisatieberekeningen, is het daarom eenvoudiger om de injectiekosten uit de operationele kosten te laten voor alle windparken.

Voor ieder windpark is het onderhoudscontract opgestuurd. Meestal is er een variabele onderhoudskost en een vaste onderhoudskost. Vaak is de vaste kost de minimale kost die betaald moet worden. Soms moet de variabele kost betaald worden bovenop de vaste kost. Voor ieder onderhoudscontract werd een vaste kost (uitgedrukt in €/kW_e) bepaald die over de beleidsperiode eenzelfde (geactualiseerde) kost in het jaar 0 oplevert als de kosten volgens het onderhoudscontract. De reden waarom we deze kosten omrekenen is omdat het onderhoudscontract verschillende tarieven opgeeft voor de verschillende jaren die vallen onder het onderhoudscontract. Deze kost stijgt niet lineair. Ook rekenen we de combinatie van een vaste en variabele kost om naar één vaste kost. Om de vaste jaarlijkse kost en de variabele jaarlijkse kost om te rekenen naar een vaste jaarlijkse operationele kost wordt uitgegaan van de eigenschappen van de generieke installatie. Het vermogen van de turbine is 3.290 kW_e en het jaarlijks aantal vollasturen is 2.380. De meeste onderhoudscontracten zijn afgesloten voor 15 jaar. Er kan aangenomen worden dat de kosten de volgende vijf jaar (van jaar 16 tem jaar 20) hoger zijn. Dit blijkt uit de onderhoudscontracten van de windparken waarvoor wel een contract afgesloten is voor een periode van 20 jaar (zowel van deze categorie als van categorie 4/1). Voor de windparken waarvoor slechts een contract werd afgesloten voor 15 jaar wordt aangenomen dat de kostprijs eenmalig stijgt in jaar 16 met 25% ten opzichte van de prijs in jaar 15.

Op basis van alle beschikbare informatie wordt per windpark een vaste operationele kost berekend voor de generieke installatie. De mediaan van alle berekende operationele kosten is **35,3 €/kW_e**. De vaste operationele kost voor deze categorie is lager dan de vaste operationele kost voor categorie 4 (40,4 €/kW_e).

7.5.4.4 Inkomst uit geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

7.5.4.4.1 Basisprijs

Voor de geïnjecteerde elektriciteit wordt uitgegaan van de gemiddelde ENDEX prijs, meer bepaald van de *year ahead* prijs. Voor het jaar 2019 wordt uitgegaan van de Cal 19 prijs die bepaald is eind maart (zie paragraaf 6.4.1. Marktprijs elektriciteit bij verkoop in jaar 0, pagina 30).

7.5.4.4.2 Procentuele afslag ten opzichte van de gemiddelde jaarprijs

Elektriciteit van windenergie krijgt niet de volledige ENDEX *year ahead* prijs omwille van volgende redenen:

[11] Onderhoudscontract met windturbine leverancier, andere onderhoudscontracten met derden m.b.t. onderhoud windturbine (keuringen ed.), vervanging onderdelen, onderhoudscontracten cabines, onderhoudscontracten wegenis, onderhoudscontract ijsdetectie& veilige opstart.

[12] Administratieve kosten, boekhoudkosten, interne opvolgingskost engineering en bouw windturbinepark, interne opvolgingskost exploitatie-dispatching-verkoop stroom/GSC, groenonderhoud, juridische kosten, milieucoördinator, verzekeringskosten, klachtenbeheer, eventueel andere kosten.

[13] Opstalrechten, overhangrechten, toegangswegen, kabel, eventueel andere.

[14] Het recht van opstal bedraagt 2,2 euro/kW: er wordt uitgegaan van het maximale bedrag van 5.000 euro per jaar dat volgens het Energiebesluit mag verrekend worden.

- De ENDEX prijzen gelden voor een *base load* profiel, voor elektriciteit die gelijkmatig verdeeld is over een ganse dag. Windenergie beantwoordt niet aan een *base load* profiel en kan daardoor in principe alleen verkocht worden op de BELPEX, en niet op de ENDEX. De prijzen op de BELPEX liggen gemiddeld gezien lager dan de prijzen op de ENDEX.
- Er zijn onbalanskosten die moeten betaald worden ten gevolge van afwijkingen in de voorspellingen van de productie van windenergie.
- Windenergie wordt zowel overdag als tijdens de nacht geproduceerd, waarvan een relatief groot stuk tijdens de nacht. De productie tijdens de nacht levert minder op dan gemiddeld, omdat de vraag dan laag is. Op dagen dat er veel wind is, is er een kannibalisatie-effect. Net omdat er veel windenergie wordt geproduceerd op de tijdstippen, zal de prijs lager zijn dan gemiddeld.

Voor categorie 4 en voor categorie 4/1 wordt dezelfde afslag gebruikt. Deze afslag wordt bepaald aan de hand van de gegevens over alle windparken die steun krijgen onder het nieuwe steunmechanisme. Voor bijkomende uitleg wordt verwezen naar paragraaf 7.4.4.4.2 (Procentuele afslag ten opzichte van de gemiddelde jaarprijs, pagina 54. Het resultaat dit jaar is **10%.** Vorig jaar was de afslag iets lager, namelijk 9,63%.

7.5.4.4.3 Injectietarief

We nemen aan dat windturbines aangesloten zijn op middenspanning (26-1 kV). Verder nemen we aan dat ieder windpark aangesloten is op één injectiepunt. Bijgevolg wordt er per windpark slechts één vaste injectiekost betaald. Het generieke windpark heeft een vermogen van 9.870 kW_e. De vaste injectiekost van 440 € wordt aan de hand van dit vermogen en het jaarlijks aantal vollasturen (2.380) omgerekend tot een variabele kost van 0,0000187 €/kWh_e. Samen met het variabele injectietarief van 2018 van 0,00132 €/kWh_e geeft dit **een totale injectiekost van 0,00134 €/kWh_e**.

7.5.4.5 Jaarlijkse kosten per installatie verbonden aan de organisatie van burgerparticipatie in jaar 0

Deze categorie van installaties wordt onderverdeeld in twee afzonderlijke categorieën. Voor projecten die gefinancierd worden via burgerparticipatie (categorie 4/1a) wordt een extra jaarlijkse kost van 1.000 € per jaar en per turbine verrekend in de OT-berekening. Deze kostprijs wordt opgeteld bij de vaste operationele kost als volgt: 1000/3290. De overige projecten vallen in categorie 4/1b.

7.5.5 BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 4/1a: projecten gefinancierd via burgerparticipatie	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	36,2
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,373**

Tabel 15: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 4/1a

Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 4/1b: overige projecten	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	36,0
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,371**

Tabel 16: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 4/1b

8 BIOGASINSTALLATIES

8.1 NIEUWE BIOGASINSTALLATIES MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN > 10 KW_E EN ≤ 5 MW_E VOOR VERGISTING VAN MEST- EN/OF LAND- EN TUINBOUWGERELATEERDE STROMEN OF VAN ANDERE BIOLOGISCHE STOFFEN OF AFVALSTOFFEN, MET UITSLUITING VAN BIOGASINSTALLATIES OP STORTGAS, BIOGASINSTALLATIES MET VERGISTING VAN AFVALWATER, AFVALWATERZUIVERINGSSLIB, RIOOLWATER OF RIOOLWATERZUIVERINGSSLIB EN BIOGASINSTALLATIES VOOR GFT-VERGISTING BIJ EEN BESTAANDE COMPOSTERINGSINSTALLATIE (GS CAT. 5/1A EN GS CAT. 5/1B)

8.1.1 KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: INTERNE VERBRANDINGSMOTOR VAN 2.800 KW_E OP 100% BIOGAS

Er wordt door het VEA aangenomen dat er zich in het afgelopen jaar geen significante wijzigingen hebben voorgedaan bij de technische parameters van biogasinstallaties. De technische parameters van het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017] werden geactualiseerd op basis van gegevens die bij het Vlaams Energieagentschap beschikbaar zijn in het kader van de opvolging van certificaatgerechtigde groenestroominstallaties. Deze parameters worden overgenomen voor dit rapport. Er wordt gekozen voor een biogasinstallatie inclusief warmte-krachtkoppeling (interne verbrandingsmotor) op 100% biogas, met een bruto vermogen van **2.800 kW_e**.

8.1.2 BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

8.1.2.1 Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie worden overgenomen van het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het **bruto elektrisch rendement** van deze installatie is gelijk aan **42,7%** en het **netto thermisch rendement** is gelijk aan **50,4%**.

Voor de referentie-installatie op biogas is het **Vlaams elektrisch referentierendement 42%** en het **Vlaams thermisch referentierendement 70%**, overeenkomstig het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie op biogas is **39,7%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **80%** (warm water als nuttige warmte). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 40,6%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

8.1.2.2 Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen van het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het jaarlijks aantal vollasturen is gelijk aan **7.770 uren**. Hierbij werd rekening gehouden met een verminderd aantal vollasturen gedurende het eerste exploitatiejaar.

8.1.2.3 Aandeel eigenverbruik

Het aandeel eigenverbruik van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen van het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. **Het aandeel eigenverbruik (EV_{EL})** bestaat uit het elektrisch verbruik voor de voorbehandeling van het biogas en de vergister, voor de digestaatnabehandeling en voor de hulpdiensten van de WKK, en wordt vastgelegd op **11,4%.** Het deel van de bruto elektriciteitsproductie dat niet in aanmerking komt voor groenestroomcertificaten aanvaardbaar voor de certificatenverplichting **(EV_{GSC}**), bestaat uit het elektrisch verbruik voor de hulpdiensten van de WKK-installatie, voor de vergister en voorbehandeling van het biogas (enkel het niet-BBT deel) en voor de transportenergie tot aan het Vlaams Gewest. Dit wordt ook overgenomen van het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017] en bedraagt **3,94%**.

Voor de inkomsten uit warmte-krachtcertificaten (zie paragraaf 8.1.3.7 Inkomsten uit warmte-krachtcertificaten, pagina 65) is het bij de WKB berekening echter ook nodig dat we het eigenverbruik van de WKK-installatie kennen. Dit wordt overgenomen van het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017] van de WKK categorie 5/1.a.1. Dit komt neer op **$EV_{EL,wkk}$ van 2,09%**.

8.1.2.4 Constructieperiode

De **constructieperiode (T_c)** voor biogasinstallaties (inbegrepen WKK en naverwerking), gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op **1 jaar**.

8.1.3 BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

8.1.3.1 Specifieke investeringskost

De **specifieke investeringskost** wordt vastgelegd op **4.180 €/kW$_e$**, op basis van gegevens van de marktbevragingen 2016, 2017 en 2018 van representatieve installaties. Biogasinstallaties in dienst genomen vanaf 2013 werden bevraagd voor de specifieke investeringskost.

Deze kost bestaat uit de investeringskost voor het opslaan van de inputstromen, het voorbehandelen van de inputstromen, de anaerobe vergisting van de biomassa, de voorbehandeling van het biogas, de WKK-installatie, digestaatnabehandeling, ontwikkelingskosten en andere kosten, zoals bv. aansluitingskosten. De kost werd eerst bepaald excl. de digestaatnabehandelingskost, gezien niet alle installaties een representatieve methode van digestaatnabehandeling toepassen. Daarna werd een kost bepaald voor deze digestaatnabehandeling. De som van beide vormt de totale specifieke investeringskost. Via de marktbevraging 2017 werden enkel representatieve gegevens verkregen voor de behandeling van de dikke fractie digestaat. Representatieve kosten voor de behandeling van de dunne fractie digestaat werden verkregen via de marktbevragingen van 2016 en 2018.
De bekomen kosten uit de marktbevragingen worden geïndexeerd tot het jaar 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met een verwachte dalende technologiekost voor verbrandingsmotoren met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010].

8.1.3.2 Hoogte in jaar 0 van de vervangingsinvestering per eenheid capaciteit in het jaar van de vervangingsinvestering

Aangezien de beleidsperiode voor GS biogas 15 jaar bedraagt wordt nu een vervangingsinvesteringskost na jaar 10 meegenomen in de OT-berekening. Via de marktbevraging 2018 werden te weinig en onvolledige gegevens verkregen die een onderschatting van de vervangingsinvestering zouden zijn. Daarom wordt verondersteld dat 10% van de oorspronkelijke investeringskosten op basis van VEA-rapporten 2012 [VEA, 2013a] en 2013/1 [VEA, 2013b] nodig is als vervangingsinvestering. Dit komt dus neer op een **vervangingsinvesteringskost in jaar 10 van 480 €/kW$_e$**. De vervangingsinvesteringskosten van de motor na 10 jaar werden niet meegenomen aangezien deze gedekt worden door de WKK-certificaten voor ingrijpende wijziging.

8.1.3.3 Vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0

De **vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0** worden vastgelegd op **432 €/kW$_e$**, op basis van de gegevens van de marktbevragingen 2016, 2017 en 2018 van representatieve installaties. Enkel de biogasinstallaties in dienst genomen vanaf 2013 werden bevraagd voor de vaste kosten per eenheid capaciteit. Het gemiddelde van de vaste kosten werd genomen voor de jaren 2014, 2015, 2016 en 2017. Deze kosten bestaan uit de onderhoudskosten, kosten voor het vervangen van onderdelen, verzekeringskosten, administratieve kosten, personeelskosten, verbruiksgoederen, opstartkosten, eventuele andere brandstofkosten en overige operationele kosten.
De bekomen kosten uit de marktbevragingen worden geïndexeerd tot het jaar 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018].

8.1.3.4 Jaarlijkse kosten per installatie verbonden aan de organisatie van burgerparticipatie in jaar 0

Voor **GS cat. 5/1a** zouden er nog **jaarlijkse kosten per installatie verbonden aan de organisatie van burgerparticiptatie in jaar 0** moeten ingerekend worden van **150 €**. Aangezien de Bf voor **GS cat. 5/1b** (zonder burgerparticipatie) een groot stuk boven de verwachte afgetopte Bf ligt, wordt deze parameter voor de berekening van GS cat. 5/1a niet in rekening gebracht en wordt het onderscheid in de berekening van de OT/Bf voor de GS categorieën 5/1a en 5/1b dus niet gemaakt in dit rapport.

8.1.3.5 Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2018. Er wordt verondersteld dat een interne verbrandingsmotor van 2.800 kW$_e$ aangesloten wordt op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan **0,00134 €/kWh**. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de distributienettarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief.

Voor het eerst werd dit jaar via de marktbevraging 2018 gevraagd naar de afslag t.o.v. de ENDEX Cal. Het werd duidelijk dat binnen de biogassector er verschillende manieren zijn voor de verkoop van hun geproduceerde elektriciteit. Voor de bepaling van deze afslag werden daarom enkel de installaties die werken met een elektriciteitscontract op basis van deze ENDEX Cal verder weerhouden. De mediaan van deze afslag kwam zo neer op **1,64%**.

8.1.3.6 Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

Gezien de vrijgekomen warmte van de WKK-motor wordt gebruikt bij het vergistingsproces als BBT-gerelateerde verwerking van mest en organische biologische afvalstromen wordt de marktwaarde van de nuttige warmte niet in rekening gebracht bij de bepaling van de onrendabele top voor groene stroom.

8.1.3.7 Inkomsten uit warmte-krachtcertificaten

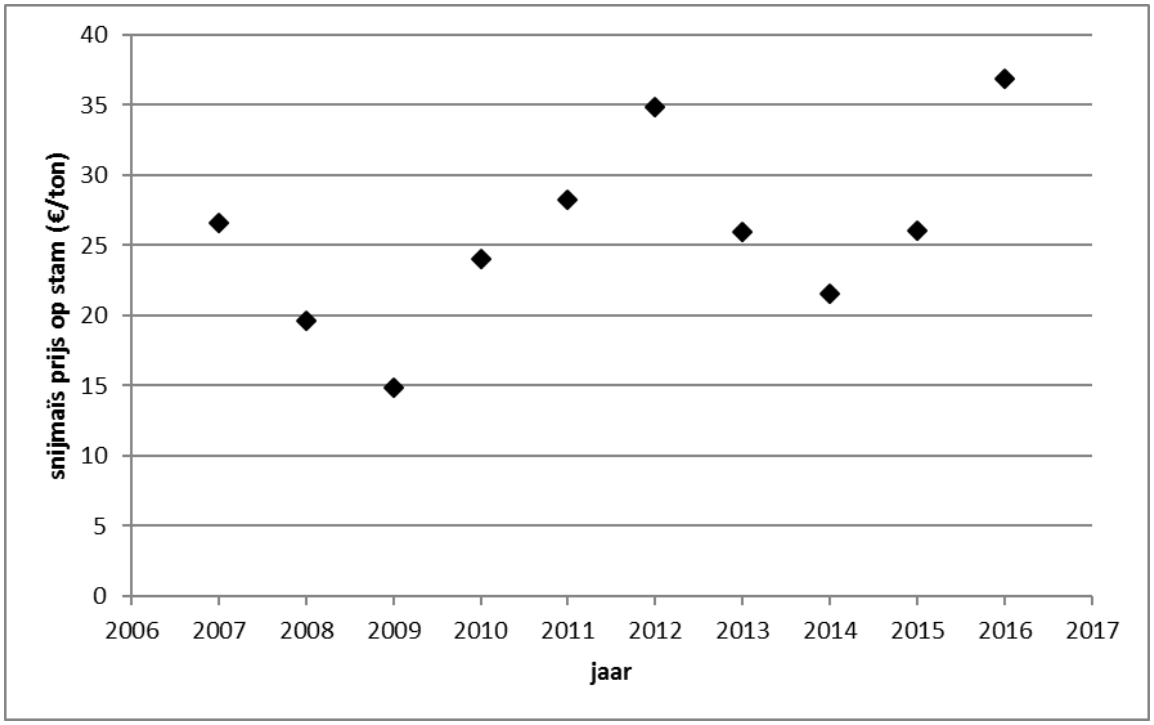
Uit paragraaf 10.1.4 (Berekening van de onrendabele top en bandingfactor, pagina 93) blijkt dat de bandingfactor voor warmte-krachtbesparing bij elektriciteitsproductie via verbranding van biogas uit de vergisting van mest- en/of land- en tuinbouwgerelateerde stromen of van andere biologische stoffen of afvalstoffen groter is dan 1. Er wordt daarom een waarde van **35 €/MWh warmte-krachtbesparing** meegerekend bij de bepaling van de onrendabele top voor groene stroom.

8.1.3.8 Ingaande stoffen op jaarbasis

De ingaande stoffen van de agrarische of industriële vergister zijn mest, maïs en organisch biologisch afval (OBA). De OBA-kost wordt bepaald op basis van de gegevens van 2013, 2014, 2015 en 2016 (gemiddelde), verkregen via de marktbevragingen 2016, 2017 en 2018 van de representatieve installaties en bedraagt 18,6 €/ton (gemiddelde van 2013, 2014, 2015 en 2016). De OBA prijs per jaar en per installaties werd bepaald aan de hand van een gewogen gemiddelde.

Aangezien de hoeveelheden per inputstroom en per leverancier voor het jaar 2017 (de zogenaamde inputstroomtabellen die worden aangeleverd aan het VEA) op het moment van de marktbevraging 2018 nog niet voor alle installaties beschikbaar waren, werden daarom de recentste definitieve gegevens opgevraagd, namelijk voor het jaar 2016. Voor de OBA-prijs wordt een jaarlijkse stijging verondersteld van 2,00%, op basis van de algemene waarde voor inflatie (zie paragraaf 6.1 Jaarlijkse prijsstijging, pagina 29). De mestprijs wordt eveneens bepaald op basis van de gegevens van 2013, 2014, 2015 en 2016 (gemiddelde), verkregen via de marktbevragingen 2016, 2017 en 2018 van de representatieve installaties en bedraagt -6,03 €/ton. Hier werd eveneens gerekend met een gewogen gemiddelde mestprijs per installatie. Er wordt aangenomen dat de mestprijs verder stabiel zal blijven, of m.a.w. dat er een jaarlijkse stijging van 0% wordt aangenomen. Voor maïs wordt de kostprijs enerzijds gebaseerd op gegevens van de afdeling Monitoring en Studie van het departement Landbouw en Visserij voor snijmaïs op stam. De maïsprijs schommelde in het verleden sterk tussen 2007 en 2016 (zie Figuur 5) met een verschil tussen de minimum- en maximumwaarde van 22 €/ton (departement Landbouw en Visserij - afdeling Monitoring en Studie, persoonlijke communicatie, 20 april 2018). Voor de bepaling van de maïsprijs wordt verondersteld dat dit periodiek verloop in de toekomst verder wordt voortgezet. Ook voor de maïsprijs moet echter een prijs voor jaar 0 bepaald worden en een jaarlijkse index. Hierbij wordt gerekend met een constante jaarlijkse snijmaïsprijs van 25 €/ton, wat voor bepaalde jaren een onderschatting zal zijn van de snijmaïsprijs en gecompenseerd wordt door de overschatting van de andere jaren. Anderzijds wordt de maïsprijs ook bepaald uit de gegevens van 2013, 2014, 2015 en 2016, verkregen via de marktbevragingen van 2016, 2017 en 2018. De kostprijs voor het hakselen van de maïs, het transport naar de site, het inkuilen van de maïs en de kuilfolie komt neer op een totale som van 15,0 €/ton (gemiddelde van 2013 t.e.m. 2016). Samen met de snijmaïsprijs zelf komt dit neer op een totale kostprijs voor maïs van 40,0 €/ton.

De aandelen van de verschillende ingaande stoffen (percentage ten opzichte van de totale hoeveelheid input) worden bepaald aan de hand van de marktbevragingen 2016, 2017 en 2018 (gemiddelde van 2013, 2014, 2015 en 2016) van de representatieve installaties. In Tabel 17 wordt een overzicht gegeven per ingaande stof (maïs, mest en OBA), wat hun aandeel is ten opzichte van de totale inputhoeveelheid, de hoeveelheid (in ton/jaar), de prijs (in €/ton) en de jaarlijkse index. De totale hoeveelheid ingaande stof die ingevuld wordt in het OT-model bedraagt **56.300 ton** met een gewogen gemiddelde prijs van **14,3 €/ton.**



Figuur 5: Evolutie van de prijs van snijmaïs op stam (€/ton) in functie van de tijd

	Aandeel (%)	Input (ton/j)	Prijs (€/ton)	Index (%)
Maïs	10,4%	5.855	40,0	0,00%
Mest	26,3%	14.807	-6,03	0,00%
OBA	63,3%	35.638	18,6	2,00%
Totaal	100,0%	**56.300**	**14,3**	**1,66%**

Tabel 17: Ingaande stoffen bij agrarische en industriële vergisters

Zoals hierboven beschreven is het duidelijk dat de verschillende ingaande stoffen van de agrarische en industriële vergisters sterk van elkaar verschillen qua kostprijs en qua veronderstelde evolutie van de kostprijs in de tijd. Daarom werd een methodologie ontwikkeld zodanig dat de kostprijs van de ingaande stoffen ($KO_{IS,t}$) in het OT model wordt berekend als de som van de kosten/opbrengsten van de afzonderlijke componenten mest, maïs en OBA, elk met hun eigen index.

De formule die gehanteerd wordt om de kosten/opbrengsten te berekenen van de ingaande stoffen wordt in bijlage III/1 van het Energiebesluit als volgt gedefinieerd:

$$KO_{IS,t} = M_{IS}\ x\ PO_{IS}\ x\ (1 + i_{IS})^t$$

waarbij M_{IS} de hoeveelheid (massa) ingaande stoffen op jaarbasis bedraagt in ton; PO_{IS} de kosten of opbrengsten aan ingaande stoffen per ton in jaar 0, inclusief de financieringskosten voor de aankoop van ingaande stoffen in €/ton en i_{IS} de verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de ingaande stoffen.

In het verleden werd een gewogen gemiddelde index in het OT model ingegeven. Sinds het definitief VEA-rapport 2014/1 [VEA, 2014b] wordt gebruik gemaakt van de uitdrukking voor i_{IS} zodanig dat de kostprijs/opbrengst van de ingaande stromen wordt berekend als de som van de afzonderlijke componenten, elk met hun eigen index:

$$KO_{IS,t} = M_{IS,1}\ x\ PO_{IS,1}\ x\ (1+i_{IS,1})^t + M_{IS,2}\ x\ PO_{IS,2}\ x\ (1+i_{IS,2})^t + M_{IS,3}\ x\ PO_{IS,3}\ x\ (1+i_{IS,3})^t$$

waarbij de indices 1, 2 en 3 verwijzen naar de drie afzonderlijke componenten van de agrarische vergister, nl. mest, maïs en OBA. De parameters i_{IS} is bijgevolg gelijk aan:

$$i_{IS} = \left(\frac{M_{IS,1}\ x\ PO_{IS,1}\ x\ (1+i_{IS,1})^t + M_{IS,2}\ x\ PO_{IS,2}\ x\ (1+i_{IS,2})^t + M_{IS,3}\ x\ PO_{IS,3}\ x\ (1+i_{IS,3})^t}{M_{IS} x\ PO_{IS}}\right)^{\frac{1}{t}} - 1$$

Deze formule is afhankelijk van de tijd. In het OT model moet de verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering gegeven worden. Wanneer $\mathbf{i_{IS}}$ berekend wordt doorheen de jaren t op basis van de gegevens die vermeld worden in Tabel 17, wordt een gemiddelde index van **1,66%** bekomen.

8.1.3.9 Uitgaande stoffen op jaarbasis

De digestaatnaverwerking wordt mee opgenomen in de bepaling van de onrendabele top. De procesketen werd overgenomen van VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Hierbij gaan we uit dat het ruwe digestaat volledig mechanisch wordt gescheiden in een dunne fractie die biologisch nabehandeld wordt en wordt uitgereden op het land, en een dikke fractie die gedroogd wordt door middel van de beschikbare warmte uit de bio-WKK tot 85% droge stof gehalte.

Via de marktbevraging 2016 werden gegevens opgevraagd voor het drogen van de dikke fractie digestaat voor de jaren 2013 en 2014. Deze prijzen varieerden tussen 21,5 €/ton kostprijs tot 25 €/ton opbrengst. De gegevens voor het jaar 2015 werden opgevraagd via de marktbevraging van 2017. De prijzen voor 2015 varieerden tussen een kost van 15,5 €/ton tot een opbrengst van 7,5 €/ton. De gegevens voor het jaar 2016 werden opgevraagd via de marktbevraging van 2018. De gegevens voor het jaar 2016 varieerden tussen een opbrengst van 8,5 €/ton en een kost van 20 €/ton. Hierbij werd een duidelijk prijsverschil opgemerkt in functie van het percentage droge stof gehalte (DS), met hoge kosten bij een laag DS% en hoge opbrengsten bij een hoog DS%. De gegevens waarvan het DS gehalte gekend was (via factuur) werden verder gebruikt en uitgezet voor de exploitatiejaren 2013, 2014, 2015 en 2016 op een grafiek (kost/opbrengst in functie van het DS%). Voor de vier jaren werd een trendlijn bepaald en werd de kostprijs bepaald voor gedroogde dikke fractie bij 85% DS gehalte. Vervolgens werd het gemiddelde berekend van deze vier jaren en werd dit aangenomen als de opbrengst voor de gedroogde dikke fractie, namelijk 4,80 €/ton opbrengst.

Voor de verwerkte dunne fractie die kan uitgereden worden op het land, wordt gerekend met 5,55 €/ton afzetkosten. Deze prijs werd bepaald op basis van resultaten van de marktbevragingen 2016, 2017 en 2018. De kosten werden opgevraagd voor 2013, 2014, 2015 en 2016 tijdens de drie marktbevragingen. Net zoals bij de dikke fractie werd het gemiddelde van de vier jaren genomen als de kost voor de dunne fractie, nl. 5,55 €/ton.

Voor de bepaling van de totale hoeveelheid af te zetten digestaat werd uitgegaan van 1,1 ton onttrokken vocht per MWh groene warmte. Hieruit werd bepaald dat **24.000 ton be-/verwerkt digestaat** kan worden afgezet aan een kost van **4,37 €/ton**.

De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de uitgaande stoffen wordt op basis van de algemene inflatie (zie paragraaf 6.1 Jaarlijkse prijsstijging, pagina 29) vastgelegd op **2,0%** .

8.1.4 BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 5/1a en GS categorie 5/1b	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	110
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	1,13
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op:	**0,800**

Tabel 18: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 5/1a en GS categorie 5/1b

8.2 NIEUWE BIOGASINSTALLATIES MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN > 10 KW_E EN ≤ 5 MW_E VOOR DE VERGISTING VAN GFT BIJ EEN BESTAANDE COMPOSTERINGSINSTALLATIE (GS CAT. 6/1A EN GS CAT. 6/1B)

8.2.1 KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: INTERNE VERBRANDINGSMOTOR VAN 1.300 KW_E OP 100% BIOGAS

Vergisting van GFT-afval gebeurt in het beheer van intercommunale afvalverwerkingsbedrijven. Voor de referentie-installatie voor de vergisting van GFT bij een bestaande composteringsinstallatie wordt uitgegaan van een biogasinstallatie inclusief warmte-krachtkoppeling (interne verbrandingsmotor) op 100% biogas van **1.300 kW_e**, zoals aangenomen in VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. De bestaande composteringsinstallatie is geen onderdeel van de referentie-installatie.

Omwille van gebrek aan voldoende recentere gegevens over installaties in deze categorie zijn de waarden voor verschillende technische en financiële parameters gebaseerd op deze van de vorige VEA-rapporten.

8.2.2 BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

8.2.2.1 Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie worden overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het **bruto elektrisch rendement** is **39,9%** en het **netto thermisch rendement** is gelijk aan **49,0%**.

Voor de referentie-installatie op biogas is het **Vlaams elektrisch referentierendement 42%** en het **Vlaams thermisch referentierendement 70%**, overeenkomstig het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie op biogas is **39,5%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **80%** (warm water als nuttige warmte). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 37,6%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

8.2.2.2 Jaarlijks aantal vollasturen

Het jaarlijks aantal vollasturen wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017] en is gelijk aan **7.200 uren**.

8.2.2.3 Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik (EV_{EL})** van een GFT-vergister is hoger dan bij andere vergistingsinstallaties en wordt vastgelegd op **22%**. Dit eigenverbruik werd overgenomen uit VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het deel van de bruto elektriciteitsproductie dat niet in aanmerking komt voor groenestroomcertificaten aanvaardbaar voor

certificatenverplichting, wordt vastgelegd op **1,87%** (**EV_{GSC}**) en werd berekend aan de hand van de technische parameters van agrarische of industriële vergisters, waarbij verondersteld wordt dat de hulpdiensten van de WKK van een GFT-vergister gelijk zijn aan deze van een agrarische of industriële vergister. De transport- en voorbehandelingsenergie is voor de representatieve installatie gelijk aan nul, waardoor EV_{GSC} gelijk is aan het aandeel hulpdiensten van de WKK installatie.

Voor de inkomsten uit warmte-krachtcertificaten (zie paragraaf 8.2.3.8 Inkomsten uit warmte-krachtcertificaten, pagina 70) is het bij de WKB berekening echter ook nodig dat we het eigenverbruik van de WKK-installatie kennen. Dit wordt overgenomen van de WKK categorie 5/1.a.2 (zie paragraaf 10.2.2.3 Aandeel eigenverbruik, pagina 95). Dit komt neer op **$EV_{EL,WKK}$ van 2,09%**.

8.2.2.4 Constructieperiode

De **constructieperiode (T_c)** voor biogasinstallaties (inbegrepen WKK en naverwerking), gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op **1 jaar**.

8.2.3 BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

8.2.3.1 Specifieke investeringskost

De **specifieke investeringskost** wordt vastgelegd op **12.600 €/kW_e**. De kosten voor de bestaande composteringsinstallatie worden niet meegenomen. Deze waarde wordt bepaald op basis van de aangenomen waarde van VEA-rapport 2012 [VEA, 2013a] en wordt geïndexeerd tot het jaar 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met een verwachte dalende technologiekost voor verbrandingsmotoren met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010].

8.2.3.2 Hoogte in jaar 0 van de vervangingsinvestering per eenheid capaciteit in het jaar van de vervangingsinvestering

Aangezien de beleidsperiode voor GS biogas 15 jaar bedraagt wordt nu een vervangingsinvesteringskost na jaar 10 meegenomen in de OT berekening. Via de marktbevraging 2018 werden te weinig en onvolledige gegevens verkregen die een onderschatting van de vervangingsinvestering zouden zijn. Daarom wordt verondersteld dat 10% van de oorspronkelijke investeringskosten op basis van VEA-rapporten 2012 [VEA, 2013a] en 2013/1 [VEA, 2013b] nodig is als vervangingsinvestering. Dit komt dus neer op een **vervangingsinvesteringskost in jaar 10 van 1.200 €/kW_e**. De vervangingsinvesteringskosten van de motor na 10 jaar werden niet meegenomen aangezien deze gedekt worden door de WKK-certificaten voor ingrijpende wijziging.

8.2.3.3 Vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0

De **vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0** worden vastgelegd op **758 €/kW_e.** De kosten gerelateerd aan de bestaande composteringsinstallatie worden niet meegenomen. Deze waarde wordt bepaald op basis van de aangenomen waarde van VEA-rapport 2012 [VEA, 2013a] en wordt geïndexeerd tot het jaar 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018].

8.2.3.4 Jaarlijkse kosten per installatie verbonden aan de organisatie van burgerparticipatie in jaar 0

Voor **GS cat. 6/1a** zouden er nog **jaarlijkse kosten per installatie verbonden aan de organisatie van burgerparticiptatie in jaar 0** moeten ingerekend worden van **150 €**. Aangezien de Bf voor **GS cat. 6/1b** (zonder burgerparticipatie) een groot stuk boven de verwachte afgetopte Bf ligt, wordt deze parameter voor de berekening van GS cat. 6/1a niet in rekening gebracht en wordt het onderscheid in de berekening van de OT/Bf voor de GS categorieën 6/1a en 6/1b dus niet gemaakt in dit rapport.

8.2.3.5 Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare data van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën afhankelijk van de elektriciteitsafname. Voor een interne verbrandingsmotor van 1.300 kW_e kan ervan worden uitgegaan dat deze geplaatst wordt bij een verbruiker die tot verbruikerscategorie ID behoort (2.000 MWh < verbruik < 20.000 MWh). Er wordt uitgegaan van de gemiddelde kostprijs van het jaar 2017: 0,0915 €/kWh. Dit is de prijs exclusief BTW en inclusief alle tarieven (distributie- en transmissienettarieven, bijdrage groene stroom en WKK, enz.). Voor het jaar 2019 wordt de gemiddelde prijs van 2017 éénmaal geïndexeerd met 3,5%. Zo wordt bekomen tot een **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname** van **0,0947 €/kWh**. Meer uitleg staat ter hoogte van paragraaf 6.4 (Elektriciteitsprijs bij verkoop en zelfafname, pagina 30).

8.2.3.6 Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2018. Er wordt verondersteld dat een interne verbrandingsmotor van 1.300 kW_e aangesloten wordt op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan **0,00141 €/kWh**. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de distributienettarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief.

Voor het eerst werd dit jaar via de marktbevraging 2018 gevraagd naar de afslag t.o.v. de ENDEX Cal. Het werd duidelijk dat binnen de biogassector er verschillende manieren zijn voor de verkoop van hun geproduceerde elektriciteit. Voor de bepaling van deze afslag werden daarom enkel de installaties die werken met een elektriciteitscontract op basis van deze ENDEX Cal verder weerhouden. Aangezien er niet voldoende gegevens zijn voor de afslag specifiek voor GFT-vergisters, wordt het cijfer overgenomen van de agrarische of industriële vergisters. De afslag bedraagt dus **1,64%**.

8.2.3.7 Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

Als vermeden primaire brandstof wordt aardgas gekozen. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van de meest recente beschikbare gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van het aardgasverbruik. Er kan aangenomen worden dat een interne verbrandingsmotor van 1.300 kW_e in categorie I4 valt (aardgasverbruik tussen 100.000 GJ en 1.000.000 GJ BVW). De gemiddelde aardgasprijs voor het jaar 2017 is dan volgens EUROSTAT gelijk aan 0,0189 €/kWh BVW. Dit is de prijs exclusief tarieven en exclusief BTW. Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0209 €/kWh OVW. Voor het jaar 2019 wordt de gemiddelde prijs van 2017 éénmaal geïndexeerd met 2%. Zo wordt gekomen tot een **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0 van 0,0213 €/kWh.** Meer uitleg staat ter hoogte van paragraaf 6.2.2 (Marktprijs aardgas voor overige verbruikers, pagina 29).

8.2.3.8 Inkomsten uit warmte-krachtcertificaten

Uit paragraaf 10.2.4 (Berekening van de onrendabele top en bandingfactor, pagina 97) blijkt dat de bandingfactor voor warmte-krachtbesparing bij elektriciteitsproductie via verbranding van biogas uit GFT-vergisting bij een bestaande composteringsinstallatie groter is dan 1. Er wordt daarom een waarde van **35 €/MWh warmte-krachtbesparing** meegerekend bij de bepaling van de onrendabele top voor groene stroom.

8.2.3.9 Ingaande stoffen op jaarbasis

Voor GFT-vergisters wordt uitgegaan van een totale capaciteit van **35.000 ton GFT per jaar**, zoals aangenomen in VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. De gate fee voor GFT-vergisters werd ook overgenomen van VEA-rapport

2017 [VEA, 2017] want er waren geen representatieve bijkomende gegevens ontvangen via de marktbevraging. De prijs voor de ingaande stoffen bedraagt dus **-84,5 €/ton.**

De gatefee van het GFT-afval blijft eerder stabiel doorheen de tijd, vandaar dat de **verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de ingaande stoffen** wordt vastgelegd op **0%**.

8.2.3.10 Uitgaande stoffen op jaarbasis

Omdat GFT-afval verplicht moet worden verwerkt tot compost (afvalstoffenwetgeving), wordt het digestaat afgezet aan een composteringsinstallatie, ofwel extern, maar meestal 'on site'. Daarom wordt een gelijke kost gerekend voor het digestaat. De afzetkost voor het digestaat wordt vastgelegd op **84,5 €/ton**. Voor het digestaat wordt uitgegaan van **31.000 ton digestaat per jaar**, zoals aangenomen in het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017].

De gatefee voor het GFT-afval blijft eerder stabiel doorheen de tijd, vandaar dat de **verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de uitgaande stoffen** wordt vastgelegd op **0%**.

8.2.4 BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 6/1a en GS categorie 6/1b	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	242
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	2,49
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op:	**0,800**

Tabel 19: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 6/1a en GS categorie 6/1b

8.3 NIEUWE BIOGASINSTALLATIES MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN > 5 MW_E EN ≤ 20 MW_E VOOR DE VERGISTING VAN MEST- EN/OF LAND- EN TUINBOUW-GERELATEERDE STROMEN OF VAN ANDERE ORGANISCH-BIOLOGISCHE STOFFEN OF AFVALSTOFFEN, MET UITSLUITING VAN BIOGASINSTALLATIES OP STORTGAS, BIOGASINSTALLATIES MET VERGISTING VAN AFVALWATER, AFVALWATERZUIVERINGSSLIB, RIOOLWATER OF RIOOLWATERZUIVERINGSSLIB EN BIOGASINSTALLATIES VOOR GFT-VERGISTING BIJ EEN BESTAANDE COMPOSTERINGSINSTALLATIE (GS CAT. 10/1A EN GS CAT. 10/1B)

8.3.1 KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: INTERNE VERBRANDINGSMOTOR VAN 7.000 KW_E OP 100% BIOGAS

Momenteel zijn er in Vlaanderen slechts twee certificaatgerechtigde biogasinstallaties voor de vergisting van hoofdzakelijk mest- en/of land- en tuinbouwgerelateerde stromen of van andere organisch-biologsiche stoffen of afvalstoffen binnen deze categorie operationeel. Gezien dit te weinig is om een keuze voor een referentie-installatie op te baseren, wordt de referentie-installatie voor deze categorie arbitrair vastgelegd. Er wordt gekozen voor een biogasinstallatie inclusief warmte-krachtkoppeling (interne verbrandingsmotor) van **7 MW_e**.

8.3.2 BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

8.3.2.1 Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Voor het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie wordt uitgegaan van de waarden gebruikt in GS categorie 5/1a en GS categorie 5/1b. Het **bruto elektrisch rendement** is **42,7%** en het **netto thermisch rendement** is gelijk aan **50,4%**.

Voor de referentie-installatie op biogas is het **Vlaams elektrisch referentierendement 42%** en het **Vlaams thermisch referentierendement 70%**, overeenkomstig het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie op biogas is **39,7%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **80%** (warm water als nuttige warmte). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 40,6%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

8.3.2.2 Jaarlijks aantal vollasturen

Het jaarlijks aantal vollasturen van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen van de referentie-installatie uit GS categorie 5/1a en GS categorie 5/1b en is gelijk aan **7.770 uren**.

8.3.2.3 Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik** (**EV_{EL}**) en het aandeel bruto elektriciteitsproductie dat niet in aanmerking komt voor groenestroomcertificaten aanvaardbaar voor de certificatenverplichting **(EV_{GSC})**, worden overgenomen van de referentie-installatie uit GS categorie 5/1a en GS categorie 5/1b en wordt respectievelijk vastgelegd op **11,4%** en **3,94%**.

Voor de inkomsten uit warmte-krachtcertificaten (zie paragraaf 8.3.3.7 Inkomsten uit warmte-krachtcertificaten, pagina 74) is het bij de WKB berekening echter ook nodig dat we het eigenverbruik van de WKK-installatie kennen. Dit wordt overgenomen van de WKK categorie 6/1.a. (zie paragraaf 10.4.2.3 Aandeel eigenverbruik, pagina 101). Dit komt neer op **$EV_{EL,WKK}$ van 2,09%**.

8.3.2.4 Constructieperiode

De **constructieperiode (T_c)** voor biogasinstallaties (inbegrepen WKK en naverwerking), gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op **1 jaar**.

8.3.3 BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

8.3.3.1 Specifieke investeringskost

De **specifieke investeringskost** voor de referentie-installatie in deze categorie wordt vastgelegd op **4.050 €/kW$_e$**, op basis van de waarde die aangenomen is voor GS categorie 5/1a en GS categorie 5/1b, rekening houdend met een schaalfactor ten opzichte van kleinere vermogens voor het bio-WKK gedeelte op basis van BHKW-kenndaten 2014/2015 [BHKW, 2014]. De overige kosten van de biogasinstallatie werden niet herschaald en gewoon overgenomen van GS categorie 5/1a en GS categorie 5/1b. Deze specifieke investeringskost bestaat uit de kost voor het opslaan van de inputstromen, het voorbehandelen van de inputstromen, de anaerobe vergisting van de biomassa, de voorbehandeling van het biogas, de WKK-installatie, digestaatnabehandeling, ontwikkelingskosten en andere kosten, zoals bv. aansluitingskosten.

8.3.3.2 Hoogte in jaar 0 van de vervangingsinvestering per eenheid capaciteit in het jaar van de vervangingsinvestering

Aangezien de beleidsperiode voor GS biogas 15 jaar bedraagt wordt nu een vervangingsinvesteringskost na jaar 10 meegenomen in de OT berekening. Via de marktbevraging 2018 werden te weinig en onvolledige gegevens verkregen die een onderschatting van de vervangingsinvestering zouden zijn. Daarom wordt verondersteld dat 10% van de oorspronkelijke investeringskosten op basis van VEA-rapporten 2012 [VEA, 2013a] en 2013/1 [VEA, 2013b] nodig is als vervangingsinvestering. Dit komt dus neer op een **vervangingsinvesteringskost in jaar 10 van 384 €/kW$_e$**. De vervangingsinvesteringskosten van de motor na 10 jaar werden niet meegenomen aangezien deze gedekt worden door de WKK-certificaten voor ingrijpende wijziging.

8.3.3.3 Vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0

De **vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0** van de referentie-installatie in deze categorie worden vastgelegd op **405 €/kW$_e$**, op basis van de waarde die aangenomen is voor GS categorie 5/1a en GS categorie 5/1b, rekening houdend met een schaalfactor ten opzichte van kleinere vermogens voor het bio-WKK gedeelte op basis van BHKW-kenndaten 2014/2015 [BHKW, 2014]. De overige kosten van de biogasinstallatie werden niet herschaald en gewoon overgenomen van GS categorie 5/1a en GS categorie 5/1b.

8.3.3.4 Jaarlijkse kosten per installatie verbonden aan de organisatie van burgerparticipatie in jaar 0

Voor **GS cat. 10/1a** zouden er nog **jaarlijkse kosten per installatie verbonden aan de organisatie van burgerparticiptatie in jaar 0** moeten ingerekend worden van **700 €**. Aangezien de Bf voor **GS cat. 10/1b** (zonder bur-

gerparticipatie) een groot stuk boven de verwachte afgetopte Bf ligt, wordt deze parameter voor de berekening van GS cat. 10/1a niet in rekening gebracht en wordt het onderscheid in de berekening van de OT/Bf voor de GS categorieën 10/1a en 10/1b dus niet gemaakt in dit rapport.

8.3.3.5 Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2018. Er wordt verondersteld dat een interne verbrandingsmotor van 7.000 kW_e aangesloten wordt op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan **0,00133 €/kWh**. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de distributienettarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief.

Voor het eerst werd dit jaar via de marktbevraging 2018 gevraagd naar de afslag t.o.v. de ENDEX Cal. Het werd duidelijk dat binnen de biogassector er verschillende manieren zijn voor de verkoop van hun geproduceerde elektriciteit. Voor de bepaling van deze afslag werden daarom enkel de installaties die werken met een elektriciteitscontract op basis van deze ENDEX Cal verder weerhouden. De mediaan van deze afslag kwam zo neer op **1,64%**.

8.3.3.6 Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

Gezien de vrijgekomen warmte van de WKK-motor wordt gebruikt bij het vergistingsproces als BBT-gerelateerde verwerking van mest en organische biologische afvalstromen wordt de marktwaarde van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte niet in rekening gebracht.

8.3.3.7 Inkomsten uit warmte-krachtcertificaten

Uit paragraaf 10.4.4 (Berekening van de onrendabele top en bandingfactor, pagina 103) volgt dat de bandingfactor voor warmte-krachtbesparing bij elektriciteitsproductie via verbranding van biogas uit de vergisting van mest en organisch-biologische afvalstromen groter is dan 1. Er wordt daarom een waarde van **35 €/MWh warmte-krachtbesparing** meegerekend bij de bepaling van de onrendabele top voor groene stroom.

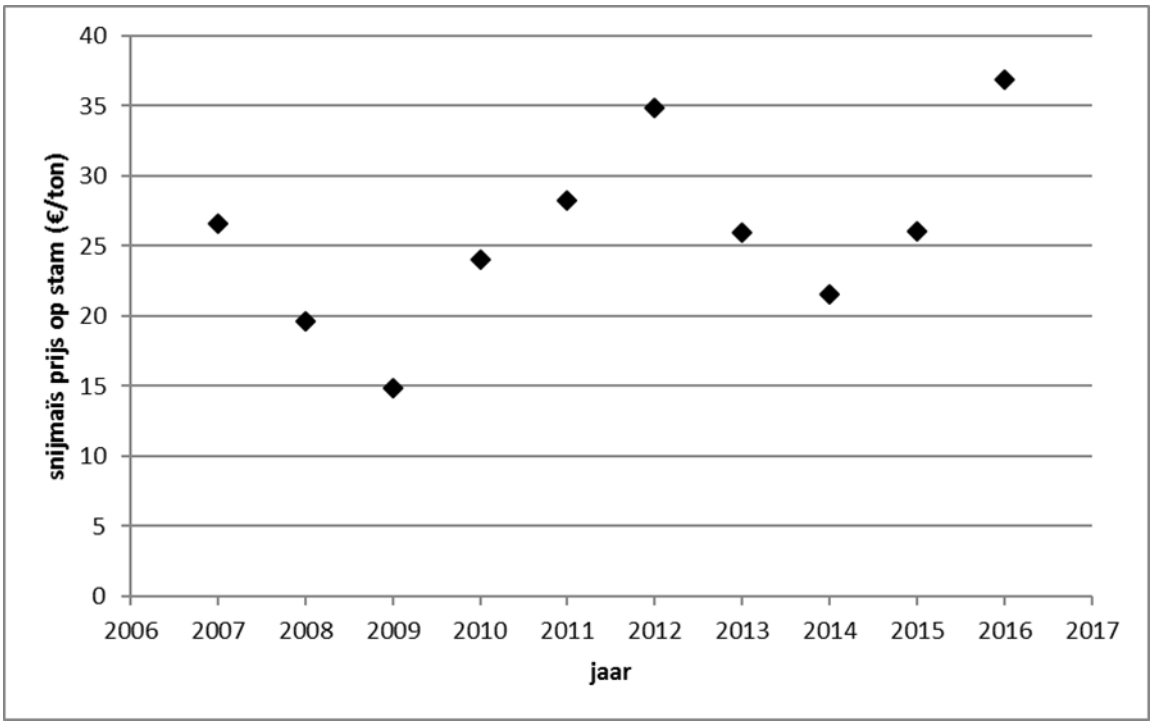
8.3.3.8 Ingaande stoffen op jaarbasis

De ingaande stoffen van de agrarische of industriële vergister zijn mest, maïs en organisch biologisch afval (OBA). De OBA-kost wordt bepaald op basis van de gegevens van 2013, 2014, 2015 en 2016 (gemiddelde), verkregen via de marktbevragingen 2016, 2017 en 2018 van de representatieve installaties en bedraagt 18,6 €/ton (gemiddelde van 2013, 2014, 2015 en 2016). De OBA prijs per jaar en per installaties werd bepaald aan de hand van een gewogen gemiddelde.

Aangezien de hoeveelheden per inputstroom en per leverancier voor het jaar 2017 (de zogenaamde inputstroomtabellen die worden aangeleverd aan het VEA) op het moment van de marktbevraging 2018 nog niet voor alle installaties beschikbaar waren, werden daarom de recentste definitieve gegevens opgevraagd, namelijk voor het jaar 2016. Voor de OBA-prijs wordt een jaarlijkse stijging verondersteld van 2,00%, op basis van de algemene waarde voor inflatie (zie paragraaf 6.1 Jaarlijkse prijsstijging, pagina 29). De mestprijs wordt eveneens bepaald op basis van de gegevens van 2013, 2014, 2015 en 2016 (gemiddelde), verkregen via de marktbevragingen 2016, 2017 en 2018 van de representatieve installaties en bedraagt -6,03 €/ton. Hier werd eveneens gerekend met een gewogen gemiddelde mestprijs per installatie. Er wordt aangenomen dat de mestprijs verder stabiel zal blijven, of m.a.w. dat er een jaarlijkse stijging van 0% wordt aangenomen. Voor maïs wordt de kostprijs enerzijds gebaseerd op gegevens van de afdeling Monitoring en Studie van het departement Landbouw en Visserij voor snijmaïs op stam. De maïsprijs schommelde in het verleden sterk tussen 2007 en 2016 (zie Figuur 6) met een verschil tussen de minimum- en maximumwaarde van 22 €/ton (departement Landbouw en Visserij - afdeling Monitoring en Studie, persoonlijke communicatie, 20 april 2018). Voor de bepaling van de maïsprijs wordt verondersteld dat dit periodiek verloop in de toekomst verder wordt voortgezet. Ook voor de maïsprijs moet echter een prijs voor jaar 0 bepaald worden en een jaarlijkse index. Hierbij wordt

gerekend met een constante jaarlijkse snijmaïsprijs van 25 €/ton, wat voor bepaalde jaren een onderschatting zal zijn van de snijmaïsprijs en gecompenseerd wordt door de overschatting van de andere jaren. Anderzijds wordt de maïsprijs ook bepaald uit de gegevens van 2013, 2014, 2015 en 2016, verkregen via de marktbevragingen van 2016, 2017 en 2018. De kostprijs voor het hakselen van de maïs, het transport naar de site, het inkuilen van de maïs en de kuilfolie komt neer op een totale som van 15,0 €/ton (gemiddelde van 2013 t.e.m. 2016). Samen met de snijmaïsprijs zelf komt dit neer op een totale kostprijs voor maïs van 40,0 €/ton.

De aandelen van de verschillende ingaande stoffen (percentage ten opzichte van de totale hoeveelheid input) worden bepaald aan de hand van de marktbevragingen 2016, 2017 en 2018 (gemiddelde van 2013, 2014, 2015 en 2016) van de representatieve installaties. In Tabel 20 wordt een overzicht gegeven per ingaande stof (maïs, mest en OBA), wat hun aandeel is ten opzichte van de totale inputhoeveelheid, de hoeveelheid (in ton/jaar), de prijs (in €/ton) en de jaarlijkse index. De totale hoeveelheid ingaande stof die ingevuld wordt in het OT-model bedraagt **165.000 ton** met een gewogen gemiddelde prijs van **14,3 €/ton.**



Figuur 6: Evolutie van de prijs van snijmaïs op stam (€/ton) in functie van de tijd

	Aandeel (%)	Input (ton/j)	Prijs (€/ton)	Index (%)
Maïs	10,4%	17.160	40,0	0,00%
Mest	26,3%	43.395	-6,03	0,00%
OBA	63,3%	104.445	18,6	2,00%
Totaal	100,0%	**165.000**	**14,3**	**1,66%**

Tabel 20: Ingaande stoffen bij agrarische en industriële vergisters

Zoals hierboven beschreven is het duidelijk dat de verschillende ingaande stoffen van de agrarische en industriële vergisters sterk van elkaar verschillen qua kostprijs en qua veronderstelde evolutie van de kostprijs in de tijd. Daarom werd een methodologie ontwikkeld zodanig dat de kostprijs van de ingaande stoffen ($KO_{IS,t}$) in het OT model wordt berekend als de som van de kosten/opbrengsten van de afzonderlijke componenten mest, maïs en OBA, elk met hun eigen index.

De formule die gehanteerd wordt om de kosten/opbrengsten te berekenen van de ingaande stoffen wordt in bijlage III/1 van het Energiebesluit als volgt gedefinieerd:

$$KO_{IS,t} = M_{IS}\ x\ PO_{IS}\ x\ (1 + i_{IS})^{t}$$

waarbij M_{IS} de hoeveelheid (massa) ingaande stoffen op jaarbasis bedraagt in ton; PO_{IS} de kosten of opbrengsten aan ingaande stoffen per ton in jaar 0, inclusief de financieringskosten voor de aankoop van ingaande stoffen in €/ton en i_{IS} de verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de ingaande stoffen.

In het verleden werd een gewogen gemiddelde index in het OT model ingegeven. Sinds het definitief VEA-rapport 2014/1 [VEA, 2014b] wordt gebruik gemaakt van de uitdrukking voor i_{IS} zodanig dat de kostprijs/opbrengst van de ingaande stromen wordt berekend als de som van de afzonderlijke componenten, elk met hun eigen index:

$$KO_{IS,t} = M_{IS,1}\ x\ PO_{IS,1}\ x\ (1 + i_{IS,1})^{t} + M_{IS,2}\ x\ PO_{IS,2}\ x\ (1 + i_{IS,2})^{t} + M_{IS,3}\ x\ PO_{IS,3}\ x\ (1 + i_{IS,3})^{t}$$

waarbij de indices 1, 2 en 3 verwijzen naar de drie afzonderlijke componenten van de agrarische vergister, nl. mest, maïs en OBA.

De parameters i_{IS} is bijgevolg gelijk aan:

$$i_{IS} = \left(\frac{M_{IS,1}\ x\ PO_{IS,1}\ x\ (1 + i_{IS,1})^{t} + M_{IS,2}\ x\ PO_{IS,2}\ x\ (1 + i_{IS,2})^{t} + M_{IS,3}\ x\ PO_{IS,3}\ x\ (1 + i_{IS,3})^{t}}{M_{IS} x\ PO_{IS}}\right)^{\frac{1}{t}} - 1$$

Deze formule is afhankelijk van de tijd. In het OT model moet de verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering gegeven worden. Wanneer i_{IS} berekend wordt doorheen de jaren t op basis van de gegevens die vermeld worden in Tabel 20, wordt een **gemiddelde index** van **1,66%** bekomen.

8.3.3.9 Uitgaande stoffen op jaarbasis

De digestaatnaverwerking wordt mee opgenomen in de bepaling van de onrendabele top. De procesketen werd overgenomen van VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Hierbij gaan we uit dat het ruwe digestaat volledig mechanisch wordt gescheiden in een dunne fractie, die biologisch nabehandeld wordt en wordt uitgereden op het land, en een dikke fractie die gedroogd wordt door middel van de beschikbare warmte uit de bio-WKK tot 85% droge stof gehalte.

Via de marktbevraging 2016 werden gegevens opgevraagd voor het drogen van de dikke fractie digestaat voor de jaren 2013 en 2014. Deze prijzen varieerden tussen 21,5 €/ton kostprijs tot 25 €/ton opbrengst. De gegevens voor het jaar 2015 werden opgevraagd via de marktbevraging van 2017. De prijzen voor 2015 varieerden tussen een kost van 15,5 €/ton tot een opbrengst van 7,5 €/ton. De gegevens voor het jaar 2016 werden opgevraagd via de marktbevraging van 2018. De gegevens voor het jaar 2017 varieerden tussen een opbrengst van 8,5 €/ton en een kost van 20 €/ton. Hierbij werd een duidelijk prijsverschil opgemerkt in functie van het percentage droge stof gehalte (DS), met hoge kosten bij een laag DS% en hoge opbrengsten bij een hoog DS%. De gegevens waarvan het DS gehalte gekend was (via factuur) werden verder gebruikt en uitgezet voor de exploitatiejaren 2013, 2014, 2015 en 2016 op een grafiek (kost/opbrengst in functie van het DS%). Voor de vier jaren werd een trendlijn bepaald en werd de kostprijs bepaald voor gedroogde dikke fractie bij 85% DS gehalte. Vervolgens werd het gemiddelde berekend van deze vier jaren en werd dit aangenomen als de opbrengst voor de gedroogde dikke fractie, namelijk 4,80 €/ton opbrengst.

Voor de verwerkte dunne fractie die kan uitgereden worden op het land, wordt gerekend met 5,55 €/ton afzetkosten. Deze prijs werd bepaald op basis van resultaten van de marktbevragingen 2016, 2017 en 2018. De

kosten werden opgevraagd voor 2013, 2014, 2015 en 2016 tijdens de drie marktbevragingen. Net zoals bij de dikke fractie werd het gemiddelde van de vier jaren genomen als de kost voor de dunne fractie, nl. 5,55 €/ton.

Voor de bepaling van de totale hoeveelheid af te zetten digestaat werd uitgegaan van 1,1 ton onttrokken vocht per MWh groene warmte. Hieruit wordt bepaald dat **79.500 ton be-/verwerkt digestaat** kan worden afgezet aan een kost van **4,53 €/ton**.

De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de uitgaande stoffen wordt op basis van de algemene inflatie (zie paragraaf 6.1 Jaarlijkse prijsstijging, pagina 29) vastgelegd op **2,0%** .

8.3.4 BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 10/1a en GS categorie 10/1b	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	112
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	1,15
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op:	**0,800**

Tabel 21: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 10/1a en GS categorie 10/1b

9 BIOMASSA-INSTALLATIES

9.1 NIEUWE BIOMASSA-INSTALLATIES VOOR DE VERBRANDING VAN VASTE BIOMASSA MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN > 10 KW_E EN ≤ 20 MW_E (GS CAT. 15A EN GS CAT. 15B)

9.1.1 KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: STOOMTURBINE MET EEN VERMOGEN VAN 10 MW_E OP VASTE BIOMASSA

Vanaf het vorige OT-rapport (voor startdata vanaf 1 april 2018) [VEA, 2018a] wordt deze vermogenscategorie opgedeeld in twee categorieën:

- projecten gefinancierd via burgerparticipatie: categorie 15a;
- overige projecten: categorie 15b.

Het enige verschil in de OT-berekening is een operationele kost voor burgerparticipatie die nog extra wordt in rekening gebracht voor de projecten gefinancierd via burgerparticipatie. Voor het overige is er geen verschil in de parameterwaarden. Om de leesbaarheid te verhogen, wordt daarom enkel gesproken over de vermogenscategorie. Dit hoofdstuk handelt bijvoorbeeld over categorie 15. Enkel in de paragraaf over de jaarlijkse kosten verbonden aan burgerparticipatie wordt een onderscheid gemaakt tussen categorie 15a en categorie 15b.

De referentie-installatie wordt niet gewijzigd ten opzichte van VEA-rapport 2014/1 [VEA, 2014a]. Er wordt gekozen voor een **stoomturbine** met een vermogen van **10 MW_e** op vaste biomassa. Er wordt aangenomen dat 100% van de input uit vaste biomassa bestaat.

9.1.2 BELEIDSPERIODE EN ECONOMISCHE LEVENSDUUR

Vanaf het vorige OT-rapport (voor startdata vanaf 1 april 2018) is de beleidsperiode gewijzigd voor groenestroominstallaties op biomassa. De beleidsperiode is verlengd van 10 jaar tot 15 jaar. De economische levensduur is ook verlengd tot 15 jaar.

De berekende onrendabele top laat toe dat de generieke installatie over een levensduur van 15 jaar een projectrendement van 12% behaalt.

9.1.3 BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

9.1.3.1 Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch rendement van de referentie-installatie is opnieuw bepaald op basis van de resultaten van de marktbevraging en op basis van de gegevens uit het rapporteringsmodel van representatieve installaties. Het netto thermisch rendement wordt overgenomen van de VEA-rapporten 2014/1 en 2015/1 [VEA, 2014a; VEA, 2015a]. Het **bruto elektrisch rendement** is gelijk aan **25,6%** en het **netto thermisch rendement** is **15,0%.**

Voor de referentie-installatie in deze categorie is het **Vlaams elektrisch referentierendement 37%** en het **Vlaams thermisch referentierendement 90%**, overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie in deze categorie is gelijk aan **34,3%** (na correctie voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is gelijk aan **86%**. Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan **-9,5%** en dus negatief**.** Dit betekent dat de warmte-krachtinstallatie niet kwalitatief is en dus geen recht heeft op warmte-krachtcertificaten.

9.1.3.2 Jaarlijks aantal vollasturen

Het jaarlijks aantal vollasturen is dit jaar opnieuw bepaald op basis van de resultaten van de marktbevraging en op basis van de gegevens uit het rapporteringsmodel van representatieve installaties. Het A-hout, dat verwerkt wordt in de praktijk, blijkt variabel qua vochtgehalte en dus ook qua onderste verbrandingswaarde en resulteert in een relatief laag aantal vollasturen. Op basis van de beschikbare informatie wordt het aantal vollasturen vastgelegd op **6.600 uren**.

9.1.3.3 Aandeel eigenverbruik

Het aandeel eigenverbruik **(EV_{EL})** van verbrandingsinstallaties op vaste biomassa is dit jaar afgeleid van de resultaten van de marktbevraging en van de gegevens uit het rapporteringsmodel van representatieve installaties en wordt vastgelegd op **16,5%**. Deze installatie verwerkt geen afval. Bijgevolg wordt het volledige eigenverbruik ook overgenomen als **aandeel van de bruto elektriciteitsproductie die niet in aanmerking komt voor groenestroomcertificaten, aanvaardbaar voor de certificatenverplichting (EV_{GSC}).**

9.1.3.4 Constructieperiode

De **constructieperiode (T_c)** voor verbrandingsinstallaties op vaste biomassa, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op **2 jaar**.

9.1.4 BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

9.1.4.1 Specifieke investeringskost

De specifieke investeringskost werd in 2016 gebaseerd op de resultaten van de marktbevraging [VEA, 2016]. Omdat de kostengegevens die opgevraagd zijn, dateren van een aantal jaren geleden, worden deze geïndexeerd tot 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor stoomturbines met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010]. Zo wordt gekomen tot een **specifieke investeringskost** voor 2019 van **4.660 €/kW$_e$**.

9.1.4.2 Vaste kosten per eenheid capaciteit in het jaar 0

De vaste operationele kosten per eenheid capaciteit in jaar 0 werd in 2016 eveneens gebaseerd op de resultaten van de marktbevraging [VEA, 2016]. De operationele kosten werden geïndexeerd tot 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en de ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018]. Ook de vaste injectiekosten (440 €/jaar) worden hierbij opgeteld. De vaste operationele kosten zijn gelijk aan **292 €/kW$_e$**.

Als de beleidsperiode verlengd wordt van 10 tot 15 jaar, dan kan het nodig zijn om voor deze extra jaren levensduur een hogere operationele kost/vervangingsinvesteringen in rekening te brengen, net zoals voor de groenestroominstallaties op biogas. Deze aanpassing zou resulteren in een verhoging van de OT. Op dit ogenblik beschikken we niet over informatie die toelaat om een voldoende betrouwbare inschatting te maken van dergelijke extra kosten na 10 jaar. Aangezien de OT toch al hoger is dan het plafond voor een afgetopte bandingfactor, maakt het geen verschil dat deze parameter niet aangepast wordt.

9.1.4.3 Variabele kosten per eenheid productie in het jaar 0

Ook de **variabele operationele kost per eenheid productie in jaar 0** werd in 2016 gebaseerd op de resultaten van de marktbevraging [VEA, 2016]. Deze kosten zijn vooral het gevolg van de voorbehandeling van het hout en van het grote volume assen dat geproduceerd wordt. De operationele kosten werden geïndexeerd tot 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018]. Bijgevolg wordt een variabele operationele kost gebruikt van **0,0308 €/kWh$_e$**.

9.1.4.4 Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 wordt bepaald op basis van de meest recente data van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van de elektriciteitsafname. Voor een stoomturbine van 10 MW$_e$ kan ervan worden uitgegaan dat deze geplaatst wordt bij een verbruiker die tot verbruikerscategorie IE behoort (20.000 MWh < verbruik < 70.000 MWh). Dit komt volgens EUROSTAT voor het jaar 2017 neer op een vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname van 0,0713 €/kWh. Dit is de prijs exclusief BTW en inclusief alle tarieven (distributie- en transmissienettarieven, bijdrage groene stroom en WKK, enz.). Deze prijs wordt eenmaal geïndexeerd aan 3,5% naar het jaar 2019 (zie paragraaf 6.4.3. Marktprijs elektriciteit bij zelfafname voor overige verbruikers, pagina 31). Zo wordt gekomen tot een **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0** van **0,0727 €/kWh**.

9.1.4.5 Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2018. Er wordt verondersteld dat een stoomturbine van 10 MW$_e$ wordt aangesloten op het Trans HS net. Op dit net is het gemiddelde injectietarief gelijk aan 0,000696 €/kWh. Dit gemiddelde is bepaald op basis van enerzijds het rekenkundig gemiddelde voor de 7 netbeheerders onder EANDIS en anderzijds het rekenkundig gemiddelde voor de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat het variabele deel van het injectietarief. Op basis van de gemiddelde tarieven per netbeheerder wordt een gewogen gemiddelde (80% EANDIS en 20% INFRAX) berekend. Jaarlijks moet ook een vaste injectiekost betaald worden van 440 €/jaar. Deze vaste kost wordt omgerekend naar een variabele kost. Rekening houdend met deze vaste kost wordt een variabele kost van **0,000707 €/kWh** betaald.

Bij het injectietarief wordt ook een afslag doorgerekend. Het percentage van de afslag op de marktwaarde van elektriciteit bij verkoop wordt gelijkgesteld aan **0,548%**. Deze waarde is licht gedaald ten opzichte van vorig jaar. De afslag is gebaseerd op contracten van installaties die representatief bevonden zijn voor de categorieën 15 en 17.

9.1.4.6 Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

Als vermeden primaire brandstof wordt aardgas gekozen. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van meest recente gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van het aardgasverbruik. Er kan aangenomen worden dat een stoomturbine van 10 MW$_e$ in categorie I5 valt (aardgasverbruik tussen 1.000.000 GJ en 4.000.000 GJ BVW). De gemiddelde aardgasprijs voor het jaar 2017 bedraagt 0,0186 €/kWh BVW. Dit is de prijs exclusief tarieven en exclusief BTW. Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0206 €/kWh OVW. Deze prijs wordt voor eenmaal geïndexeerd aan 2% voor het jaar 2019 (zie paragraaf 6.2.2. Marktprijs aardgas voor ove-

rige verbruikers, pagina 29). De generieke installatie is een turbine van 10 MWe. We nemen aan dat voor dergelijke installatie een CO_2-kost in rekening gebracht moet worden van 0,0014 €/kWh. Zo wordt gekomen tot een **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** van **0,0224 €/kWh**.

9.1.4.7 Inkomsten uit warmte-krachtcertificaten

Zoals toegelicht in paragraaf 9.1.3.1 is de warmte-krachtinstallatie niet kwalitatief. Er worden dan ook geen inkomsten uit warmte-krachtcertificaten meegerekend.

9.1.4.8 Prijs van de brandstof in jaar 0

Voor verbrandingsinstallaties op vaste biomassa wordt aangenomen dat 100% van de input (energetisch) bestaat uit vaste biomassa, meer bepaald A-hout dat verbrand mag worden voor energetische valorisatie. Om de brandstofprijs te bepalen, baseren we ons op de resultaten van de marktbevraging. Hoewel er momenteel in Vlaanderen geen enkele installatie onbehandeld en niet-verontreinigd hout verbrandt dat niet wordt beschouwd als “afval”, baseren we ons op de brandstof die hier het dichtst bij aanleunt. Dit is het derde jaar dat deze kostprijs opgevraagd wordt via de marktbevraging. Dit jaar gebruiken we de gemiddelde kostprijs over de voorbije drie jaar. De aldus berekende kostprijs bedraagt **0,0110 €/kWh**. De kostprijs is iets lager dan vorig jaar.

De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de brandstofprijs wordt nog steeds vastgelegd op 1,1%.

9.1.4.9 Eindproducten

Bij de verbranding van vaste biomassa worden verbrandingsassen vrijgesteld als eindproduct. De kost voor de verwerking van deze verbrandingsassen wordt echter meegerekend met de operationele kosten van de installatie.

9.1.4.10 Jaarlijkse kosten per installatie verbonden aan de organisatie van burgerparticipatie in jaar 0

Voor categorie 15a zouden er nog **jaarlijkse kosten per installatie verbonden aan de organisatie van burgerparticipatie in jaar 0** moeten ingerekend worden van **1000 € per jaar**. Aangezien de Bf voor categorie 15b (overige projecten) al ver boven de verwachte afgetopte Bf ligt, wordt deze parameter voor de berekening van categorie 15a niet in rekening gebracht en wordt het onderscheid in de berekening van de OT/Bf voor de categorieën 15a en 15b dus niet gemaakt in dit rapport.

9.1.5 BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 15a en 15b	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	232
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	2,39
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op:	**0,800**

Tabel 22: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 15a en GS categorie 15b

9.2 NIEUWE BIOMASSA-INSTALLATIES VOOR DE VERBRANDING VAN VLOEIBARE BIOMASSA MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN > 10 KW_E EN ≤ 20 MW_E (GS CAT. 16A EN GS CAT. 16B)

9.2.1 KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: INTERNE VERBRANDINGSMOTOR VAN 800 KW_E OP ZUIVER PLANTAARDIGE OLIE (PPO)

Vanaf het vorige OT-rapport (voor startdata vanaf 1 april 2018) [VEA, 2018a] wordt deze vermogenscategorie opgedeeld in twee categorieën:

- projecten gefinancierd via burgerparticipatie: categorie 16a;
- overige projecten: categorie 16b.

Het enige verschil in de OT-berekening is een operationele kost voor burgerparticipatie die nog extra wordt in rekening gebracht voor de projecten gefinancierd via burgerparticipatie. Voor het overige is er geen verschil in de parameterwaarden. Om de leesbaarheid te verhogen, wordt daarom enkel gesproken over de vermogenscategorie. Dit hoofdstuk handelt bijvoorbeeld over categorie 16. Enkel in de paragraaf over de jaarlijkse kosten verbonden aan burgerparticipatie wordt een onderscheid gemaakt tussen categorie 16a en categorie 16b.

De referentie-installatie wordt niet gewijzigd ten opzichte van het VEA-rapport 2014/1 [VEA, 2014a]. De referentie-installatie bestaat uit een **interne verbrandingsmotor** die wordt aangedreven door de verbranding van zuiver plantaardige olie (PPO) met een vermogen van **800 kW_e**.

We nemen aan dat de referentie-installatie voor 100% vloeibare biomassa gebruikt. De verschillende mogelijke vloeibare brandstoffen die biogeen zijn, zijn allemaal gelijkaardig op vlak van OVW (onderste verbrandingswaarde) en kostprijs. Volgens de antwoorden op de marktbevraging werd in 2017 enkel palmolie gebruikt in de bestaande installaties die geantwoord hebben.

9.2.2 BELEIDSPERIODE EN ECONOMISCHE LEVENSDUUR

Vanaf het vorige OT-rapport (voor startdata vanaf 1 april 2018) is de beleidsperiode gewijzigd voor groenestroominstallaties op biomassa. De beleidsperiode is verlengd van 10 jaar tot 15 jaar. De economische levensduur is ook verlengd tot 15 jaar.

De berekende onrendabele top laat toe dat de generieke installatie over een levensduur van 15 jaar een projectrendement van 12% behaalt.

9.2.3 BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

9.2.3.1 Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie worden gebaseerd op het VEA-rapport 2014/1 [VEA, 2014a]. Het **bruto elektrisch rendement** is **40,5%** en het **netto thermisch rendement** is gelijk aan **44,0%**.

Voor de referentie-installatie in deze categorie is het **Vlaams elektrisch referentierendement 44,2%** en het **Vlaams thermisch referentierendement 90%**, overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie in deze categorie is gelijk aan **40,1%** (na correctie voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is gelijk aan **85,0%**. Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening

2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan **34,0%.** Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmtekrachtcertificaten.

9.2.3.2 Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** wordt overgenomen van het rapport van 2017 [VEA, 2017] en bedraagt **3.000 uren**.

9.2.3.3 Aandeel eigenverbruik

Het aandeel eigenverbruik **(EV_{EL})** wordt overgenomen van het rapport van 2017 [VEA, 2017] en bedraagt voor verbrandingsinstallaties op vloeibare biomassa **1,2%.** Het deel van de bruto elektriciteitsproductie die niet in aanmerking komt voor groenestroomcertificaten, aanvaardbaar voor de certificatenverplichting **(EV_{GSC})** wordt eveneens overgenomen van hetzelfde VEA-rapport en bedraagt **10,0%**.

Voor de inkomsten uit warmte-krachtcertificaten (zie paragraaf 9.2.4.6. Inkomsten uit warmte-krachtcertificaten, pagina 85) is het bij de WKB berekening echter ook nodig dat we het eigenverbruik van de WKK-installatie kennen. Dit komt neer op de hulpdiensten van de groenestroominstallatie, wat overeen komt met parameter EV_{EL}. **$EV_{EL,WKK}$** is dus gelijk aan **1,2%**.

9.2.3.4 Constructieperiode

De **constructieperiode (T_c)** voor verbrandingsinstallaties op vloeibare biomassa, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op **1 jaar**.

9.2.4 BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

9.2.4.1 Specifieke investeringskost

De specifieke investeringskost wordt ingeschat op basis van de onrendabele topberekening van VITO in 2011 [VITO, 2011]. Deze cijfers werden getoetst aan data uit het buitenland [ECN, 2013; ECOFYS, 2011], rekening houdend met de verschillen ten opzichte van het Vlaamse business model. De kostprijs in het VITO-rapport had betrekking op een nieuwe installatie in het jaar 2011. Deze kosten zijn geïndexeerd tot 2018 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor verbrandingsmotoren met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010]. Zo komen we voor 2019 uit op een investeringskost van **1.570 €/kW_e**.

9.2.4.2 Vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0

De operationele kosten zijn eveneens gebaseerd op de onrendabele topberekening van VITO [VITO, 2011]. Hier werden zowel vaste als variabele kosten in rekening gebracht. Deze kosten zijn omgerekend naar één bedrag per kW_e. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018]. Ook de vaste injectiekosten (440 €/jaar) worden hierbij opgeteld. Zodoende werden de **vaste operationele kosten per eenheid capaciteit in jaar 0** vastgelegd op **103 €/kW_e**.

Als de beleidsperiode verlengd wordt van 10 tot 15 jaar, dan kan het nodig zijn om voor deze extra jaren levensduur een hogere operationele kost/vervangingsinvesteringen in rekening te brengen, net zoals voor de

groenestroominstallaties op biogas. Deze aanpassing zou resulteren in een verhoging van de OT. Op dit ogenblik beschikken we niet over informatie die toelaat om een voldoende betrouwbare inschatting te maken van dergelijke extra kosten na 10 jaar. Aangezien de OT toch al hoger is dan het plafond voor een afgetopte bandingfactor, maakt het geen verschil dat deze parameter niet aangepast wordt.

9.2.4.3 Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 wordt bepaald op basis van de meest recente data van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van de elektriciteitsafname. Voor een interne verbrandingsmotor van 800 kW_e kan ervan worden uitgegaan dat deze geplaatst wordt bij een verbruiker die tot verbruikerscategorie IC behoort (500 MWh < verbruik < 2.000 MWh). Dit komt volgens EUROSTAT voor het jaar 2017 neer op een elektriciteitsprijs van 0,111 €/kWh. Dit is de prijs exclusief BTW en inclusief alle tarieven (distributie- en transmissienettarieven, bijdrage groene stroom en WKK, enz.). Deze prijs wordt eenmaal geïndexeerd aan 3,5% voor het jaar 2019 (zie 6.4.3. Marktprijs elektriciteit bij zelfafname voor overige verbruikers, pagina 31). Zo wordt gekomen tot een **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0** van **0,115 €/kWh**.

9.2.4.4 Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2018. Er wordt verondersteld dat verbrandingsinstallaties op vaste biomassa aangesloten zijn op het 1-26 kV-net. Op dit net is het gemiddelde injectietarief gelijk aan **0,00132 €/kWh**. Dit gemiddelde is bepaald op basis van enerzijds het rekenkundig gemiddelde voor de 7 netbeheerders onder EANDIS en anderzijds het rekenkundig gemiddelde voor de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat het variabele deel van het injectietarief. Op basis van de gemiddelde tarieven per netbeheerder wordt een gewogen gemiddelde (80% EANDIS en 20% INFRAX) berekend. Het vaste injectietarief (440 € per jaar) wordt verrekend in de vaste operationele kost.

Bij het injectietarief wordt ook een “afslag” geteld ten opzichte van de ENDEX-prijs. Het percentage van de “afslag” op de marktwaarde van elektriciteit bij verkoop wordt gelijkgesteld aan **0,548%**. Deze waarde wordt overgenomen van GS categorieën 15 en 17 omdat kan worden aangenomen dat het productieprofiel voor de referentie-installatie in deze categorie minstens evenveel onbalanskosten met zich meebrengt.

9.2.4.5 Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

Als vermeden primaire brandstof wordt aardgas gekozen. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van meest recente gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van het aardgasverbruik. Er kan aangenomen worden dat een interne verbrandingsmotor van 800 kW_e in categorie I3 valt (aardgasverbruik tussen 100.000 GJ en 1.000.000 GJ BVW). De gemiddelde aardgasprijs is dan volgens EUROSTAT in het jaar 2017 gelijk aan 0,0218 €/kWh BVW. Dit is de prijs exclusief tarieven en exclusief BTW. Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0241 €/kWh OVW. Deze waarde voor 2017 wordt eenmaal geïndexeerd aan 2% voor het jaar 2019 (zie punt 6.2.2 : Marktprijs aardgas voor overige verbruikers, pag. 29). Zo komen we tot een **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** van **0,0246 €/kWh**.

9.2.4.6 Inkomsten uit warmte-krachtcertificaten

Uit paragraaf 11.3.4 (Berekening van de onrendabele top en bandingfactor, pagina 114) blijkt dat de bandingfactor voor warmte-krachtbesparing bij elektriciteitsproductie van WKK tussen 200 kW_e en 1 MW_e groter is dan 1. Er wordt dus een waarde van **35 €/MWh warmte-krachtbesparing** meegerekend bij de bepaling van de onrendabele top voor groene stroom.

9.2.4.7 Prijs van de brandstof in jaar 0

Voor verbrandingsinstallaties van vloeibare biomassa wordt sinds het OT-rapport uit 2016 [VEA, 2016] uitgegaan van de resultaten van de marktbevraging van eigenaars en uitbaters van installaties in Vlaanderen die palmolie als brandstof gebruiken. Ondertussen hebben we kostprijzen voor 2014, 2015, 2016 en 2017. Hieruit is een **prijs van de brandstof in jaar 0** van **0,0671 €/kWh** afgeleid.

De verwachte gemiddelde verandering van de brandstofprijs wordt vastgelegd op **2,0%.**

9.2.4.8 Jaarlijkse kosten per installatie verbonden aan de organisatie van burgerparticipatie in jaar 0

Voor categorie 16a zouden er nog **jaarlijkse kosten per installatie verbonden aan de organisatie van burgerparticipatie in jaar 0** moeten ingerekend worden van **150 € per jaar**. Aangezien de Bf voor categorie 16b (zonder burgerparticipatie) al boven de verwachte afgetopte Bf ligt, wordt deze parameter voor de berekening van categorie 16a niet in rekening gebracht en wordt het onderscheid in de berekening van de OT/Bf voor de GS categorieën 16a en 16b dus niet gemaakt in dit rapport.

9.2.5 BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 16a en GS categorie 16b	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	180
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	1,86
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op:	**0,800**

Tabel 23: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 16a en GS categorie 16b

9.3 NIEUWE BIOMASSA-INSTALLATIES VOOR DE VERBRANDING VAN BIOMASSA-AFVAL MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN > 10 KW_E EN ≤ 20 MW_E (GS CAT. 17A EN GS CAT. 17B)

9.3.1 KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: STOOMTURBINE VAN 10 MW_E OP B-HOUT

Vanaf het vorige OT-rapport (voor startdata vanaf 1 april 2018) [VEA, 2018a] wordt deze vermogenscategorie opgedeeld in twee categorieën:

- projecten gefinancierd via burgerparticipatie: categorie 17a;
- overige projecten: categorie 17b.

Het enige verschil in de OT-berekening is een operationele kost voor burgerparticipatie die nog extra wordt in rekening gebracht voor de projecten gefinancierd via burgerparticipatie. Voor het overige is er geen verschil in de parameterwaarden. Om de leesbaarheid te verhogen, wordt daarom enkel gesproken over de vermogenscategorie. Dit hoofdstuk handelt bijvoorbeeld over categorie 15. Enkel in de paragraaf over de jaarlijkse kosten verbonden aan burgerparticipatie wordt een onderscheid gemaakt tussen categorie 17a en categorie 17b.

De referentie-installatie wordt niet gewijzigd ten opzichte van vorig VEA-rapport 2014/1 [VEA, 2014a]. De referentie-installatie is een **stoomturbine** die wordt aangedreven door de verbranding van biomassa-afval met een vermogen van **10 MW_e**. Er wordt aangenomen dat 100% van de input uit B-hout bestaat: behandeld, niet-verontreinigd afval.

9.3.2 BELEIDSPERIODE EN ECONOMISCHE LEVENSDUUR

Vanaf het vorige OT-rapport (voor startdata vanaf 1 april 2018) is de beleidsperiode gewijzigd voor groene-stroominstallaties op biomassa. De beleidsperiode is verlengd van 10 jaar tot 15 jaar. De economische levensduur is ook verlengd tot 15 jaar.

De berekende onrendabele top laat toe dat de generieke installatie over een levensduur van 15 jaar een projectrendement van 12% behaalt.

9.3.3 BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

9.3.3.1 Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie is opnieuw bepaald op basis van de resultaten van de marktbevraging en op basis van gegevens uit het rapporteringsmodel van representatieve installaties. Het netto thermisch rendement wordt overgenomen van VEA-rapport 2014/1 [VEA, 2014a]. Het **bruto elektrisch rendement** is gelijk aan **28,4%** en het **netto thermisch rendement** is **15,0%.**

Voor de referentie-installatie in deze categorie is het **Vlaams elektrisch referentierendement 37%** en het **Vlaams thermisch referentierendement 90%**, overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie in deze categorie is **34,4%** (na correctie voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **80%**. Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing **0,48%** en dus kleiner dan 10%. Dit betekent dat de warmte-krachtinstallatie niet kwalitatief is en dus geen recht heeft op warmte-krachtcertificaten.

9.3.3.2 Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** is opnieuw bepaald op basis van de resultaten van de marktbevraging en op basis van gegevens uit het rapporteringsmodel van representatieve installaties: **7440 uren**.

9.3.3.3 Aandeel eigenverbruik

Het aandeel eigenverbruik **(EV_{EL})** van verbrandingsinstallaties op biomassa-afval is opnieuw bepaald op basis van de resultaten van de marktbevraging en op basis van gegevens uit het rapporteringsmodel van representatieve installaties: **13,5%**. Voor het aandeel van de bruto elektriciteitsproductie die niet in aanmerking komt voor groenestroomcertificaten, aanvaardbaar voor de certificatenverplichting **(EV_{GSC}),** wordt de waarde van vorig jaar overgenomen, die gebaseerd is op de resultaten van de marktbevraging en op basis van gegevens uit het rapporteringsmodel van representatieve installaties [VEA, 2017]. Voor **EV_{GSC}** wordt een waarde van **0,2%** gebruikt. Het gaat hier om een installatie die 100% afval verbrandt (100% van het B-hout is afval). Er wordt aangenomen dat de installatie werkt volgens de BBT-normen. Dan wordt enkel het verbruik voor de hulpdiensten in mindering gebracht. Dat is slechts een zeer beperkt deel van de bruto-elektriciteitsproductie.

9.3.3.4 Constructieperiode

De **constructieperiode (T_c)** voor installaties voor de verbranding van biomassa-afval, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op **2 jaar**.

9.3.4 BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

9.3.4.1 Specifieke investeringskost

De specifieke investeringskost wordt overgenomen uit het rapport van vorig jaar [VEA, 2017]. Omdat deze kostengegevens dateren van een aantal jaren geleden, worden ze geïndexeerd tot 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor stoomturbines met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010]. Zo komen we voor 2019 uit op een investeringskost van **4.360 €/kW$_e$**. In Vlaanderen zijn enkel installaties operationeel met een (veel) groter vermogen dan de generieke installatie. Het is echter niet mogelijk om de kostprijs om te rekenen naar het vermogen van de generieke installatie. De kans bestaat dat de reële investeringskost hoger is dan deze aanname.

9.3.4.2 Vaste kosten per eenheid capaciteit in het jaar 0

De vaste operationele kosten per eenheid capaciteit in jaar 0 worden ook overgenomen van het rapport van vorig jaar [VEA, 2017] en zijn gebaseerd op de resultaten van de toenmalige marktbevraging: **213 €/kW**. De kostprijs van vorig jaar is geïndexeerd volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019 overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018]. Ook de vaste injectiekosten (440 €/jaar) worden hierbij opgeteld. Ook hier kan opgemerkt worden dat de marktbevraging enkel data heeft verzameld van installaties met een (veel) hoger vermogen. Ook voor de vaste kost is het echter niet mogelijk om de kostprijs om te rekenen naar het vermogen van de generieke installatie.

Als de beleidsperiode verlengd wordt van 10 tot 15 jaar, dan kan het nodig zijn om voor deze extra jaren levensduur een hogere operationele kost/vervangingsinvesteringen in rekening te brengen, net zoals voor de groenestroominstallaties op biogas. Deze aanpassing zou resulteren in een verhoging van de OT. Op dit ogenblik beschikken we niet over informatie die toelaat om een voldoende betrouwbare inschatting te maken van

dergelijke extra kosten na 10 jaar. Aangezien de OT toch al hoger is dan het plafond voor een afgetopte bandingfactor, maakt het geen verschil dat deze parameter niet aangepast wordt.

9.3.4.3 Variabele kosten per eenheid productie in het jaar 0

Ook de **variabele operationele kost per eenheid productie in jaar 0** wordt gebaseerd op de resultaten van de marktbevraging van vorig jaar: **0,0134 €/kWh$_e$** [VEA, 2017]. De kostprijs van vorig jaar is geïndexeerd volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019 overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018]. Voor de variabele kosten kan evenmin ingeschat worden of het resultaat een onderschatting is van de werkelijke variabele kosten. Zoals gezegd hebben de bestaande Vlaamse installaties een (veel) hoger vermogen en kunnen eventueel schaalvoordelen spelen.

9.3.4.4 Vermeden kost elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 wordt bepaald op basis van de meest recente data van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van de elektriciteitsafname. Voor een stoomturbine van 10 MW$_e$ kan ervan worden uitgegaan dat deze geplaatst wordt bij een verbruiker die tot verbruikerscategorie IE behoort (20.000 MWh < verbruik < 70.000 MWh). Dit komt volgens EUROSTAT voor het jaar 2017 neer op een vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 van 0,0713 €/kWh. Dit is de prijs exclusief BTW en inclusief alle tarieven (distributie- en transmissienettarieven, bijdrage groene stroom en WKK, enz.). Deze waarde voor 2017 wordt eenmaal geïndexeerd aan 3,5% voor het jaar 2019 (zie 6.4.3. Marktprijs elektriciteit bij zelfafname voor overige verbruikers, pagina 31). Zo wordt gekomen tot een **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0** van **0,0727 €/kWh.**

9.3.4.5 Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2018. Er wordt verondersteld dat een stoomturbine van 10 MW$_e$ aangesloten wordt op het Trans HS net. Op dit net is het gemiddelde injectietarief gelijk aan 0,000696 €/kWh. Dit gemiddelde is bepaald op basis van enerzijds het rekenkundig gemiddelde voor de 7 netbeheerders onder EANDIS en anderzijds het rekenkundig gemiddelde voor de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat het variabele deel van het injectietarief. Op basis van de gemiddelde tarieven per netbeheerder wordt een gewogen gemiddelde (80% EANDIS en 20% INFRAX) berekend. Jaarlijks moet ook een vaste injectiekost betaald worden. In 2018 gaat het om 440 € per jaar. Dit wordt omgerekend naar een variabel tarief. Samen met het variabel tarief van hierboven geeft dit een totale variabele kost van **0,000704 €/kWh.**

Bij het injectietarief wordt ook een afslag bijgeteld. Het percentage van de onbalans op de marktwaarde van elektriciteit bij verkoop wordt gelijkgesteld aan **0,548%**. Deze waarde is licht gedaald ten opzichte van vorig jaar. De afslag is gebaseerd op contracten van installaties die representatief bevonden zijn voor de categorieën 15 en 17.

9.3.4.6 Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

Als vermeden primaire brandstof wordt aardgas gekozen. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van meest recente gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van het aardgasverbruik. Er kan aangenomen worden dat een stoomturbine van 10 MW$_e$ in categorie I5 valt (aardgasverbruik tussen 1.000.000 GJ en 4.000.000 GJ BVW). De gemiddelde aardgasprijs voor het jaar 2017 bedraagt 0,0186 €/kWh BVW. Dit is de prijs exclusief tarieven en exclusief BTW. Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0206 €/kWh OVW. Deze waarde voor 2017 wordt eenmaal geïndexeerd met 2% voor het jaar 2019 (zie punt 6.2.2 : Marktprijs aardgas voor overige verbruikers, pag. 29). Omdat het gaat om een installatie van 10 MWe, werd er ook een CO_2-kost van 0,0014 €/kWh bij opgeteld. Zo wordt gekomen tot een **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** van **0,0224 €/kWh**.

9.3.4.7 Inkomsten uit warmte-krachtcertificaten

Zoals toegelicht in paragraaf 9.1.3.1 is de warmte-krachtinstallatie niet kwalitatief. Er worden dan ook **geen inkomsten** uit warmte-krachtcertificaten meegerekend.

9.3.4.8 Prijs van de brandstof in jaar 0

Voor verbrandingsinstallaties van vaste biomassa-afval wordt aangenomen dat 100% van de input (energetisch) bestaat uit B-hout (houtafval).

We baseren ons op de resultaten van de marktbevraging van twee jaar geleden, van vorig jaar [VEA, 2016] en van dit jaar. De prijs die we gebruiken is het gemiddelde van de prijs van twee jaar geleden (marktbevraging over het jaar 2015), van vorig jaar (marktbevraging over het jaar 2016) en de prijs van dit jaar (marktbevraging over het jaar 2017): **0,000256 €/kWh**. De houtprijs was in 2017 een stuk lager dan in 2016. In 2016 was de prijs al een stuk lager dan in 2015. Op basis van de beschikbare informatie blijft het moeilijk om te begrijpen hoe de prijzen van het B-hout in de praktijk bepaald worden. Het is ook moeilijk om een link te leggen tussen de kostprijs van het B-hout en de eigenschappen van het hout (vochtgehalte, asgehalte, graad van vervuiling). We hebben er in de mate van het mogelijke voor gezorgd dat de kostprijs representatief is voor de generieke installatie.

De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de brandstofprijs wordt vastgelegd op **1,1%.**

9.3.4.9 Eindproducten

Bij de verbranding van vaste biomassa worden verbrandingsassen vrijgesteld als eindproduct. De kost voor de verwerking van deze verbrandingsassen wordt echter meegerekend met de operationele kosten van de installatie.

9.3.4.10 Jaarlijkse kosten per installatie verbonden aan de organisatie van burgerparticipatie in jaar 0

Voor **GS cat. 17** zouden er nog **jaarlijkse kosten per installatie verbonden aan de organisatie van burgerparticipatie in jaar 0** moeten ingerekend worden van **1000 € per jaar**. Aangezien de Bf voor **GS cat. 17b** (zonder burgerparticipatie) al boven de verwachte afgetopte Bf ligt, wordt deze parameter voor de berekening van GS cat. 17a niet in rekening gebracht en wordt het onderscheid in de berekening van de OT/Bf voor de GS categorieën 17a en 17b dus niet gemaakt in dit rapport.

9.3.5 BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 17a en 17b	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	92,8
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	0,957
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op:	**0,800**

Tabel 24: Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 17a en GS categorie 17b

10 KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES OP BIOGAS

10.1 WKK OP BIOGAS UIT VERGISTING MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN > 10 KW_E EN ≤ 5 MW_E VAN MEST- EN/OF LAND- EN TUINBOUWKUNDIGE STROMEN MET UITSLUITING VAN GFT-VERGISTING BIJ EEN BESTAANDE COMPOSTERINGSINSTALLATIE, DE RECUPERATIE VAN STORTGAS EN MET UITSLUITING VAN KWALITATIEVE WKK OP BIOGAS, AFKOMSTIG VAN VERGISTING VAN AFVALWATER, AFVALWATERZUIVERINGSSLIB, RIOOLWATER OF RIOOLWATERZUIVERINGSSLIB (WKK CAT. 5/1.A.1 EN 5/1.B.1)

10.1.1 KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: INTERNE VERBRANDINGSMOTOR VAN 2.800 KW_E OP 100 % BIOGAS

Zoals toegelicht in paragraaf 8.1.1 (Keuze van de referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 2.800 kW_e op 100% biogas, pagina 62) wordt gekozen voor een WKK-installatie met een **interne verbrandingsmotor** van **2.800 kW_e** op 100% biogas uit de vergisting van hoofdzakelijk mest- en/of land- en tuinbouwkundige stromen of andere biologische stoffen of afvalstoffen. De technische kosten die niet zijn verbonden aan de energie-omzetting bepalen de brandstofkost.

10.1.2 BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

10.1.2.1 Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen van GS categorie 5/1a en GS categorie 5/1b. Het **bruto elektrisch rendement** is gelijk aan **42,7%** en het **netto thermisch rendement** is gelijk aan **50,4%.**

Voor de referentie-installatie op biogas is het **Vlaams elektrisch referentierendement 42%** en het **Vlaams thermisch referentierendement 70%**, overeenkomstig het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmtekrachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie op biogas is **39,7%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde is 80%** (warm water als nuttige warmte). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 40,6%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkom-

stig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

10.1.2.2 Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** wordt overgenomen van GS categorie 5/1a en GS categorie 5/1b en is gelijk aan **7.770 uren**. Hierbij werd rekening gehouden met een verminderd aantal vollasturen gedurende het eerste exploitatiejaar.

10.1.2.3 Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik (EV_{EL})** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen van het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het aandeel eigenverbruik bestaat uit de voorbehandeling van het biogas en de hulpdiensten van de WKK-installatie en is gelijk aan **2,09%**.

10.1.2.4 Constructieperiode

De **constructieperiode (T_c)** voor een interne verbrandingsmotor van 2.800 kW_e, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op **1 jaar**.

10.1.3 BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

10.1.3.1 Specifieke investeringskost

De **specifieke investeringskost** wordt bepaald op basis van de gegevens van de marktbevragingen 2016, 2017 en 2018 van representatieve installaties. Bio-WKK installaties met een indienstnamedatum vanaf 2013 werden bevraagd voor de specifieke investeringskost. Deze kost bestaat uit de WKK-installatie zelf, de voorbehandeling van het biogas, de ontwikkelingskosten en andere kosten, zoals bv. Aansluitingskosten.

De bekomen kosten uit de marktbevragingen worden geïndexeerd tot het jaar 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met een verwachte dalende technologiekost voor verbrandingsmotoren met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010].

Voor **nieuwe WKK-installaties** voor agrarische of industriële vergisters **(WKK categorie 5/1.a.1)** bedraagt de specifieke investeringskost **722 €/kW_e**.

Voor **ingrijpende wijzigingen** van WKK-installaties voor agrarische of industriële vergisters **(WKK categorie 5/1.b.1)** bedraagt de specifieke investeringskost **481 €/kW_e**. Deze kost wordt bepaald door middel van de minkost voor een ingrijpende wijzing ten opzichte van een nieuwe WKK-installatie bij een vermogen van 2.800 kW_e, op basis van BHKW-Kenndaten 2014/2015, namelijk 33,3% [BHKW, 2014].

10.1.3.2 Vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0

De **vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0** voor de referentie-installatie in deze categorie worden bepaald op basis van de gegevens van de jaren 2014, 2015, 2016 en 2017, verkregen via de marktbevragingen 2016, 2017 en 2018 van de representatieve installaties. Enkel de biogasinstallaties met een indienstnamedatum vanaf 2013 werden bevraagd. Deze kosten bestaan uit de onderhoudskosten, kosten voor het vervangen van onderdelen, verzekeringskosten, administratieve kosten, personeelskosten, verbruiksgoederen, opstartkosten, eventuele andere brandstofkosten en overige operationele kosten.

De bekomen kosten uit de marktbevragingen worden geïndexeerd tot het jaar 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018].

De vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0 zijn gelijk aan **85,1 €/kW$_e$**.

10.1.3.3 Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2018. Er wordt verondersteld dat een interne verbrandingsmotor van 2.800 kW$_e$ aangesloten wordt op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan **0,00134 €/kWh**. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de distributienettarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief.

Voor het eerst werd dit jaar via de marktbevraging 2018 gevraagd naar de afslag t.o.v. de ENDEX Cal. Het werd duidelijk dat binnen de biogassector er verschillende manieren zijn voor de verkoop van hun geproduceerde elektriciteit. Voor de bepaling van deze afslag werden daarom enkel de installaties die werken met een elektriciteitscontract op basis van deze ENDEX Cal verder weerhouden. De mediaan van deze afslag kwam zo neer op **1,64%**.

10.1.3.4 Prijs van de brandstof in jaar 0

Voor de bepaling van de brandstofkost wordt de specifieke kost van biogas als motorbrandstof berekend. Hierbij wordt rekening gehouden met alle technische kosten die niet zijn verbonden aan de energie-omzetting (WKK). De **prijs van de brandstof in jaar 0** wordt vastgelegd op **0,0722 €/kWh** voor WKK-installaties op biogas uit de vergisting van mest- en/of land- en tuinbouwkundige stromen of andere biologische stoffen of afvalstoffen.

10.1.3.5 Verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de brandstof

De **verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de brandstof** wordt vastgelegd op **1,66%**, op basis van de verwachte prijsstijging voor de ingaande stoffen van de agrarische of industriële vergisters.

10.1.3.6 Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

Als vermeden primaire brandstof wordt aardgas gekozen. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van de meest recente gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van het aardgasverbruik. Er kan aangenomen worden dat een interne verbrandingsmotor van 2.800 kWe in categorie I4 valt (aardgasverbruik tussen 10.000 GJ en 100.000 GJ BVW). De gemiddelde aardgasprijs voor het jaar 2017 is dan volgens EUROSTAT gelijk aan 0,0189 €/kWh BVW. Dit is de prijs exclusief tarieven en exclusief BTW. Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0209 €/kWh OVW. Voor het jaar 2019 wordt de gemiddelde prijs van 2017 éénmaal geïndexeerd met 2%. Zo wordt gekomen tot een **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0 van 0,0213 €/kWh**. Meer uitleg staat ter hoogte van paragraaf 6.2.2 (Marktprijs aardgas voor overige verbruikers, pagina 29).

10.1.4 BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 5/1.a.1.	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	85,8
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	2,45
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op:	**1,00**

Tabel 25: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 5/1.a.1

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 5/1.b.1.	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	82,4
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	2,35
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op:	**1,00**

Tabel 26: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 5/1.b.1

10.2 WKK OP BIOGAS MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN > 10 KW_E EN ≤ 5 MW_E UIT GFT-VERGISTING BIJ EEN BESTAANDE COMPOSTERINGSINSTALLATIE (WKK CAT. 5/1.A.2 EN 5/1.B.2)

10.2.1 KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: INTERNE VERBRANDINGSMOTOR VAN 1.300 KW_E OP 100% BIOGAS

Zoals toegelicht in paragraaf 8.2.1 (Keuze van de referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 1.300 kW_e op 100% biogas, pagina 68) wordt gekozen voor een WKK-installatie met een **interne verbrandingsmotor** van **1.300 kW_e** op 100% biogas uit de vergisting van GFT bij een bestaande composteringsinstallatie. De technische kosten die niet zijn verbonden aan de energie-omzetting bepalen de brandstofkost.

10.2.2 BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

10.2.2.1 Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen van GS categorie 6/1a en GS categorie 6/1b. Het **bruto elektrisch rendement** is **39,9%** en het **netto thermisch rendement** is gelijk aan **49,0%**.

Voor de referentie-installatie op biogas is het **Vlaams elektrisch referentierendement 42%** en het **Vlaams thermisch referentierendement 70%**, overeenkomstig het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie op biogas is **39,5%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **80%** (warm water als nuttige warmte). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 37,6%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

10.2.2.2 Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen van GS categorie 6/1a en GS categorie 6/1b en is gelijk aan **7.200 uren**.

10.2.2.3 Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik (EV_{EL})** van een WKK-installatie op biogas uit de vergisting van GFT bij een bestaande composteringsinstallatie wordt vastgelegd op **2,09%**. Het eigenverbruik van de WKK-installatie bestaat uit de voorbehandeling van het biogas en de hulpdiensten van de WKK. Dit aandeel wordt gelijk gesteld aan het aandeel eigenverbruik van de agrarische of industriële vergisters.

10.2.2.4 Constructieperiode

De **constructieperiode (T_c)** voor WKK-installaties, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op **1 jaar**.

10.2.3 BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

10.2.3.1 Specifieke investeringskost

De **specifieke investeringskost** voor WKK-installaties op biogas uit de vergisting van GFT bij een bestaande composteringsinstallatie wordt bepaald op basis van BHKW-kenndaten 2014-2015 [BHKW, 2014]. Deze kost bevat echter niet de kost voor de voorbehandeling van het biogas. Daarom wordt rekening gehouden met de extra kost voor de voorbehandeling van het biogas. Deze wordt bepaald aan de hand van de marktbevragingen 2016, 2017 en 2018 voor agrarische en industriële vergisters en wordt verondersteld gelijk te zijn aan de kost voor voorbehandeling van het biogas bij GFT-vergisters.

De bekomen kosten uit de marktbevragingen worden geïndexeerd tot het jaar 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met een verwachte dalende technologiekost voor verbrandingsmotoren met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010].

Voor **nieuwe WKK-installaties** op biogas uit de vergisting van GFT bij een bestaande composteringsinstallatie **(WKK categorie 5/1.a.2)** bedraagt de specifieke investeringskost **853 €/kW$_e$**.

Voor **ingrijpende wijzigingen** van WKK-installaties op biogas uit de vergisting van GFT bij een bestaande composteringsinstallatie **(WKK categorie 5/1.b.2)** bedraagt de specifieke investeringskost **524 €/kW$_e$**. Deze kost wordt bepaald door middel van de minkost voor een ingrijpende wijzing ten opzichte van een nieuwe WKK-installatie bij een vermogen van 1.300 kW$_e$, op basis van BHKW-Kenndaten 2014/2015, namelijk 38,5% [BHKW, 2014].

10.2.3.2 Variabele kosten per eenheid productie in jaar 0

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** van de referentie-installatie in deze categorie worden overgenomen van de vaste kosten per eenheid productie in jaar 0 van de agrarische of industriële vergisters en worden omgerekend naar een variabele kost. Deze kosten bestaan uit de onderhoudskosten, kosten voor het vervangen van onderdelen, verzekeringskosten, administratieve kosten, personeelskosten, verbruiksgoederen, opstartkosten, eventuele andere brandstofkosten en overige operationele kosten. De variabele kosten per eenheid productie in jaar 0 zijn gelijk aan **0,0118 €/kWh$_e$**.

10.2.3.3 Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 wordt bepaald op basis van de meest recente data van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van de elektriciteitsafname. Voor een interne verbrandingsmotor van 1.300 kW$_e$ kan ervan worden uitgegaan dat deze geplaatst wordt bij een verbruiker die tot verbruikerscategorie ID behoort (2000 < verbruik < 20.000 MWh). Dit komt volgens EUROSTAT voor het jaar 2017 neer op een vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname van 0,0915 €/kWh. Dit is de prijs exclusief BTW en inclusief alle tarieven (distributie- en transmissienettarieven, bijdrage groene stroom en WKK, enz.). Voor het jaar 2019 wordt de gemiddelde prijs van 2017 éénmaal geïndexeerd met 3,5% en bekomen we een **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname** van **0,0947 €/kWh**. Meer uitleg staat ter hoogte van paragraaf 6.4 (Elektriciteitsprijs bij verkoop en zelfafname, pagina 30).

10.2.3.4 Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2018. Er wordt verondersteld dat een interne verbrandingsmotor van 1.300 kW$_e$ aangesloten wordt op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan **0,00139 €/kWh**. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de distributienettarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief.

Voor het eerst werd dit jaar via de marktbevraging 2018 gevraagd naar de afslag t.o.v. de ENDEX Cal. Het werd duidelijk dat binnen de biogassector er verschillende manieren zijn voor de verkoop van hun geproduceerde elektriciteit. Voor de bepaling van deze afslag werden daarom enkel de installaties die werken met een elektriciteitscontract op basis van deze ENDEX Cal verder weerhouden. Aangezien er niet voldoende gegevens zijn voor de afslag specifiek voor GFT-vergisters, wordt het cijfer overgenomen van de agrarische of industriële vergisters. De afslag bedraagt dus **1,64%**.

10.2.3.5 Prijs van de brandstof in jaar 0

Voor de bepaling van de brandstofkost werd de specifieke kost van biogas als motorbrandstof berekend. Hierbij wordt rekening gehouden met alle technische kosten die niet zijn verbonden aan de energie-omzetting (WKK). De **prijs van de brandstof in jaar 0** wordt vastgelegd op **0,133 €/kWh** voor WKK-installaties op biogas uit de vergisting van GFT bij een bestaande composteringsinstallatie.

10.2.3.6 Verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de brandstof

De **verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de brandstof** wordt vastgelegd op **0%**, op basis van de verwachte prijsstijging voor de ingaande stoffen van de GFT-vergister bij een bestaande composteringsinstallatie.

10.2.3.7 Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

De vermeden brandstofkost voor de bepaling van de inkomsten uit groene warmte wordt vastgelegd op basis van de meest recente gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018] voor de consumptieprijzen van aardgas. In dit geval wordt de prijs exclusief tarieven en exclusief BTW genomen. Voor categorie I4 is de prijs voor het jaar 2017 gelijk aan 0,0189 €/kWh BVW. Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW) met een omrekeningsfactor van 0,903, is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0209 €/kWh OVW. Voor het jaar 2019 wordt de gemiddelde prijs van 2017 éénmaal geïndexeerd met 2%. Zo wordt bekomen tot **een marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0 van 0,0213 €/kWh**. Meer uitleg staat ter hoogte van paragraaf 6.2.2 (Marktprijs aardgas voor overige verbruikers, pagina 29).

10.2.4 BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 5/1.a.2.	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	176
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	5,03
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op:	**1,00**

Tabel 27: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 5/1.a.2

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 5/1.b.2.	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	170
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	4,86
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op:	**1,00**

Tabel 28: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 5/1.b.2

10.3 WKK OP BIOGAS MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN > 10 KW_E EN ≤ 5 MW_E UIT DE RECUPERATIE VAN STORTGAS (WKK CAT. 5/1.A.3 EN 5/1.B.3)

10.3.1 KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: INTERNE VERBRANDINGSMOTOR VAN 500 KW_E OP 100% BIOGAS

Er wordt gekozen voor een WKK-installatie met een **interne verbrandingsmotor** van **500 kW_e** op 100% biogas uit de recuperatie van stortgas. De technische kosten die niet zijn verbonden aan de energie-omzetting bepalen de brandstofkost.

10.3.2 BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

10.3.2.1 Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen van VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het **bruto elektrisch rendement is 35,8%** en het **netto thermisch rendement is 15,0%**.

Voor de referentie-installatie op biogas is het **Vlaams elektrisch referentierendement 42%** en het **Vlaams thermisch referentierendement 70%**, overeenkomstig het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie op biogas is **39,7%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **80%**. Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 6,51%. Gezien de referentie-installatie kleiner is dan 1 MW_e is dit een kwalitatieve warmte-krachtinstallatie, die bijgevolg recht heeft op steun via warmte-krachtcertificaten.

10.3.2.2 Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen van VEA-rapport 2017 [VA, 2017] en is gelijk aan **4.600 uren**.

10.3.2.3 Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik (EV_{EL})** van een biogasinstallatie voor de recuperatie van stortgas wordt vastgelegd op **2,09%**. Het eigenverbruik bestaat uit de voorbehandeling van het biogas en de hulpdiensten van de WKK-installatie. Dit aandeel wordt gelijkgesteld aan het eigenverbruik van de agrarische of industriële vergisters.

10.3.2.4 Constructieperiode

De **constructieperiode (T_c)** voor een interne verbrandingsmotor van 500 kW_e, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op **1 jaar**.

10.3.3 BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

10.3.3.1 Specifieke investeringskost

De **specifieke investeringskost** wordt overgenomen van VEA-rapport 2017 [VEA, 2017], maar geïndexeerd tot 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor verbrandingsmotoren met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010].

Voor **nieuwe WKK -installaties** op biogas uit de recuperatie van stortgas **(WKK categorie 5/1.a.3)** bedraagt de specifieke investeringskost **1.550 €/kW$_e$**.

Voor **ingrijpende wijzigingen** van WKK-installaties op biogas uit de recuperatie van stortgas **(WKK categorie 5/1.b.3)** bedraagt de specifieke investeringskost **789 €/kW$_e$**. Deze kost wordt bepaald door middel van de minkost voor een ingrijpende wijzing ten opzichte van een nieuwe WKK-installatie bij een vermogen van 500 kW$_e$ op basis van BHKW-Kenndaten 2014/2015, namelijk 49,1% [BHKW, 2014].

10.3.3.2 Vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0

De **vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen van VEA-rapport 2017 [VEA, 2017], maar geïndexeerd tot 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2017] en is gelijk aan **190 €/kW$_e$**.

10.3.3.3 Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2018. Er wordt verondersteld dat een interne verbrandingsmotor van 500 kW$_e$ aangesloten wordt op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan **0,00152 €/kWh**. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de distributienettarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief.

Voor het eerst werd dit jaar via de marktbevraging 2018 gevraagd naar de afslag t.o.v. de ENDEX Cal. Het werd duidelijk dat binnen de biogassector er verschillende manieren zijn voor de verkoop van hun geproduceerde elektriciteit. Voor de bepaling van deze afslag werden daarom enkel de installaties die werken met een elektriciteitscontract op basis van deze ENDEX Cal verder weerhouden. Aangezien er niet voldoende gegevens zijn voor de afslag specifiek voor stortgasinstallaties, wordt het cijfer overgenomen van de agrarische of industriële vergisters. De afslag bedraagt dus **1,64%**.

10.3.3.4 Prijs van de brandstof in jaar 0

Het opgevangen stortgas wordt gerecupereerd uit afvalstorten. Daarom wordt er **geen prijs voor de brandstof** aangerekend.

10.3.3.5 Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

Als vermeden primaire brandstof wordt aardgas gekozen. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van de meest recente gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van het aardgasverbruik. Er kan aangenomen worden dat een interne verbrandingsmotor van 500 kW$_e$ in categorie I3 valt (aardgasverbruik tussen 1.000 GJ en 10.000 GJ BVW). De gemiddelde aardgasprijs voor het jaar 2017 is dan volgens EUROSTAT gelijk aan 0,0218 €/kWh BVW. Dit is de prijs exclusief tarieven en exclusief BTW. Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk

aan 0,0241 €/kWh OVW. Voor het jaar 2019 wordt de gemiddelde prijs van 2017 éénmaal geïndexeerd met 2%. Zo wordt gekomen tot een **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0 van 0,0246 €/kWh**. Meer uitleg staat ter hoogte van paragraaf 6.2.2 (Marktprijs aardgas voor overige verbruikers, pagina 29).

10.3.4 BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 5/1.a.3.	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	438
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	12,5
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op:	**1,00**

Tabel 29: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 5/1.a.3

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 5/1.b.3.	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	207
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	5,91
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op:	**1,00**

Tabel 30: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 5/1.b.3

10.4 WKK OP BIOGAS UIT VERGISTING MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN > 5 MW_E EN ≤ 20 MW_E VAN MEST- EN/OF LAND- EN TUINBOUWKUNDIGE STROMEN OF VAN ANDERE ORGANISCH-BIOLOGISCHE STOFFEN OF AFVALSTOFFEN, MET UITSLUITING VAN KWALITATIEVE WKK OP STORTGAS, OF OP BIOGAS AFKOMSTIG VAN AFVALWATER, AFVALWATERZUIVERINGSSLIB, RIOOLWATER, RIOOLWATERZUIVERINGSSLIB OF GFT-AFVAL (WKK CAT. 6/1.A EN 6/1.B)

10.4.1 KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: INTERNE VERBRANDINGSMOTOR VAN 7 MW_E OP 100% BIOGAS

Zoals toegelicht in paragraaf 8.3.1 (Keuze van de referentie-installatie: interne verbrandingsmotor van 7.000 kW_e op 100% biogas, pagina 72) wordt gekozen voor een WKK-installatie met een **interne verbrandingsmotor** van **7 MW_e** op 100% biogas uit de vergisting van mest- en/of land en tuinbouwkundige stromen of andere biologische stoffen of afvalstoffen. De technische kosten die niet zijn verbonden aan de energie-omzetting bepalen de brandstofkost.

10.4.2 BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

10.4.2.1 Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Voor het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie wordt uitgegaan van de waarden, gebruikt in de WKK categorieën 5/1.a.1 en 5/1.b.1. Het **bruto elektrisch rendement** is gelijk aan **42,7%** en het **thermisch rendement** is gelijk aan **50,4%.**

Voor de referentie-installatie op biogas is het **Vlaams elektrisch referentierendement 42%** en het **Vlaams thermisch referentierendement 70%**, overeenkomstig het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmtekrachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie op biogas is **39,7%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **80%**. Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 40,6%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

10.4.2.2 Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen van de waarde gebruikt in WKK categorieën 5/1.a.1 en 5/1.b.1. Het jaarlijks aantal vollasturen is gelijk aan **7.770 uren**. Hierbij werd rekening gehouden met een verminderd aantal vollasturen gedurende het eerste exploitatiejaar.

10.4.2.3 Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik (EV_{EL})** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen van de WKK categorieën 5/1.a.1 en 5/1.b.1 en wordt vastgelegd op **2,09%.** Het eigenverbruik van de WKK-installatie bestaat uit de voorbehandeling van het biogas en de hulpdiensten van de WKK-installatie.

10.4.2.4 Constructieperiode

De **constructieperiode (T_c)** voor een interne verbrandingsmotor van 7.000 kW_e, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, wordt vastgelegd op **1 jaar**.

10.4.3 BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

10.4.3.1 Specifieke investeringskost

De bepaling van de **specifieke investeringskost** voor de referentie-installatie in deze categorie gebeurt op basis van de kosten uit WKK categorieën 5/1.a.1 en 5/1.b.1, herschaald tot het vermogen van een grotere WKK-installatie (7 MW_e). Deze factor werd bepaald op basis van BHKW-Kenndaten 2014-2015 en bedraagt 0,82 [BHKW, 2014].

Voor **nieuwe WKK-installaties** op biogas uit de vergisting van hoofdzakelijk mest- en/of land- en tuinbouwkundige stromen of andere biologische stoffen of afvalstoffen **(WKK categorie 6/1.a.)** bedraagt de specifieke investeringskost **593 €/kW_e**.

Voor **ingrijpende wijzigingen** van WKK-installaties op biogas uit de vergisting van hoofdzakelijk mest- en/of land- en tuinbouwkundige stromen of andere biologische stoffen of afvalstoffen **(WKK categorie 6/1.b.)** bedraagt de specifieke investeringskost **396 €/kW_e**.

10.4.3.2 Vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0

De **vaste kosten per eenheid capaciteit in jaar 0** voor de referentie-installatie in deze categorie zijn gelijk aan **58,4 €/kW_e** en worden bepaald op basis van de kosten uit WKK categorieën 5/1.a.1 en 5/1.b.1, herschaald tot het vermogen van een grotere WKK-installatie (7 MW_e). Deze factor werd bepaald op basis van BHKW-Kenndaten 2014-2015 en bedraagt 0,69 [BHKW, 2014].

10.4.3.3 Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2018. Er wordt verondersteld dat een interne verbrandingsmotor van 7.000 kW_e aangesloten wordt op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan **0,00133 €/kWh**. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de distributienettarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief.

Voor het eerst werd dit jaar via de marktbevraging 2018 gevraagd naar de afslag t.o.v. de ENDEX Cal. Het werd duidelijk dat binnen de biogassector er verschillende manieren zijn voor de verkoop van hun geproduceerde elektriciteit. Voor de bepaling van deze afslag werden daarom enkel de installaties die werken met een elektriciteitscontract op basis van deze ENDEX Cal verder weerhouden. De mediaan van deze afslag kwam zo neer op **1,64%**.

10.4.3.4 Prijs van de brandstof in jaar 0

Voor de bepaling van de brandstofkost wordt de specifieke kost van biogas als motorbrandstof berekend. Hierbij wordt rekening gehouden met alle technische kosten die niet zijn verbonden aan de energie-omzetting (WKK). De **prijs van de brandstof in jaar 0** wordt vastgelegd op **0,0760 €/kWh** voor WKK-installaties op biogas uit agrarische of industriële installaties.

10.4.3.5 Verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de brandstof

De **verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktprijs van de brandstof** wordt vastgelegd op **1,66%**, op basis van de verwachte prijsstijging voor de ingaande stoffen van de agrarische of industriële vergisters.

10.4.3.6 Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

Als vermeden primaire brandstof wordt aardgas gekozen. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van de meest recente gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. Deze kost is verschillend voor de verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van het aardgasverbruik. Er kan aangenomen worden dat een interne verbrandingsmotor van 7.000 kWe in categorie I4 valt (aardgasverbruik tussen 10.000 GJ en 100.000 GJ BVW). De gemiddelde aardgasprijs voor het jaar 2017 is volgens EUROSTAT gelijk aan 0,0189 €/kWh BVW. Dit is de prijs exclusief tarieven en exclusief BTW. Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0209 €/kWh OVW. Voor het jaar 2019 wordt de gemiddelde prijs van 2017 éénmaal geïndexeerd met 2%. Zo wordt gekomen tot **een marktwaarde zonder toevoegingen van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0 van 0,0213 €/kWh.** Meer uitleg staat ter hoogte van paragraaf 6.2.2 (Marktprijs aardgas voor overige verbruikers, pagina 29).

10.4.4 BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 6/1.a	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	87,5
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	2,50
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op:	**1,00**

Tabel 31: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 6/1.a

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 6/1.b	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	84,6
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	2,42
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt afgetopt op:	**1,00**

Tabel 32: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 6/1.b

11 ANDERE KWALITATIEVE WARMTE-KRACHTINSTALLATIES

11.1 KWALITATIEVE WKK MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN > 10 KW_E EN ≤ 200 KW_E (WKK CAT. 2.A EN 2.B)

11.1.1 KEUZE VAN REFERENTIE-INSTALLATIE: INTERNE VERBRANDINGSMOTOR VAN 70 KW_E OP AARDGAS

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie worden gegevens van het bestaande productiepark gebruikt. Gezien de economische situatie van de laatste jaren, kan ervan worden uitgegaan dat alleen de meest kostenefficiënte projecten zijn gerealiseerd.

Op basis van de gegevens die bij het Vlaamse Energieagentschap beschikbaar zijn in het kader van de opvolging van certificaatgerechtigde installaties voor warmte-krachtkoppeling wordt gekozen voor een installatie met een interne verbrandingsmotor van **70 kW_e** op aardgas.

11.1.2 BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

11.1.2.1 Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie voor deze categorie worden overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het **bruto elektrisch rendement is 33,9%** en het **netto thermisch rendement is 54,4%**.

Voor de referentie-installatie is het **Vlaams elektrisch referentierendement 50%** (aangesloten op een spanningsnet met een nominale spanning die lager is dan of gelijk is aan 15 kV) en het **Vlaams thermisch referentierendement 90%** (warm water als nuttige warmte), overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie is **47,8%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **92%** (warm water als nuttige warmte). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 24,6%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

11.1.2.2 Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie voor deze categorie wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het jaarlijks aantal vollasturen is gelijk aan **4.000 uren**.

11.1.2.3 Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik** van de referentie-installatie voor deze categorie wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het aandeel eigenverbruik is gelijk aan **3,0%** van de bruto elektriciteitsproductie.

11.1.2.4 Constructieperiode

De **constructieperiode** voor een interne verbrandingsmotor van 70 kW_e is de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname van de installatie. Deze periode wordt gelijkgesteld aan **1 jaar**, overeenkomstig het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017].

11.1.3 BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

11.1.3.1 Specifieke investeringskost

De specifieke investeringskost is bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens, zijnde een representatief aantal facturen tussen 2014 en 2017 van certificaatgerechtigde WKK-installaties en van installaties die verhoogde investeringsaftrek hebben ontvangen. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor verbrandingsmotoren met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010].
Ook beschikbare leveranciersgegevens en de BHKW-Kenndaten 2014/2015 werden als bron gebruikt in de bepaling van de specifieke investeringskost [BHKW, 2014].

De specifieke investeringskost voor een nieuwe WKK-installatie (WKK categorie 2.a) ligt hoger dan deze voor een ingrijpende wijziging (WKK categorie 2.b). Bij een ingrijpende wijziging komt de kost ongeveer overeen met de kost van de WKK-module. Dit komt omdat de kosten voor de uitbraak van de te vervangen motor en het terug aansluiten van de nieuwe motor worden gecompenseerd door de mogelijkheid tot hergebruik van bepaalde onderdelen. De kostprijs van een WKK-module bedraagt ongeveer 75% van de totale investeringskost van een nieuwe installatie die bovendien de kosten voor warmterecuperatie, instrumentatie en bemetering, voorschriften en regeling, leidingen, kosten van de hulpsystemen, bouwonkosten, aansluiting op gas- en elektriciteitsnet en projectbeheerskosten (ingenieurs- en managementkosten) omvat.

Op basis van deze gegevens werd de **specifieke investeringskost voor een nieuwe installatie (WKK categorie 2.a)** bepaald op **2.200 €/kW_e**.

De **specifieke investeringskost voor ingrijpende wijziging (WKK categorie 2.b)** bedraagt dus 75% van deze kost, namelijk **1.650 €/kW_e**.

11.1.3.2 Variabele kosten per eenheid productie in jaar 0

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** bevatten de operationele kosten en onderhoudskosten. Deze zijn bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens, zijnde een representatief aantal onderhoudscontracten en facturen tussen 2014 en 2017 van certificaatgerechtigde WKK-installaties. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018]. Ook beschikbare leveranciersgegevens en de BHKW-Kenndaten 2014/2015 werden als bron gebruikt in de bepaling van de onderhoudskosten [BHKW, 2014] .

Op basis van deze gegevens werden de **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** bepaald op **0,0300 €/kWh_e**.

////////////

11.1.3.3 Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare data van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën afhankelijk van de elektriciteitsafname. Voor een interne verbrandingsmotor van 70 kW_e kan ervan worden uitgegaan dat deze wordt geplaatst bij een verbruiker die tot verbruikerscategorie IC behoort (500 MWh < verbruik < 2.000 MWh). Dit komt volgens EUROSTAT voor het jaar 2017 neer op een gemiddelde vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname van 0,111 €/kWh. Dit is de prijs exclusief BTW en inclusief alle tarieven (distributie- en transmissienettarieven, bijdrage groene stroom en WKK, enz.). Voor het jaar 2019 wordt deze prijs voor LS niet geïndexeerd, zoals aangegeven in paragraaf 6.4.3. (Marktprijs elektriciteit bij zelfafname voor overige verbruikers, pagina 31).

De **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname** bedraagt aldus **0,111 €/kWh**.

11.1.3.4 Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven Dit zijn de tarieven voor 2018. Er wordt verondersteld dat een interne verbrandingsmotor van 70 kW_e wordt aangesloten op LS. Op dit net is het gemiddelde injectietarief gelijk aan **0,00805 €/kWh**. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de injectietarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief (dit laatste omgerekend naar een tarief in €/kWh).

11.1.3.5 Prijs van de brandstof in jaar 0

De aankoopkost voor aardgas wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van het aardgasverbruik. Er kan worden aangenomen dat een interne verbrandingsmotor van 70 kW_e in categorie I2 valt (aardgasverbruik tussen 1.000 GJ en 10.000 GJ BVW). De gemiddelde aardgasprijs in 2017 is dan volgens EUROSTAT gelijk aan 0,0312 €/kWh. Dit is de prijs inclusief tarieven. Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903. Deze waarde voor 2017 wordt niet geïndexeerd naar 2019, zoals aangegeven in paragraaf 6.2.2. (Marktprijs aardgas voor overige verbruikers, pagina 29).

De **prijs van de brandstof in jaar 0** bedraagt aldus **0,0345 €/kWh**.

11.1.3.6 Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

De vermeden primaire brandstof is eveneens aardgas. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. In tegenstelling tot de prijs van de brandstof hierboven, wordt in dit geval de prijs exclusief tarieven en exclusief BTW genomen. Voor categorie I2 is de gemiddelde waarde voor 2017 gelijk aan 0,0291 €/kWh BVW. Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903. Deze waarde voor 2017 wordt geïndexeerd met 2% voor de prijs in 2019, zoals aangegeven in paragraaf 6.2.2. (Marktprijs aardgas voor overige verbruikers, pagina 29).

De **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** bedraagt aldus **0,0329 €/kWh**.

////////////

11.1.4 BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 2.a	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	89,5
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	2,56
De bandingfactor wordt afgetopt op:	**1,00**

Tabel 33: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 2.a

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 2.b	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	55,6
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	1,59
De bandingfactor wordt afgetopt op:	**1,00**

Tabel 34: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 2.b

11.2 KWALITATIEVE WKK MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN > 200 KW_E EN ≤ 1 MW_E (WKK CAT. 3.A EN 3.B)

11.2.1 KEUZE VAN REFERENTIE-INSTALLATIE: INTERNE VERBRANDINGSMOTOR VAN 500 KW_E OP AARDGAS

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie worden gegevens van het bestaande productiepark gebruikt. Gezien de economische situatie van de laatste jaren, kan ervan worden uitgegaan dat alleen de meest kostenefficiënte projecten zijn gerealiseerd.

Op basis van de gegevens die bij het Vlaamse Energieagentschap beschikbaar zijn in het kader van de opvolging van certificaatgerechtigde installaties voor warmte-krachtkoppeling wordt gekozen voor een installatie met een interne verbrandingsmotor van **500 kW_e** op aardgas.

11.2.2 BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

11.2.2.1 Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie voor deze categorie worden overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het **bruto elektrisch rendement is 37,1%** en het **netto thermisch rendement is 56,5%**.

Voor de referentie-installatie in deze categorie is het **Vlaams elektrisch referentierendement 50%** (aangesloten op een spanningsnet met een nominale spanning die lager is dan of gelijk is aan 15 kV) en het **Vlaams thermisch referentierendement 90%** (warm water als nuttige warmte), overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie is **48,2%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **92%** (warm water als nuttige warmte). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 26,5%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

11.2.2.2 Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie voor deze categorie wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het jaarlijks aantal vollasturen is gelijk aan **3.930 uren**.

11.2.2.3 Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik** van de referentie-installatie voor deze categorie wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het aandeel eigenverbruik is gelijk aan **3,0%** van de bruto elektriciteitsproductie.

11.2.2.4 Constructieperiode

De **constructieperiode** voor een interne verbrandingsmotor van 500 kW_e wordt, als gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname van de installatie, gelijkgesteld aan **1 jaar**, overeenkomstig het VEA rapport 2017 [VEA, 2017].

11.2.3 BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

11.2.3.1 Specifieke investeringskost

De specifieke investeringskost is bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens, zijnde een representatief aantal facturen tussen 2014 en 2017 van certificaatgerechtigde WKK-installaties en van installaties die verhoogde investeringsaftrek hebben ontvangen. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2019, volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor verbrandingsmotoren met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010].
Ook beschikbare leveranciersgegevens en de BHKW-Kenndaten 2014/2015 werden als bron gebruikt in de bepaling van de specifieke investeringskost [BHKW, 2014].

De specifieke investeringskost voor een nieuwe WKK-installatie (WKK categorie 3.a) ligt hoger dan deze voor een ingrijpende wijziging (WKK categorie 3.b). Bij een ingrijpende wijziging komt de kost ongeveer overeen met de kost van de WKK-module. Dit komt omdat de kosten voor de uitbraak van de te vervangen motor en het terug aansluiten van de nieuwe motor worden gecompenseerd door de mogelijkheid tot hergebruik van bepaalde onderdelen. De kostprijs van een WKK-module bedraagt ongeveer 2/3 van de totale investeringskost van een nieuwe installatie die bovendien de kosten voor warmterecuperatie, instrumentatie en bemetering, voorschriften en regeling, leidingen, kosten van de hulpsystemen, bouwonkosten, aansluiting op gas- en elektriciteitsnet en projectbeheerskosten (ingenieurs- en managementkosten) omvat.

Op basis van deze gegevens werd de **specifieke investeringskost voor een nieuwe installatie (WKK categorie 3.a)** bepaald op **1.130 €/kW$_e$**.

De **specifieke investeringskost voor ingrijpende wijziging (WKK categorie 3.b)** bedraagt dus 2/3^e van deze kost, namelijk **753 €/kW$_e$**.

11.2.3.2 Variabele kosten per eenheid productie in jaar 0

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** bevatten de operationele kosten en onderhoudskosten. Deze zijn bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens, zijnde een representatief aantal onderhoudscontracten en facturen tussen 2014 en 2017 van certificaatgerechtigde WKK-installaties. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018]. Ook beschikbare leveranciersgegevens en de BHKW-Kenndaten 2014/2015 werden als bron gebruikt in de bepaling van de onderhoudskosten [BHKW, 2014] .

Op basis van deze gegevens werden de **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** bepaald op **0,0193 €/kWh$_e$**.

11.2.3.3 Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare data van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën afhankelijk van de elektriciteitsafname. Voor een interne verbrandingsmotor van 500 kW$_e$ kan ervan worden uitgegaan dat deze wordt geplaatst bij een verbruiker die tot verbruikerscategorie ID behoort (2.000 MWh < verbruik < 20.000 MWh) op MS. Dit komt volgens EUROSTAT voor het jaar 2017 neer op een gemiddelde vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname van 0,0915 €/kWh. Dit is de prijs exclusief BTW en inclusief alle tarieven (distributie- en transmissienettarieven, bijdrage groene stroom en WKK, enz.). Deze waarde voor 2017 wordt geïndexeerd met 3,5% voor installaties op MS, zoals aangegeven in paragraaf 6.4.3. (Marktprijs elektriciteit bij zelfafname voor overige verbruikers, pagina 31).

De **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname** bedraagt aldus **0,0947 €/kWh**.

//////////////

11.2.3.4 Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2018. Er wordt verondersteld dat een interne verbrandingsmotor van 500 kW_e wordt aangesloten op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan **0,00190 €/kWh**. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de distributienettarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief (dit laatste omgerekend naar een tarief in €/kWh).

11.2.3.5 Prijs van de brandstof in jaar 0

De aankoopkost voor aardgas wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van het aardgasverbruik. Er kan worden aangenomen dat een interne verbrandingsmotor van 500 kW_e in categorie I3 valt (aardgasverbruik tussen 10.000 GJ en 100.000 GJ BVW). De gemiddelde aardgasprijs in 2017 is dan volgens EUROSTAT gelijk aan 0,0237 €/kWh. Dit is de prijs inclusief tarieven. Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903. Deze waarde voor 2017 wordt niet geïndexeerd naar 2019, zoals aangegeven in paragraaf 6.2.2. (Marktprijs aardgas voor overige verbruikers, pagina 29).

De **prijs van de brandstof in jaar 0** bedraagt aldus **0,0262 €/kWh**.

11.2.3.6 Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

De vermeden primaire brandstof is eveneens aardgas. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. In tegenstelling tot bij de aankoopkost voor aardgas, wordt in dit geval de prijs exclusief tarieven genomen. Voor categorie I3 is de gemiddelde waarde voor 2017 gelijk aan 0,0218 €/kWh BVW. Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903. Deze waarde voor 2017 wordt geïndexeerd met 2% voor de prijs in 2019, zoals aangegeven in paragraaf 6.2.2. (Marktprijs aardgas voor overige verbruikers, pagina 29).

De **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** bedraagt aldus **0,0246 €/kWh**.

11.2.4 BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 3.a	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	31,0
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,886**

Tabel 35: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 3.a

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 3.b	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	11,5
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,329**

Tabel 36: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 3.b

11.3 KWALITATIEVE WKK MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN >1 MW_E EN ≤ 5 MW_E MET MINIMAAL EEN MOTOR (WKK CAT. 4.A EN 4.B)

11.3.1 KEUZE VAN REFERENTIE-INSTALLATIE: INTERNE VERBRANDINGSMOTOR VAN 2 MW_E OP AARDGAS

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie worden gegevens van het bestaande productiepark gebruikt. Gezien de economische situatie van de laatste jaren, kan ervan worden uitgegaan dat alleen de meest kostenefficiënte projecten zijn gerealiseerd.

Op basis van de gegevens die bij het Vlaamse Energieagentschap beschikbaar zijn in het kader van de opvolging van certificaatgerechtigde installaties voor warmte-krachtkoppeling wordt gekozen voor een installatie met een interne verbrandingsmotor van **2.000 kW_e** op aardgas.

11.3.2 BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

11.3.2.1 Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het **bruto elektrisch rendement** is **40,7%** en het **netto thermisch rendement** is **60,9%**.

Voor de referentie-installatie in deze categorie is het **Vlaams elektrisch referentierendement 50%** (aangesloten op een spanningsnet met een nominale spanning die lager is dan of gelijk is aan 15 kV) en het **Vlaams thermisch referentierendement 90%** (warm water als nuttige warmte), overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie is **50,0%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **92%** (warm water als nuttige warmte). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 31,3%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

11.3.2.2 Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het jaarlijks aantal vollasturen is gelijk aan **4.940 uren**.

11.3.2.3 Aandeel eigenverbruik

Het aandeel eigenverbruik van de referentie-installatie in deze categorie, voor de bepaling van de netto elektriciteitsproductie, wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het aandeel eigenverbruik is gelijk aan **2,5%** van de bruto elektriciteitsproductie.

11.3.2.4 Constructieperiode

De **constructieperiode** voor een interne verbrandingsmotor van 2.000 kW_e wordt, als gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname van de installatie, gelijkgesteld aan **1 jaar**, overeenkomstig het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017].

////////////

11.3.3 BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

11.3.3.1 Specifieke investeringskost

De specifieke investeringskost is bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens, zijnde een representatief aantal facturen tussen 2014 en 2017 van certificaatgerechtigde WKK-installaties en van installaties die verhoogde investeringsaftrek hebben ontvangen. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2019, volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor verbrandingsmotoren met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010]. Ook beschikbare leveranciersgegevens en de BHKW-Kenndaten 2014/2015 werden als bron gebruikt in de bepaling van de specifieke investeringskost [BHKW, 2014].

De specifieke investeringskost voor een nieuwe WKK-installatie (WKK categorie 4.a) ligt hoger dan deze voor een ingrijpende wijziging (WKK categorie 4.b). Bij een ingrijpende wijziging komt de kost ongeveer overeen met de kost van de volledig geïnstalleerde WKK-module. Dit komt omdat de kosten voor de uitbraak van de te vervangen motor en het terug aansluiten van de nieuwe motor worden gecompenseerd door de mogelijkheid tot hergebruik van bepaalde onderdelen. De kostprijs van een WKK-module bedraagt ongeveer 2/3^{e} van de totale investeringskost van een nieuwe installatie die bovendien de kosten voor warmterecuperatie, instrumentatie en bemetering, voorschriften en regeling, leidingen, kosten van de hulpsystemen, bouwonkosten, aansluiting op gas- en elektriciteitsnet en projectbeheerskosten (ingenieurs- en managementkosten) omvat.

Op basis van deze gegevens werd de **specifieke investeringskost voor een nieuwe installatie (WKK categorie 4.a)** bepaald op **780 €/kW$_e$**.

De **specifieke investeringskost voor ingrijpende wijziging (WKK categorie 4.b)** bedraagt dus 2/3 van deze kost, namelijk **520 €/kW$_e$**.

11.3.3.2 Variabele kosten per eenheid productie in jaar 0

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** bevatten de operationele kosten en onderhoudskosten. Deze zijn bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens, zijnde een representatief aantal onderhoudscontracten en facturen tussen 2014 en 2017 van certificaatgerechtigde WKK-installaties. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2019, volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018].
Ook beschikbare leveranciersgegevens en de BHKW-Kenndaten 2014/2015 werden als bron gebruikt in de bepaling van de onderhoudskosten [BHKW, 2014] .

Op basis van deze gegevens werden de **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** bepaald op **0,0136 €/kWh$_e$**.

11.3.3.3 Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare data van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van de elektriciteitsafname. Voor een interne verbrandingsmotor van 2.000 kW$_e$ kan ervan worden uitgegaan dat deze wordt geplaatst bij een verbruiker die tot verbruikerscategorie ID behoort (2.000 MWh < verbruik < 20.000 MWh) op MS. Dit komt volgens EUROSTAT voor het jaar 2017 neer op een gemiddelde vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname van 0,0915 €/kWh. Dit is de prijs exclusief BTW en inclusief alle tarieven (distributie- en transmissienettarieven, bijdrage groene stroom en WKK, enz.). Deze waarde voor 2017 wordt geïndexeerd met 3,5% voor installaties op MS, zoals aangegeven in paragraaf 6.4.3. (Marktprijs elektriciteit bij zelfafname voor overige verbruikers, pagina 31).

De **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname** bedraagt aldus **0,0947 €/kWh**.

//////////////

11.3.3.4 Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2018. Er wordt verondersteld dat een interne verbrandingsmotor van 2.000 kW_e wordt aangesloten op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan 0,00603 €/kWh. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de distributienettarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief (dit laatste omgerekend naar een tarief in €/kWh). Daarnaast wordt eveneens een kost van 0,0005 €/kWh meegerekend als onbalanskost. In totaal komt dit neer op een **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** van **0,00653 €/kWh.**

11.3.3.5 Prijs van de brandstof in jaar 0

De aankoopkost voor aardgas wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van het aardgasverbruik. Het aardgasverbruik van een interne verbrandingsmotor van 2.000 kW_e valt ongeveer op de grens tussen categorie I3 (verbruik tussen 10.000 GJ en 100.000 GJ BVW) en categorie I4 (verbruik tussen 100.000 GJ en 1.000.000 GJ BVW). Lineaire interpolatie tussen categorie I3 en categorie I4 van de gemiddelde waarden voor 2017 levert een aardgasprijs van 0,0233 €/kWh. Dit is de prijs inclusief tarieven. Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903. Deze waarde voor 2017 wordt niet geïndexeerd naar 2019, zoals aangegeven in paragraaf 6.2.2. (Marktprijs aardgas voor overige verbruikers, pagina 29).

De **prijs van de brandstof in jaar 0** bedraagt aldus **0,0258 €/kWh**.

11.3.3.6 Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

De vermeden primaire brandstof is eveneens aardgas. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. In tegenstelling tot bij de aankoopkost voor aardgas, wordt in dit geval de prijs exclusief tarieven genomen. Lineaire interpolatie tussen categorie I3 en categorie I4 van de gemiddelde waarden voor 2017 is gelijk aan 0,0189 €/kWh BVW. Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903. Deze waarde voor 2017 wordt geïndexeerd met 2% voor de prijs in 2019, zoals aangegeven in paragraaf 6.2.2. (Marktprijs aardgas voor overige verbruikers, pagina 29).

De **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** bedraagt aldus **0,0213 €/kWh**.

11.3.4 BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 4.a	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	36,4
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	1,04
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**1,00**

Tabel 37: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 4.a

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 4.b	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	27,7
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,791**

Tabel 38: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 4.b

11.4 KWALITATIEVE WKK MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN > 5 MW_E EN ≤ 10 MW_E MET MINIMAAL EEN MOTOR (WKK CAT. 4/1.A EN 4/1.B)

11.4.1 KEUZE VAN REFERENTIE-INSTALLATIE: INTERNE VERBRANDINGSMOTOR VAN 6,4 MW_E OP AARDGAS

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie worden gegevens van het bestaande productiepark gebruikt. Gezien de economische situatie van de laatste jaren, kan ervan worden uitgegaan dat alleen de meest kostenefficiënte projecten zijn gerealiseerd.

Op basis van de gegevens die bij het Vlaamse Energieagentschap beschikbaar zijn in het kader van de opvolging van certificaatgerechtigde installaties voor warmte-krachtkoppeling wordt gekozen voor een installatie met een interne verbrandingsmotor van **6,4 MW_e** op aardgas.

11.4.2 BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

11.4.2.1 Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie worden overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het **bruto elektrisch rendement** is **43,0%** en het **netto thermisch rendement** is **60,1%**.

Voor de referentie-installatie in deze categorie is het **Vlaams elektrisch referentierendement 50%** (aangesloten op een spanningsnet met een nominale spanning die lager is dan of gelijk is aan 15 kV) en het **Vlaams thermisch referentierendement 90%** (warm water als nuttige warmte), overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie is **50,0%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **92%** (warm water als nuttige warmte). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 33,6%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

11.4.2.2 Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het jaarlijks aantal vollasturen is gelijk aan **5.170 uren**.

11.4.2.3 Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik** wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het aandeel eigenverbruik is gelijk aan **1,0%** van de bruto elektriciteitsproductie.

11.4.2.4 Constructieperiode

De **constructieperiode** voor een interne verbrandingsmotor van 6.400 kW_e wordt, als gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname van de installatie, gelijkgesteld aan **1 jaar**, overeenkomstig het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017].

11.4.3 BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

11.4.3.1 Specifieke investeringskost

De specifieke investeringskost is bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens, zijnde een representatief aantal facturen tussen 2014 en 2017 van certificaatgerechtigde WKK-installaties en van installaties die verhoogde investeringsaftrek hebben ontvangen. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor verbrandingsmotoren met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010].
Ook beschikbare leveranciersgegevens en de BHKW-Kenndaten 2014/2015 werden als bron gebruikt in de bepaling van de specifieke investeringskost [BHKW, 2014].

De specifieke investeringskost voor een nieuwe WKK-installatie (WKK categorie 4/1.a) ligt hoger dan deze voor een ingrijpende wijziging (WKK categorie 4/1.b). Bij een ingrijpende wijziging komt de kost ongeveer overeen met de kost van de volledig geïnstalleerde WKK-module. Dit is zo omdat de kosten voor de uitbraak van de te vervangen motor en het terug aansluiten van de nieuwe motor worden gecompenseerd door de mogelijkheid tot hergebruik van bepaalde onderdelen. De totale investering van een nieuwe installatie die bovendien de kosten voor warmterecuperatie, instrumentatie en bemetering, voorschriften en regeling, leidingen, kosten van de hulpsystemen, bouwonkosten, aansluiting op gas- en elektriciteitsnet en projectbeheerskosten (ingenieurs- en managementkosten) omvat, bedraagt ongeveer 40 % meer dan de WKK-module.

Op basis van deze gegevens werd de **specifieke investeringskost voor een nieuwe installatie (WKK categorie 4/1.a)** bepaald op **767 €/kW$_e$**.

De **specifieke investeringskost voor een ingrijpende wijziging (WKK categorie 4/1.b)** bedraagt dan **548 €/kW$_e$**.

11.4.3.2 Variabele kosten per eenheid productie in jaar 0

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** bevatten de operationele kosten en onderhoudskosten. Deze zijn bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens, zijnde een representatief aantal onderhoudscontracten en facturen tussen 2014 en 2017 van certificaatgerechtigde WKK-installaties. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018]. Ook beschikbare leveranciersgegevens en de BHKW-Kenndaten 2014/2015 werden als bron gebruikt in de bepaling van de onderhoudskosten [BHKW, 2014].

Op basis van deze gegevens werden de **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** bepaald op **0,0129 €/kWh$_e$**.

11.4.3.3 Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare data van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van de elektriciteitsafname. Voor een interne verbrandingsmotor van 6.400 kW$_e$ kan ervan worden uitgegaan dat deze wordt geplaatst bij een verbruiker die tot verbruikerscategorie IC behoort (500 MWh < verbruik < 2.000 MWh) op MS. Dit komt volgens EUROSTAT voor het jaar 2017 neer op een gemiddelde vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname van 0,0915 €/kWh. Dit is de prijs exclusief BTW en inclusief alle tarieven (distributie- en transmissienettarieven, bijdrage groene stroom en WKK, enz.). Deze waarde voor 2017 wordt geïndexeerd met 3,5% voor installaties op MS, zoals aangegeven in paragraaf 6.4.3. (Marktprijs elektriciteit bij zelfafname voor overige verbruikers, pagina 31).

De **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname** bedraagt aldus **0,0947 €/kWh**.

//////////////

11.4.3.4 Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2018. Er wordt verondersteld dat een interne verbrandingsmotor van 6.400 kW_e wordt aangesloten op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan 0,00273 €/kWh. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de distributienettarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief (dit laatste omgerekend naar een tarief in €/kWh). Daarnaast wordt eveneens een kost van 0,0005 €/kWh meegerekend als onbalanskost. In totaal komt dit neer op een **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** van **0,00323 €/kWh.**

11.4.3.5 Prijs van de brandstof in jaar 0

De aankoopkost voor aardgas wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën, afhankelijk van het aardgasverbruik. Er kan worden aangenomen dat een interne verbrandingsmotor van 6.400 kW_e in categorie I4 valt (aardgasverbruik tussen 100.000 GJ en 1.000.000 GJ BVW). De gemiddelde aardgasprijs in 2017 is dan volgens EUROSTAT gelijk aan 0,0199 €/kWh. Dit is de prijs inclusief tarieven. Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903. Deze waarde voor 2017 wordt niet geïndexeerd naar 2019, zoals aangegeven in paragraaf 6.2.2. (Marktprijs aardgas voor overige verbruikers, pagina 29).

De **prijs van de brandstof in jaar 0** bedraagt aldus **0,0220 €/kWh**.

11.4.3.6 Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

De vermeden primaire brandstof is eveneens aardgas. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. In tegenstelling tot bij de aankoopkost voor aardgas, wordt in dit geval de prijs exclusief tarieven genomen. Voor categorie I4 is de gemiddelde waarde voor 2017 gelijk aan 0,0189 €/kWh BVW. Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903. Deze waarde voor 2017 wordt geïndexeerd met 2% voor de prijs in 2019, zoals aangegeven in paragraaf 6.2.2. (Marktprijs aardgas voor overige verbruikers, pagina 29).

De **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** bedraagt aldus **0,0213 €/kWh**.

11.4.4 BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 4/1.a	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	20,2
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,577**

Tabel 39: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 4/1.a

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 4/1.b	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	13,5
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,386**

Tabel 40: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 4/1.b

11.5 KWALITATIEVE WKK MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN > 1 MW_E EN ≤ 20 MW_E MET TURBINES OP GAS (WKK CAT. 7.A.1 EN CAT. 7.A.2)

11.5.1 KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: GASTURBINE VAN 7 MW_E OP AARDGAS

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie worden gegevens van het bestaande productiepark gebruikt. Gezien de economische situatie van de laatste jaren, kan ervan worden uitgegaan dat alleen de meest kostenefficiënte projecten zijn gerealiseerd.

Op basis van de gegevens die bij het Vlaamse Energieagentschap beschikbaar zijn in het kader van de opvolging van certificaatgerechtigde installaties voor warmte-krachtkoppeling wordt gekozen voor een installatie met een gasturbine van **7 MW_e** op aardgas.

11.5.2 BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

11.5.2.1 Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie worden overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het **bruto elektrisch rendement** is **24,2%** en het **netto thermisch rendement** is **66,9%**.

Voor de referentie-installatie in deze categorie is het **Vlaams elektrisch referentierendement gelijk aan 50%** (aangesloten op een spanningsnet met een nominale spanning die lager is dan of gelijk aan 15 kV). Deze waarde is bepaald op basis van de werkelijke aansluitspanningen van WKK-installaties uit deze categorie.

Het **Vlaams thermisch referentierendement is gelijk aan 90%** (stoom als nuttige warmte) en wordt vastgelegd overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie is 49,1**%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **92%** (stoom, zonder inrekening van condensaatretour). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 17,9%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

11.5.2.2 Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het jaarlijks aantal vollasturen is gelijk aan **7.470 uren**.

11.5.2.3 Aandeel eigenverbruik

Het aandeel eigenverbruik van de referentie-installatie in deze categorie, voor de bepaling van de netto elektriciteitsproductie, wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het aandeel eigenverbruik is gelijk aan **0,5%** van de bruto elektriciteitsproductie.

////////////

11.5.2.4 Constructieperiode

De **constructieperiode** voor een gasturbine van 7.000 kW_e wordt, als gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname van de installatie, gelijkgesteld aan **1 jaar**, overeenkomstig het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017].

11.5.3 BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

11.5.3.1 Specifieke investeringskost

In de **specifieke investeringskost van nieuwe installaties (WKK categorie 7.a.1)** worden volgende kosten meegenomen: gasturbine, uitrusting voor warmterecuperatie (HRSG), instrumentatie, voorschriften en regeling, leidingen, kosten van de hulpsystemen, aansluiting van gas en elektriciteit, bouwonkosten en projectbeheerskosten (ingenieurskosten en managementkosten).

De specifieke investeringskost is bepaald op basis van de meest recent beschikbare gegevens, zijnde een representatief aantal facturen tussen 2014 en 2017 van certificaatgerechtigde WKK-installaties en van installaties die verhoogde investeringsaftrek hebben ontvangen. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018].
Ook het Gas Turbine World GTW Handbook (nieuwe uitgave 2018) wordt als bron gebruikt in de bepaling van de specifieke investeringskost [GTW, 2018]. Bij prijzen in dollar werd rekening gehouden met wisselkoersschommelingen van de dollar ten opzichte van de euro in 2018.

Op basis van deze gegevens werd de **specifieke investeringskost voor een nieuwe installatie (WKK categorie 7.a.1)** bepaald op **1.910 €/kW_e**.

Voor **ingrijpende wijzigingen (WKK categorie 7.a.2)** is de investeringskost lager. Er wordt verondersteld dat de investeringskost voor een ingrijpende wijziging van een gasturbine 50% is van de kost van een nieuwe installatie. Dit komt neer op een **investeringskost** van **955 €/kW_e**.

11.5.3.2 Variabele kosten per eenheid productie in jaar 0

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** van een gasturbine van 7.000 kW_e bevatten de operationele kosten en de onderhoudskosten.
In 2018 zijn de variabele kosten opgevraagd van enkele recente installaties. De ontvangen opgegeven kosten van sommige installaties uit de marktbevraging bleken ruim lager te liggen dan de waarde in het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017] (=0,0134 €/kWh_e). Na raadpleging van de stakeholders bleek dat in de opgegeven variabele kosten wellicht de operatorkost niet steeds correct werd bepaald. De variabele kosten uit de marktbevraging werden dan ook gecorrigeerd met waarden bekomen van de sector via het stakeholderoverleg. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018].

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0 (WKK-categorieën 7.a.1 en 7.a.2)** werden bepaald op **0,0113 €/kWh_e**.

11.5.3.3 Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare data van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën afhankelijk van de elektriciteitsafname. Voor een gasturbine van 7.000 kW_e kan ervan worden uitgegaan dat deze wordt geplaatst bij een verbruiker die tot verbruikerscategorie IF behoort (70.000 MWh < verbruik < 150.000 MWh) op MS. Dit komt volgens EUROSTAT voor het jaar 2017 neer op een vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname van 0,0598 €/kWh. Dit is de prijs exclusief BTW en inclusief alle tarieven (distributie- en transmissienettarieven, bijdrage groene stroom en WKK, enz.). Deze waarde voor 2017 wordt geïndexeerd met 3,5% voor installa-

ties op MS, zoals aangegeven in paragraaf 6.4.3. (Marktprijs elektriciteit bij zelfafname voor overige verbruikers, pagina 31).

De **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname** bedraagt aldus **0,0618 €/kWh**.

11.5.3.4 Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2018. Er wordt verondersteld dat een gasturbine van 7.000 kW_e wordt aangesloten op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan 0,00136 €/kWh. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de injectietarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief. Bij het injectietarief wordt ook een onbalanskost bijgeteld, ter waarde van 0,0002 €/kWh gebaseerd op cijfers uit de sector.

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** bedraagt aldus **0,00156 €/kWh**.

11.5.3.5 Prijs van de brandstof in jaar 0

De prijs van de brandstof voor een gasturbine van 7 MW_e wordt bepaald door de aardgasprijs, berekend op basis van de gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 19, de vervoerstarieven voor aansluiting op het aardgasdistributienet van Fluxys, de taksen en heffingen en de CO_2-kost.

De gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 19 bedraagt 0,0167 €/kWh BVW. Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW) met een omrekeningsfactor van 0,903 (0,0185 €/kWh OVW).

De vervoerstarieven voor aansluiting op het distributienet van Fluxys (incl. odorisatie) bedragen 0,00189 €/kWh. De berekening van de taksen en heffingen is bepaald door de beslissing van de CREG van 29 oktober 2015 voor de tarieven voor de aansluiting op en het gebruik van het vervoersnet, alsook van de opslagdiensten en de ondersteunende diensten voor de jaren 2016-2019. Deze tarieven zijn eveneens terug te vinden op de website van Fluxys [Fluxys, 2017]. Na interne controle werd een rekenfout ontdekt bij de berekening voor het ontwerprapport. De taksen en heffingen bedragen 0,000287 €/kWh.

Gezien het ingaand thermisch vermogen van de gasturbine groter is dan 20 MW, is het bedrijf ETS-plichtig. Daarom wordt ook een CO_2-kost van 0,00138 €/MWh meegerekend in de brandstofkost.

De **totale prijs van de brandstof in jaar 0** inclusief de CO_2-kost is dan gelijk aan **0,0221 €/kWh**.

11.5.3.6 Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

De vermeden primaire brandstof is eveneens aardgas. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van de gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 19 (0,0167 €/kWh BVW). Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0185 €/kWh OVW.

Gezien het ingaand thermisch vermogen van de gasturbine groter is dan 20 MW, is het bedrijf ETS-plichtig. Daarom wordt ook een CO_2-kost van 0,00138 €/MWh meegerekend in de brandstofkost.

De **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** inclusief de CO_2-kost is dan gelijk aan **0,0199 €/kWh**.

////////////

11.5.4 BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 7.a.1	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	31,8
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,909**

Tabel 41: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 7.a.1

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 7.a.2	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	5,62
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,161**

Tabel 42: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 7.a.2

11.6 KWALITATIEVE WKK MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN > 1 MW_E EN≤ 20 MW_E MET TURBINES OP STOOM (WKK CAT. 7.B.1 EN CAT. 7.B.2)

11.6.1 KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: STOOMTURBINE VAN 5 MW_E OP AARDGAS

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie worden gegevens van het bestaande productiepark gebruikt. Gezien de economische situatie van de laatste jaren, kan ervan worden uitgegaan dat alleen de meest kostenefficiënte projecten zijn gerealiseerd.

Op basis van de gegevens die bij het Vlaamse Energieagentschap beschikbaar zijn in het kader van de opvolging van certificaatgerechtigde installaties voor warmte-krachtkoppeling wordt gekozen voor een installatie met stoomturbine van **5 MW_e** op aardgas.

11.6.2 BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

11.6.2.1 Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie worden overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. **Het bruto elektrisch rendement is 9,50%** en **het netto thermisch rendement is 84,5%**.

Voor de referentie-installatie in deze categorie is het **Vlaams elektrisch referentierendement gelijk aan 50%** (aangesloten op een spanningsnet met een nominale spanning die lager is dan of gelijk aan 15 kV). Deze waarde is bepaald op basis van de werkelijke aansluitspanningen van WKK-installaties uit deze categorie.

Het **Vlaams thermisch referentierendement is gelijk aan 90%** (stoom als nuttige warmte) en vastgelegd overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie is **48,0%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **92%** (stoom, zonder inrekening van condensaatretour). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 10,3%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

11.6.2.2 Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het jaarlijks aantal vollasturen is gelijk aan **5.700 uren**.

11.6.2.3 Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik** van de referentie-installatie in deze categorie, voor de bepaling van de netto elektriciteitsproductie, wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het aandeel eigenverbruik is gelijk aan **1,0%** van de bruto elektriciteitsproductie.

////////////

11.6.2.4 Constructieperiode

De **constructieperiode** voor een stoomturbine van 5.000 kW_e wordt, als gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname van de installatie, gelijkgesteld aan **1 jaar**, overeenkomstig het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017].

11.6.3 BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

11.6.3.1 Specifieke investeringskost

In de **specifieke investeringskost van nieuwe installaties (WKK categorie 7.b.1)** worden de volgende kosten meegenomen: stoomturbine, uitrusting voor de warmterecuperatie, instrumentatie, voorschriften en regeling, leidingen, kosten van de hulpsystemen, aansluiting van gas en elektriciteit, bouwonkosten en projectbeheerskosten (ingenieurskosten en managementkosten).

In het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017] werd de specifieke investeringskost bepaald op basis de onrendabele top-berekening van VITO in 2011 [VITO, 2011]. Deze specifieke investeringskost lag in lijn met de specifieke investeringskost die in 2018 bij enkele recente installaties werd opgevraagd. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor stoomturbines met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010].

Op basis van deze gegevens werd de **specifieke investeringskost voor een nieuwe installatie (WKK categorie 7.b.1)** bepaald op **1.160 €/kW_e**.

Voor **ingrijpende wijzigingen (WKK categorie 7.b.2)** is de investeringskost lager. Er wordt verondersteld dat de investeringskost voor een ingrijpende wijziging van een gasturbine 70% is van de kost van een nieuwe installatie. Dit komt neer op een investeringskost van **812 €/kW_e**.

11.6.3.2 Variabele kosten per eenheid productie in jaar 0

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** van een stoomturbine van 5 MW_e zijn de operationele kosten en onderhoudskosten.
Deze zijn bepaald op basis van de onrendabele top-berekening van VITO in 2011 [VITO, 2011] en het COGEN Vlaanderen basishandboek [COGEN, 2004]. Uit een marktbevraging van enkele installaties voor de operationele kosten voor 2017 blijkt deze iets lager te liggen. We mogen dan ook veronderstellen dat de kosten uit de vermelde studies wat achterhaald zijn. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018].

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0 (WKK-categorieën 7.b.1 en 7.b.2)** werden bepaald op **0,00605 €/kWh**.

11.6.3.3 Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare data van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën afhankelijk van de elektriciteitsafname. Voor een stoomturbine van 5.000 kW_e kan ervan worden uitgegaan dat deze wordt geplaatst bij een verbruiker die tot verbruikerscategorie IF behoort (70.000 MWh < verbruik < 150.000 MWh) op MS. Dit komt volgens EUROSTAT voor het jaar 2017 neer op een vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname van 0,0598 €/kWh. Dit is de prijs exclusief BTW en inclusief alle tarieven (distributie- en transmissienettarieven, bijdrage groene stroom en WKK, enz.). Deze waarde voor 2017 wordt geïndexeerd met 3,5% voor installaties op MS, zoals aangegeven in paragraaf 6.4.3. (Marktprijs elektriciteit bij zelfafname voor overige verbruikers, pagina 31).

De **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname** bedraagt aldus **0,0618 €/kWh_e**.

11.6.3.4 Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2018. Er wordt verondersteld dat een stoomturbine van 5 MW_e wordt aangesloten op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan 0,00140 €/kWh. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de injectietarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief. Bij het injectietarief wordt ook een onbalanskost bijgeteld, ter waarde van 0,0002 €/kWh gebaseerd op cijfers uit de sector.

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** bedraagt aldus **0,00160 €/kWh**.

11.6.3.5 Prijs van de brandstof in jaar 0

De prijs van de brandstof voor een stoomturbine van 5 MW_e wordt bepaald door de aardgasprijs, berekend op basis van de gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 19, de vervoerstarieven voor aansluiting op het aardgasdistributienet van Fluxys, de taksen en heffingen en de CO_2-kost.

De gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 19 bedraagt 0,0167 €/kWh BVW. Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW) met een omrekeningsfactor van 0,903 (0,0185 €/kWh OVW).

De vervoerstarieven voor aansluiting op het distributienet van Fluxys (incl. odorisatie) bedragen 0,00189 €/kWh. De berekening van de taksen en heffingen is bepaald door de beslissing van de CREG van 29 oktober 2015 voor de tarieven voor de aansluiting op en het gebruik van het vervoersnet, alsook van de opslagdiensten en de ondersteunende diensten voor de jaren 2016-2019. Deze tarieven zijn eveneens terug te vinden op de website van Fluxys [Fluxys, 2017]. Na interne controle werd een rekenfout ontdekt bij de berekening voor het ontwerprapport. De taksen en heffingen bedragen 0,000287 €/kWh.

Gezien het ingaand thermisch vermogen van de gasturbine groter is dan 20 MW, is het bedrijf ETS-plichtig. Daarom wordt ook een CO_2-kost van 0,00138 €/MWh meegerekend in de brandstofkost.

De **totale prijs van de brandstof in jaar 0** inclusief de CO_2-kost is dan gelijk aan **0,0221 €/kWh**.

11.6.3.6 Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

De vermeden primaire brandstof is eveneens aardgas. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van de gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 19 (0,0167 €/kWh BVW). Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0185 €/kWh OVW.

Gezien het ingaand thermisch vermogen van de gasturbine groter is dan 20 MW, is het bedrijf ETS-plichtig. Daarom wordt ook een CO_2-kost van 0,00138 €/MWh meegerekend in de brandstofkost.

De **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** inclusief de CO_2-kost is dan gelijk aan **0,0199 €/kWh**.

11.6.4 BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 7.b.1	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	15,5
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,443**

Tabel 43: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 7.b.1

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 7.b.2	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	6,77
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,193**

Tabel 44: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 7.b.2

11.7 KWALITATIEVE WKK MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN > 1 MW_E EN ≤ 20 MW_E MET TURBINES OP STOOM EN GAS (WKK CAT. 7.C.1 EN 7.C.2)

11.7.1 KEUZE REFERENTIE-INSTALLATIE: GASTURBINE VAN 7 MW_E OP AARDGAS MET NAGESCHAKELDE STOOMTURBINE VAN 2 MW_E

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie worden gegevens van het bestaande productiepark gebruikt. Gezien de economische situatie van de laatste jaren, kan ervan worden uitgegaan dat alleen de meest kostenefficiënte projecten zijn gerealiseerd.

Op basis van de gegevens die bij het Vlaamse Energieagentschap beschikbaar zijn in het kader van de opvolging van certificaatgerechtigde installaties voor warmte-krachtkoppeling wordt gekozen voor een installatie met een gasturbine van **7 MW_e** op aardgas met nageschakelde stoomturbine van **2 MW_e**.

11.7.2 BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

11.7.2.1 Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Het bruto elektrisch en het netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie worden overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het **bruto elektrisch rendement is 26,8%** en het **netto thermisch rendement is 59,3%**.

Voor de referentie-installatie in deze categorie is het **Vlaams elektrisch referentierendement gelijk aan 50%** (aangesloten op een spanningsnet met een nominale spanning die lager is dan of gelijk aan 15 kV). Deze waarde is bepaald op basis van de werkelijke aansluitspanningen van WKK-installaties uit deze categorie.

Het **Vlaams thermisch referentierendement is gelijk aan 90%** (stoom als nuttige warmte) en vastgelegd overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie is **48,0%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **92%** (stoom, zonder inrekening van condensaatretour). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 15,9%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

11.7.2.2 Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het jaarlijks aantal vollasturen is gelijk aan **7.330 uren**.

11.7.2.3 Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik** van de referentie-installatie in deze categorie, voor de bepaling van de netto elektriciteitsproductie, wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het aandeel eigenverbruik is gelijk aan **2,0%** van de bruto elektriciteitsproductie.

////////////

11.7.2.4 Constructieperiode

De **constructieperiode** voor een gasturbine van 7 MW_e met nageschakelde stoomturbine van 2 MW_e wordt, als gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname van de installatie, gelijkgesteld aan **1 jaar**, overeenkomstig het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017].

11.7.3 BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

11.7.3.1 Specifieke investeringskost

In de **specifieke investeringskost van nieuwe installaties (WKK categorie 7.c.1)** worden volgende kosten meegenomen: gasturbine, stoomturbine, uitrusting voor warmterecuperatie (HRSG), instrumentatie, voorschriften en regeling, leidingen, kosten van de hulpsystemen, aansluiting van gas en elektriciteit, bouwonkosten en projectbeheerskosten (ingenieurskosten en managementkosten).

Vermits er tot op heden nog steeds weinig of geen representatieve gegevens van installaties in Vlaanderen beschikbaar zijn, wordt het cijfer uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017] behouden. Dit cijfer is geïndexeerd tot het jaar 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor stoom- en gasturbines met 1% per jaar tot 2020 [IEA, 2010].

Op basis van deze gegevens werd de **specifieke investeringskost voor een nieuwe installatie (WKK categorie 7.c.1)** bepaald op **2.160 €/kW_e**.

Voor **ingrijpende wijzigingen (WKK categorie 7.c.2)** is de investeringskost lager. Er wordt verondersteld dat de investeringskost voor een ingrijpende wijziging van een gasturbine 50% is van de kost van een nieuwe installatie. Dit komt neer op een investeringskost van **1.080 €/kW_e**.

11.7.3.2 Variabele kosten per eenheid productie in jaar 0

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** van een gasturbine van 7 MW_e met nageschakelde stoomturbine van 2 MW_e omvatten de operationele kosten en de onderhoudskosten.

Tot op heden zijn weinig of geen representatieve gegevens van installaties in Vlaanderen beschikbaar zijn, en is de enige referentie de kost uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Echter, vermits de variabele kosten voor de WKK-categorieën 7.a.1 en 7.a.2 gedaald is ten opzichte van het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017], mag hier ook een vermindering verwacht worden. In het vorig rapport bedroeg de variabele kost voor deze projectcategorie 79,5% van de som van de variabele kost van een gasturbine (categorie 7.a.1) en een stoomturbine (categorie 7.b.1). Dit percentage kan aangezien worden als een soort integratie-effect van de combinatie van de twee technologieën in een STEG. We mogen aannemen dat dit percentage weinig varieert in de tijd. Bijgevolg wordt ook dit percentage (79,5%) gebruikt voor de bepaling van de variabele kost per eenheid productie voor categorie 7.c.1. op basis van de som van de variabele kosten voor categorie 7.a.1 en categorie 7.b.1.

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0 (WKK-categorieën 7.c.1 en 7.c.2)** werden bepaald op **0,0138 €/kWh_e**.

11.7.3.3 Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

De vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0 wordt bepaald op basis van de meest recent beschikbare data van EUROSTAT [EUROSTAT, 2018]. Deze kost is verschillend voor verschillende verbruikerscategorieën afhankelijk van de elektriciteitsafname. Voor een gasturbine van 7.000 kW_e met nageschakelde stoomturbine van 2.000 kW_e kan ervan worden uitgegaan dat deze wordt geplaatst bij een verbruiker die tot verbruikerscategorie IF behoort (70.000 MWh < verbruik < 150.000 MWh) op MS. Dit komt volgens EUROSTAT voor het jaar 2017 neer op een vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname van 0,0598 €/kWh. Dit is de prijs exclusief BTW en inclusief alle tarieven (distributie- en transmissienettarieven, bijdrage groene stroom en WKK, enz.). Deze waarde voor 2017

wordt geïndexeerd met 3,5% voor installaties op MS, zoals aangegeven in paragraaf 6.4.3. (Marktprijs elektriciteit bij zelfafname voor overige verbruikers, pagina 31).

De **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname** bedraagt aldus **0,0618 €/kWh**.

11.7.3.4 Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 wordt bepaald op basis van de door de VREG meest recent goedgekeurde distributienettarieven. Dit zijn de tarieven voor het jaar 2018. Er wordt verondersteld dat een gasturbine van 7 MW_e met nageschakelde stoomturbine van 2 MW_e wordt aangesloten op het 1-26 kV net. Op dit net is het injectietarief gelijk aan 0,00135 €/kWh. Dit gemiddelde is bepaald op basis van de injectietarieven van de 7 netbeheerders onder EANDIS en de 4 netbeheerders onder INFRAX en bevat zowel het variabele als het vaste deel van het injectietarief. Bij het injectietarief wordt ook een onbalanskost bijgeteld, ter waarde van 0,0002 €/kWh, gebaseerd op cijfers uit de sector.

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** bedraagt aldus **0,00155 €/kWh**.

11.7.3.5 Prijs van de brandstof in jaar 0

De prijs van de brandstof voor een gasturbine van 7 MW_e met nageschakelde stoomturbine van 2 MW_e wordt bepaald door de aardgasprijs berekend op basis van de gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 19, de vervoerstarieven voor aansluiting op het aardgasdistributienet van Fluxys, de taksen en heffingen en de CO_2-kost.

De gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 19 bedraagt 0,0167 €/kWh BVW. Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW) met een omrekeningsfactor van 0,903 (0,0186 €/kWh OVW).

De vervoerstarieven voor aansluiting op het distributienet van Fluxys (incl. odorisatie) bedragen 0,00189 €/kWh. De berekening van de taksen en heffingen is bepaald door de beslissing van de CREG van 29 oktober 2015 voor de tarieven voor de aansluiting op en het gebruik van het vervoersnet, alsook van de opslagdiensten en de ondersteunende diensten voor de jaren 2016-2019. Deze tarieven zijn eveneens terug te vinden op de website van Fluxys [Fluxys, 2017]. Na interne controle werd een rekenfout ontdekt bij de berekening voor het ontwerprapport. De taksen en heffingen bedragen 0,000287 €/kWh.

Gezien het ingaand thermisch vermogen van de gasturbine groter is dan 20 MW, is het bedrijf ETS-plichtig. Daarom wordt ook een CO_2-kost van 0,00138 €/MWh meegerekend in de brandstofkost.

De **totale prijs van de brandstof in jaar 0** inclusief de CO_2-kost is dan gelijk aan **0,0221 €/kWh**.

11.7.3.6 Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

De vermeden primaire brandstof is eveneens aardgas. De marktwaarde van aardgas wordt bepaald op basis van de gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 19 (0,0167 €/kWh BVW). Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0185 €/kWh OVW.

Gezien het ingaand thermisch vermogen van de gasturbine groter is dan 20 MW, is het bedrijf ETS-plichtig. Daarom wordt ook een CO_2-kost van 0,00138 €/MWh meegerekend in de brandstofkost.

De **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** inclusief de CO_2-kost is dan gelijk aan **0,0199 €/kWh**.

////////////

11.7.4 BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 7.c.1	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	64,7
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	1,85
De bandingfactor wordt afgetopt op:	**1,00**

Tabel 45: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 7.c.1

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 7.c.2	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	23,9
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,683**

Tabel 46: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 7.c.2

11.8 KWALITATIEVE WKK MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN >20 MW_E EN ≤ 50 MW_E MET TURBINES OP GAS (CAT. 8.A.1 EN CAT. 8.A.2)

11.8.1 KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: GASTURBINE VAN 30 MW_E OP AARDGAS

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie worden gegevens van het bestaande productiepark gebruikt. Gezien de economische situatie van de laatste jaren, kan ervan worden uitgegaan dat alleen de meest kostenefficiënte projecten zijn gerealiseerd.

Op basis van de gegevens die bij het Vlaamse Energieagentschap beschikbaar zijn in het kader van de opvolging van certificaatgerechtigde installaties voor warmte-krachtkoppeling wordt gekozen voor een installatie met een gasturbine van **30 MW_e** op aardgas.

11.8.2 BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

11.8.2.1 Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Wegens gebrek aan nieuwe installaties in deze categorie, wordt het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het **bruto elektrisch rendement is 35,7%** en het **netto thermisch rendement is 50%** .

Voor de referentie-installatie in deze categorie is het **Vlaams elektrisch referentierendement 55%** (aangesloten op een spanningsnet met een nominale spanning die hoger is dan 15 kV) en het **Vlaams thermisch referentierendement 90%** (stoom als nuttige warmte), overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie is **49,3%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **92%** (stoom, zonder inrekening van condensaatretour). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 20,8%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

11.8.2.2 Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen uit WKK categorie 7.a.1 en is gelijk aan **7.470 uren**. Deze waarde ligt in lijn met het aantal vollasturen dat door de twee certificaatgerechtigde installaties in deze categorie wordt gehaald.

11.8.2.3 Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik** van de referentie-installatie in deze categorie, voor de bepaling van de netto elektriciteitsproductie, wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het aandeel eigenverbruik is gelijk aan **2,0%** van de bruto elektriciteitsproductie.

////////////

11.8.2.4 Constructieperiode

De **constructieperiode** voor een gasturbine van 30 MW_e wordt, als gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname van de installatie, gelijkgesteld aan **2 jaar**, overeenkomstig het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017].

11.8.3 BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

11.8.3.1 Specifieke investeringskost

In de **specifieke investeringskost van nieuwe installaties (WKK categorie 8.a.1)** worden volgende kosten meegenomen: gasturbine, uitrusting voor warmterecuperatie (HRSG), instrumentatie, voorschriften en regeling, leidingen, kosten van de hulpsystemen, aansluiting van gas en elektriciteit, bouwonkosten en projectbeheerskosten (ingenieurskosten en managementkosten).

Vermits er geen recente cijfers beschikbaar zijn wordt dezelfde methodologie aangehouden als in het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. De specifieke investeringskost uit het rapport 2017 [VEA, 2017] wordt geïndexeerd tot het jaar 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor gasturbines met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010].

Op basis van deze gegevens werd de **specifieke investeringskost voor een nieuwe installatie (WKK categorie 8.a.1)** bepaald op **1.370 €/kW_e**.

Voor **ingrijpende wijzigingen (WKK categorie 8.a.2)** is de investeringskost lager. Er wordt verondersteld dat de investeringskost voor een ingrijpende wijziging van een gasturbine 50% is van de kost van een nieuwe installatie. Dit komt neer op een investeringskost van **685 €/kW_e**.

11.8.3.2 Variabele kosten per eenheid productie in jaar 0

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** van een gasturbine van 30 MW_e bevatten de operationele kosten en onderhoudskosten.
In 2018 zijn de variabele kosten opgevraagd van enkele recente installaties. De ontvangen opgegeven kosten van sommige installaties uit de marktbevraging bleken ruim lager te liggen dan de waarde in het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017] (=0,0110 €/kWh_e). Na raadpleging van de stakeholders bleek dat in de opgegeven variabele kosten wellicht de operatorkost niet steeds correct werd bepaald. De variabele kosten uit de marktbevraging werden dan ook gecorrigeerd met waarden bekomen van de sector via het stakeholderoverleg. Deze kosten zijn geïndexeerd tot het jaar 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018].

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0 (WKK-categorieën 8.a.1 en 8.a.2)** werden bepaald op **0,00929 €/kWh_e**.

11.8.3.3 Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

Gezien een gasturbine van 30 MW_e typisch wordt geplaatst bij een industriële grootverbruiker, wordt de vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname bepaald op basis van de ENDEX Cal 19 voor elektriciteit. Deze elektriciteitsprijs (0,0365 €/kWh) wordt verhoogd met de vermeden ELIA-tarieven (goedgekeurd door de CREG op 3 december 2015 voor de periode 2016-2019 – totaal 0,00457 €/kWh) en vermeden taksen en heffingen en bijdragen voor certificaatverplichtingen (0,00369 €/kWh).

De **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0** bedraagt aldus **0,0448 €/kWh.**

//////////////

11.8.3.4 Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 bestaat uit het injectietarief zoals bepaald door de beslissing van de CREG van 3 december 2015 en is van toepassing vanaf 1 januari 2016 tot en met 31 december 2019. Het injectietarief voor 2018 is gelijk aan 0,000964 €/kWh Deze tarieven zijn eveneens terug te vinden op de website van Elia [ELIA, 2018].
Bij het injectietarief wordt ook een onbalanskost bijgeteld, ter waarde van 0,00014 €/kWh, gebaseerd op cijfers uit de sector.

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** bedraagt aldus **0,00110 €/kWh**

11.8.3.5 Prijs van de brandstof in jaar 0

Gezien een gasturbine van 30 MW_e typisch wordt geplaatst bij een industriële grootverbruiker, wordt de aankoopkost voor aardgas bepaald door de gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 19 (0,0167 €/kWh BVW). Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW) met een omrekeningsfactor van 0,903.
Deze energiecomponent (0,0185 €/kWh OVW) wordt verhoogd met de vervoerstarieven voor aardgas (incl. odorisatie) (0,000398 €/kWh) en de taksen en heffingen (0,000272 €/kWh), zoals bepaald door de beslissing van de CREG van 29 oktober 2015 voor de tarieven voor de aansluiting op en het gebruik van het vervoersnet, alsook van de opslagdiensten en de ondersteunende diensten voor de jaren 2016-2019. Deze tarieven zijn eveneens terug te vinden op de website van Fluxys [Fluxys, 2017].

Gezien het ingaand thermisch vermogen van de installatie groter is dan 20 MW, is het bedrijf ETS-plichtig. Daarom wordt ook een CO_2-kost van 0,00138 €/MWh meegerekend in de brandstofkost.

De **prijs van de brandstof in jaar 0** inclusief de CO_2-kost is dan gelijk aan **0,0206 €/kWh**.

11.8.3.6 Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

Gezien een gasturbine van 30 MW_e typisch wordt geplaatst bij een industriële grootverbruiker, wordt de aankoopkost voor aardgas bepaald door de gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 19 (0,0167 €/kWh BVW). Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0185 €/kWh OVW.
Gezien het ingaand thermisch vermogen van de gasturbine groter is dan 20 MW, is het bedrijf ETS-plichtig. Daarom wordt ook een CO_2-kost van 0,00138 €/MWh meegerekend in de brandstofkost.

De **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** inclusief de CO_2-kost is dan gelijk aan **0,0199 €/kWh**.

11.8.4 BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 8.a.1	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	62,8
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	1,79
De bandingfactor wordt afgetopt op:	**1,00**

Tabel 47: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 8.a.1

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 8.a.2	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	25,4
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	0,726

Tabel 48: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 8.a.2

11.9 KWALITATIEVE WKK MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN >20 MW_E EN ≤ 50 MW_E MET TURBINES OP STOOM (WKK CAT. 8.B.1 EN CAT. 8.B.2)

11.9.1 KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: STOOMTURBINE VAN 30 MW_E OP AARDGAS

Er zijn momenteel geen installaties in Vlaanderen in deze categorie die certificaatgerechtigd zijn. Vermits men mag aannemen dat op jaarbasis deze gegevens weinig zullen verschillen wordt voor dit rapport dezelfde referentie-installatie genomen : een installatie met een stoomturbine van **30 MW_e** op aardgas.

11.9.2 BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

11.9.2.1 Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Voor het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Het **bruto elektrisch/mechanisch rendement** is **9,50%** en het **netto thermisch rendement** is **84,5%**.

Voor de referentie-installatie in deze categorie is het **Vlaams elektrisch referentierendement 55%** (aangesloten op een spanningsnet met een nominale spanning die hoger is dan 15 kV) en het **Vlaams thermisch referentierendement 90%** (stoom als nuttige warmte), overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie is **47,8%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **92%** (stoom, zonder inrekening van condensaatretour). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing iets meer dan 10%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

11.9.2.2 Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017] en is gelijk aan **5.700 uren**.

11.9.2.3 Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik** van de referentie-installatie in deze categorie, voor de bepaling van de netto elektriciteitsproductie, wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017] en is gelijk aan **1,0%** van de bruto elektriciteitsproductie.

11.9.2.4 Constructieperiode

De **constructieperiode** voor een stoomturbine van 30 MW_e wordt, als gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname van de installatie, gelijkgesteld aan **2 jaar**, overeenkomstig het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017].

////////////

11.9.3 BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

11.9.3.1 Specifieke investeringskost

In de **specifieke investeringskost van nieuwe installaties (WKK categorie 8.b.1)** worden de volgende kosten meegenomen: stoomturbine, uitrusting voor de warmterecuperatie, instrumentatie, voorschriften en regeling, leidingen, kosten van de hulpsystemen, aansluiting van gas en elektriciteit, bouwonkosten en projectbeheerskosten (ingenieurskosten en managementkosten).

Vermits er tot op heden nog steeds weinig of geen representatieve installaties in Vlaanderen recent geplaatst werden, wordt het cijfer uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017] overgenomen. Dit cijfer is geïndexeerd tot het jaar 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor stoomturbines met 0,5% per jaar tot 2020 [IEA, 2010].

De **specifieke investeringskost voor een nieuwe installatie (WKK categorie 8.b.1)** wordt bepaald op **1.050 €/kW$_e$**.

Voor **ingrijpende wijzigingen (WKK categorie 8.b.2)** is de investeringskost lager. Er wordt verondersteld dat de investeringskost voor een ingrijpende wijziging van een gasturbine 50% is van de kost van een nieuwe installatie. Dit komt neer op een investeringskost van **525 €/kW$_e$**.

11.9.3.2 Variabele kosten per eenheid productie in jaar 0

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** van een stoomturbine van 30 MW$_e$ zijn de operationele kosten en onderhoudskosten.

Vermits er tot op heden nog steeds weinig of geen representatieve installaties in Vlaanderen recent geplaatst werden, wordt het cijfer uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017] overgenomen. Dit cijfer is geïndexeerd tot het jaar 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018].

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0 (WKK-categorieën 8.b.1 en 8.b.2)** worden bepaald op **0,00452 €/kWh$_e$**.

11.9.3.3 Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

Gezien een stoomturbine van 30 MW$_e$ typisch wordt geplaatst bij een industriële grootverbruiker, wordt de vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname bepaald op basis van de ENDEX Cal 19 voor elektriciteit. Deze elektriciteitsprijs (0,0365 €/kWh) wordt verhoogd met de vermeden ELIA-tarieven (goedgekeurd door de CREG op 3 december 2015 voor de periode 2016-2019 – totaal 0,00457 €/kWh) en vermeden taksen en heffingen en bijdragen voor certificaatverplichtingen (0,00369 €/kWh).

De **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0** bedraagt aldus **0,0448 €/kWh.**

11.9.3.4 Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 bestaat uit het injectietarief zoals bepaald door de beslissing van de CREG van 3 december 2015 en is van toepassing vanaf 1 januari 2016 tot en met 31 december 2019. Het injectietarief voor 2018 is gelijk aan 0,000964 €/kWh Deze tarieven zijn eveneens terug te vinden op de website van Elia [ELIA, 2018].
Bij het injectietarief wordt ook een onbalanskost bijgeteld, ter waarde van 0,00014 €/kWh, gebaseerd op cijfers uit de sector.

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** bedraagt aldus **0,00110 €/kWh.**

////////////

11.9.3.5 Prijs van de brandstof in jaar 0

Gezien een stoomturbine van 30 MW_e typisch wordt geplaatst bij een industriële grootverbruiker, wordt de aankoopkost voor aardgas bepaald door de gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 19 (0,0167 €/kWh BVW). Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW) met een omrekeningsfactor van 0,903.
Deze energiecomponent (0,0185 €/kWh OVW) wordt verhoogd met de vervoerstarieven voor aardgas (incl. odorisatie) (0,000398 €/kWh) en de taksen en heffingen (0,000272 €/kWh), zoals bepaald door de beslissing van de CREG van 29 oktober 2015 voor de tarieven voor de aansluiting op en het gebruik van het vervoersnet, alsook van de opslagdiensten en de ondersteunende diensten voor de jaren 2016-2019. Deze tarieven zijn eveneens terug te vinden op de website van Fluxys [Fluxys, 2017].

Gezien het ingaand thermisch vermogen van de installatie groter is dan 20 MW, is het bedrijf ETS-plichtig. Daarom wordt ook een CO_2-kost van 0,00138 €/MWh meegerekend in de brandstofkost.

De **prijs van de brandstof in jaar 0** inclusief de CO_2-kost is dan gelijk aan **0,0206 €/kWh**.

11.9.3.6 Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

Gezien een stoomturbine van 30 MW_e typisch wordt geplaatst bij een industriële grootverbruiker, wordt de aankoopkost voor aardgas bepaald door de gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 19 (0,0167 €/kWh BVW). Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0185 €/kWh OVW.
Gezien het ingaand thermisch vermogen van de gasturbine groter is dan 20 MW, is het bedrijf ETS-plichtig. Daarom wordt ook een CO_2-kost van 0,00138 €/MWh meegerekend in de brandstofkost.

De **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** inclusief de CO_2-kost is dan gelijk aan **0,0199 €/kWh**.

11.9.4 BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 8.b.1	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	17,7
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,506**

Tabel 49: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 8.b.1

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 8.b.2	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	0,301
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	**0,00860**

Tabel 50: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 8.b.2

////////////

11.10 KWALITATIEVE WKK MET EEN BRUTO NOMINAAL VERMOGEN > 20 MW_E EN ≤ 50 MW_E MET TURBINES OP STOOM EN GAS (CAT. 8.C.1 EN CAT. 8.C.2)

11.10.1 KEUZE VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE: GASTURBINE VAN 30 MW_E MET NAGESCHAKELDE STOOMTURBINE VAN 7 MW_E OP AARDGAS

Er zijn momenteel geen installaties in Vlaanderen in deze categorie die certificaatgerechtigd zijn. Vermits men mag aannemen dat op jaarbasis deze gegevens weinig zullen verschillen wordt voor dit rapport dezelfde referentie-installatie genomen : een installatie met een gasturbine van **30 MW_e** en een nageschakelde stoomturbine van **7 MW_e**, wat neerkomt op een WKK-installatie van 37 MW_e.

11.10.2 BEPALING VAN DE TECHNISCHE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

11.10.2.1 Bruto elektrisch en netto thermisch rendement

Wegens gebrek aan nieuwe gegevens (er zijn geen certificaatgerechtigde installaties in deze categorie) worden het bruto elektrisch en netto thermisch rendement van de referentie-installatie in deze categorie overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Er worden geen evoluties voor deze parameters verwacht in 2017. Het **bruto elektrisch rendement is 35,7%** en het **netto thermisch rendement is 50,0%**.

Voor de referentie-installatie in deze categorie is het **Vlaams elektrisch referentierendement 55%** (aangesloten op een spanningsnet met een nominale spanning die hoger is dan 15 kV) en het **Vlaams thermisch referentierendement 90%** (stoom als nuttige warmte), overeenkomstig het bepaalde in artikel 6.2.10 van het Energiebesluit en het ministerieel besluit van 26 mei 2016 inzake de vastlegging van referentierendementen voor de toepassing van de voorwaarden voor kwalitatieve warmte-krachtinstallaties.

De **Europese elektrische rendementsreferentiewaarde** voor de referentie-installatie is **49,3%** (na correctie voor klimaatomstandigheden en voor vermeden netverliezen) en de **Europese thermische rendementsreferentiewaarde** is **92%** (stoom, zonder inrekening van condensaatretour). Deze waarden werden bepaald op basis van de gedelegeerde verordening 2015/2402 van de Commissie tot herziening van de geharmoniseerde rendementsreferentiewaarden voor gescheiden productie van elektriciteit en warmte overeenkomstig Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Uitvoeringsbesluit 2011/877/EU van de Commissie.

Op basis van bovenstaande rendementen is de relatieve primaire energiebesparing gelijk aan 20,2%. Dit betekent dat de WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden voor een kwalitatieve WKK-installatie, overeenkomstig het bepaalde in bijlage I van het Energiebesluit. De WKK-installatie heeft bijgevolg recht op steun via warmte-krachtcertificaten.

11.10.2.2 Jaarlijks aantal vollasturen

Het **jaarlijks aantal vollasturen** van de referentie-installatie in deze categorie wordt overgenomen van de referentie-installatie uit WKK categorie 8.a.1 (gasturbine van 30 MW_e) en is gelijk aan **7.470 uren**.

11.10.2.3 Aandeel eigenverbruik

Het **aandeel eigenverbruik** van de referentie-installatie in deze categorie, voor de bepaling van de netto elektriciteitsproductie, wordt overgenomen uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017] en is gelijk aan **2,0%** van de bruto elektriciteitsproductie.

11.10.2.4 Constructieperiode

De **constructieperiode** voor een gasturbine van 30 MW_e met nageschakelde stoomturbine van 7 MW_e wordt, als gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname van de installatie, gelijkgesteld aan **2 jaar**, overeenkomstig het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017].

//////////////

11.10.3 BEPALING VAN DE FINANCIËLE PARAMETERS VAN DE REFERENTIE-INSTALLATIE

11.10.3.1 Specifieke investeringskost

In de **specifieke investeringskost van nieuwe installaties (WKK categorie 8.c.1)** worden de volgende kosten meegenomen: gasturbine, stoomturbine, uitrusting voor de warmterecuperatie (HRSG), instrumentatie, voorschriften en regeling, leidingen, kosten van de hulpsystemen, aansluiting van gas en elektriciteit, bouwonkosten en projectbeheerskosten (ingenieurskosten en managementkosten).

Vermits er tot op heden nog steeds weinig of geen representatieve installaties in Vlaanderen recent geplaatst werden, wordt het cijfer uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017] overgenomen. Dit cijfer is geïndexeerd tot het jaar 2019 volgens de werkelijke inflatie tot 2018 en een ingeschatte inflatie tussen 2018 en 2019, overeenkomstig inschattingen van het Federaal Planbureau [FPB, 2018]. In de berekening werd eveneens rekening gehouden met de verwachte dalende technologiekost voor stoom- en gasturbines met 1% per jaar tot 2020 [IEA, 2010]. Bij prijzen in dollar werd eveneens rekening gehouden met de wisselkoersschommelingen van de dollar ten opzichte van de euro tussen het referentiejaar en 2018.

Op basis van deze gegevens werd de **specifieke investeringskost voor een nieuwe installatie (WKK categorie 8.c.1)** bepaald op **2.140 €/kW$_e$**.

Voor **ingrijpende wijzigingen (WKK categorie 8.c.2)** is de investeringskost lager. Er wordt verondersteld dat de investeringskost voor een ingrijpende wijziging van een gasturbine 50% is van de kost van een nieuwe installatie. Dit komt neer op een investeringskost van **1.070 €/kW$_e$**.

11.10.3.2 Variabele kosten per eenheid productie in jaar 0

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0** van een gasturbine van 30 MW$_e$ met nageschakelde stoomturbine van 7 MW$_e$ bevatten de operationele kosten en onderhoudskosten.

Tot op heden zijn weinig of geen representatieve gegevens van installaties in Vlaanderen beschikbaar, en is de enige referentie de kost uit het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017]. Echter, vermits de variabele kosten voor de WKK-categorieën 8.a.1 en 8.a.2 gedaald is ten opzichte van het VEA-rapport 2017 [VEA, 2017], mag hier ook een daling verwacht worden. Een analoge berekening als voor categorie 7.c.1 geeft een variabele kost van 0,0140 €/kWh$_e$. Echter het lijkt niet logisch dat voor deze categorie de variabele kosten per eenheid productie hoger zouden liggen dan voor categorie 7.c.1. Daarom worden voor deze categorie de variabele kosten per eenheid productie identiek genomen als deze voor cat. 7.c.1, zoals bijvoorbeeld ook gebeurd is in het vorige rapport [VEA, 2017].

De **variabele kosten per eenheid productie in jaar 0 (WKK-categorieën 8.c.1 en 8.c.2)** werden bepaald op **0,0138 €/kWh$_e$**.

11.10.3.3 Vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0

Gezien een gasturbine van 30 MW$_e$ met nageschakelde stoomturbine van 7MW$_e$ typisch wordt geplaatst bij een industriële grootverbruiker, wordt de vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname bepaald op basis van de ENDEX Cal 19 voor elektriciteit. Deze elektriciteitsprijs (0,0365 €/kWh) wordt verhoogd met de vermeden ELIA-tarieven (goedgekeurd door de CREG op 3 december 2015 voor de periode 2016-2019 – totaal 0,00457 €/kWh) en vermeden taksen en heffingen en bijdragen voor certificaatverplichtingen (0,00369 €/kWh).

De **vermeden kost van elektriciteit bij zelfafname in jaar 0** bedraagt aldus **0,0448 €/kWh.**

11.10.3.4 Kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0

De kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0 bestaat uit het injectietarief zoals bepaald door de beslissing van de CREG van 3 december 2015 en is van toepassing vanaf 1 januari 2016 tot en met 31 december 2019. Het injectietarief voor 2018 is gelijk aan 0,000964 €/kWh Deze tarieven zijn eveneens terug te vinden op de website van Elia [ELIA, 2018].

Bij het injectietarief wordt ook een onbalanskost bijgeteld, ter waarde van 0,00014 €/kWh, gebaseerd op cijfers uit de sector.

De **kost voor de geïnjecteerde elektriciteit in jaar 0** bedraagt aldus **0,00110 €/kWh.**

11.10.3.5 Prijs van de brandstof in jaar 0

Gezien een gasturbine van 30 MW_e met nageschakelde stoomturbine van 7MW_e typisch wordt geplaatst bij een industriële grootverbruiker, wordt de aankoopkost voor aardgas bepaald door de gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 19 (0,0167 €/kWh BVW). Deze waarde wordt omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW) met een omrekeningsfactor van 0,903.
Deze energiecomponent (0,0185 €/kWh OVW) wordt verhoogd met de vervoerstarieven voor aardgas (incl. odorisatie) (0,000398 €/kWh) en de taksen en heffingen (0,000272 €/kWh), zoals bepaald door de beslissing van de CREG van 29 oktober 2015 voor de tarieven voor de aansluiting op en het gebruik van het vervoersnet, alsook van de opslagdiensten en de ondersteunende diensten voor de jaren 2016-2019. Deze tarieven zijn eveneens terug te vinden op de website van Fluxys [Fluxys, 2017].

Gezien het ingaand thermisch vermogen van de installatie groter is dan 20 MW, is het bedrijf ETS-plichtig. Daarom wordt ook een CO_2-kost van 0,00138 €/MWh meegerekend in de brandstofkost.

De **prijs van de brandstof in jaar 0** inclusief de CO_2-kost is dan gelijk aan **0,0206 €/kWh**.

11.10.3.6 Marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0

Gezien een gasturbine van 30 MW_e met nageschakelde stoomturbine van 7MW_e typisch wordt geplaatst bij een industriële grootverbruiker, wordt de aankoopkost voor aardgas bepaald door de gemiddelde aardgasprijs TTF Cal 19 (0,0167 €/kWh BVW). Omgerekend van bovenste verbrandingswaarde (BVW) naar onderste verbrandingswaarde (OVW), met een omrekeningsfactor van 0,903 is de gemiddelde aardgasprijs gelijk aan 0,0185 €/kWh OVW.
Gezien het ingaand thermisch vermogen van de gasturbine groter is dan 20 MW, is het bedrijf ETS-plichtig. Daarom wordt ook een CO_2-kost van 0,00138 €/MWh meegerekend in de brandstofkost.

De **marktwaarde zonder toevoeging van taksen, heffingen en vermeden netkosten van de vermeden primaire brandstof voor dezelfde hoeveelheid nuttige warmte in jaar 0** inclusief de CO_2-kost is dan gelijk aan **0,0199 €/kWh**.

11.10.4 BEREKENING VAN DE ONRENDABELE TOP EN BANDINGFACTOR

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 8.c.1	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	114
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	3,26
De bandingfactor wordt afgetopt op:	**1,00**

Tabel 51: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 8.c.1

Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 8.c.2	
De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	55,8
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op:	1,59
De bandingfactor wordt afgetopt op:	**1,00**

Tabel 52: Onrendabele top en bandingfactor WKK categorie 8.c.2

12 OVERZICHT PARAMETERWAARDEN

12.1 ALGEMENE PARAMETERS

	Eenheid	Waarde
$P_{EL,V}$	[€/kWh]	0,0365
b	[%]	25%
IAP	[%]	13,5%
i	[%]	100%
r_d	[%]	3,0%
E	[%]	20%
$i_{EL,ZA}$	[%]	3,5%
i_{PBW}	[%]	2,5%
i_{OK}	[%]	2%

Tabel 53: Overzicht algemene parameters

12.2 SPECIFIEKE PARAMETERS VOOR PV > 10 KW AC VERMOGEN EN ≤ 750 KW AC VERMOGEN

	Eenheid	GS Cat. 2a en GS Cat. 2b	GS Cat. 2/1a en GS Cat. 2/1b	GS Cat. 3a en GS Cat. 3b
U	[kWe]	33	139	444
VU	[u]	899	899	899
Economische levensduur	[jaar]	15	15	15
K_i	[€/kWe]	1.380	1.080	1.040
K_V	[€/kWe]	Cat. 2a: 20,9+5/(30/0,9); Cat. 2b: 20,9	Cat. 2/1a: 11,0+30/(125/0,9); Cat. 2/1b: 11,0	Cat. 3a: 11,0+150/(400/0,9); Cat. 3b: 11,0
I_V	[€/kWe]	121	121	121
Levensduur te vervangen onderdeel	[jaar]	12	12	12
ZA_{EL}	[%]	60%*	60%*	55%*
$P_{EL,ZA}$	[€/kWh]	0,183	0,0964	0,0964
P_{IN}	[€/kWh]	21,4% x PEL,V + 0,0120	21,4% x PEL,V + 0,0101	21,4% x PEL,V + 0,00377
r	[%]	5%*	5%*	5%*
T_b	[jaar]	10*	10*	10*
T_r	[jaar]	10*	10*	10*
T_c	[jaar]	-	-	-
T_a	[jaar]	10*	10*	10*
$i_{EL,V}$	[%]	2,5%	2,5%	2,5%

*: in Energiebesluit vastgelegde parameterwaarden

Tabel 54: Overzicht parameters voor PV-installaties > 10 kW AC vermogen en ≤ 750 kW AC vermogen

12.3 SPECIFIEKE PARAMETERS VOOR WINDTURBINES OP LAND > 10 KW_E EN ≤ 4,5 MW_E

	Eenheid	GS Cat. 4a en GS Cat. 4b	GS Cat. 4/1a en GS Cat. 4/1b
U	[kWe]	2.300	3.290
VU	[u]	2.210	2.380
Economische levensduur	[jaar]	20	20
K_i	[€/kWe]	1.330	1.300
K_V	[€/kWe]	Cat. 4a: 40,4 + 1000/2300; Cat. 4b: 40,4	Cat. 4/1a: 35,3 + 1000/3290; Cat. 4/1b: 35,3
ZA_{EL}	[%]	0%*	0%*
P_{IN}	[€/kWh]	10% x PEL,V + 0,00137	10% x PEL,V + 0,00134
r	[%]	7,5%*	7,5%*
T_b	[jaar]	20*	20*
T_r	[jaar]	20*	20*
T_c	[jaar]	1	1
T_a	[jaar]	20*	20*
$i_{EL, V}$	[%]	2,5%	2,5%

*: in Energiebesluit vastgelegde parameterwaarden

Tabel 55: Overzicht parameters voor windturbines op land > 10 kW_e en ≤ 4,5 MW_e

12.4 SPECIFIEKE PARAMETERS VOOR GROENE STROOM UIT BIOGAS > 10 KW_E EN ≤ 20 MW_E

	Eenheid	Cat. 5/1a en cat. 5/1b	Cat. 6/1a en cat. 6/1b	Cat. 10/1a en cat. 10/1b
U	[kW_e]	2.800	1.300	7.000
VU	[u]	7.770	7.200	7.770
η_{el}	[%]	42,7%	39,9%	42,7%
$\eta_{th,WKK}$	[%]	50,4%	49,0%	50,4%
$\eta_{th,ref}$	[%]	70%	70%	70%
$\eta_{el,ref}$	[%]	42%	42%	42%
$\eta_{th,ref,k}$	[%]	90%	90%	90%
K_i	[€/kW_e]	4.180	12.600	4.050
K_V	[€/kW_e]	432	758	405
K_{Var}	[€/kWh_e]	0	0	0
Iv	[€/kW_e]	480	1.200	384
Levensduur te vervangen onderdeel	[jaar]	10	10	10
P_{PBW}	[€/kWh]	N.V.T.	0,0213	N.V.T.
M_{IS}	[ton]	56.300	35.000	165.000
PO_{IS}	[€/ton]	14,3	-84,5	14,3
M_{US}	[ton]	24.000	31.000	79.500
PO_{US}	[€/ton]	4,37	84,5	4,53
ZA_{EL}	[%]	0%*	30%*	0%*
$P_{EL,ZA}$	[€/kWh]	N.V.T.	0,0947	N.V.T.
P_{IN}	[€/kWh]	0,00134+1,64% x $P_{EL,V}$	0,00141+1,64% x $P_{EL,V}$	0,00133+1,64% x $P_{EL,V}$
EV_{EL}	[%]	11,4%	22%	11,4%
$EV_{EL,WKK}$	[%]	2,09%	2,09%	2,09%
EV_{GSC}	[%]	3,94%	1,87%	3,94%
BF_{WKC}	[-]	1	1	1
P_{WKC}	[€/kWh]	0,035	0,035	0,035
r	[%]	12%*	12%*	12%*
T_r	[jaar]	15*	15*	15*
T_c	[jaar]	1	1	1
T_a	[jaar]	15*	15*	15*
T_b	[jaar]	15*	15*	15*

	Eenheid	Cat. 5/1a en cat. 5/1b	Cat. 6/1a en cat. 6/1b	Cat. 10/1a en cat. 10/1b
$i_{EL,V}$	[%]	2,5%	2,5%	2,5%
i_{IS}	[%]	1,66%	0,0%	1,66%
i_{US}	[%]	2,0%	0,0%	2,0%

*: in Energiebesluit vastgelegde parameterwaarden

Tabel 56: Overzicht parameters voor groene stroom uit biogas > 10 kW_e en ≤ 20 MW_e

12.5 SPECIFIEKE PARAMETERS VOOR VERBRANDING VAN BIOMASSA > 10 KWE EN ≤ 20 MWE

	Eenheid	Cat. 15a en Cat. 15b	Cat. 16a en Cat. 16b	Cat. 17a en Cat. 17b
U	[kWe]	10.000	800	10.000
VU	[u]	6.600	3.000	7.440
Economische levensduur	[jaar]	15	15	15
η_{el}	[%]	25,60%	40,50%	28,40%
$\eta_{th,WKK}$	[%]	15,00%	44,00%	15,00%
$\eta_{th,ref}$	[%]	90,00%	90,00%	90,00%
$\eta_{el,ref}$	[%]	37,00%	44,20%	37,00%
$\eta_{th,ref,k}$	[%]	90,00%	90,00%	90,00%
K_i	[€/kWe]	4.660	1.570	4.360
K_V	[€/kWe]	292	103	213
K_{Var}	[€/kWhe]	0,0308	-	0,0134
P_B	[€/kWhe]	0,0110	0,0671	0,000256
P_{PBW}	[€/kWh]	0,0224	0,0246	0,0224
ZA_{EL}	[%]	40,0%*	40,0%*	30,0%*
$P_{EL,ZA}$	[€/kWh]	0,0727	0,1150	0,0727
P_{IN}	[€/kWh]	0,000707+0,548% x PEL,V	0,00132+0,548% x PEL,V	0,000704+0,548% x PEL,V
EV_{EL}	[%]	16,50%	1,20%	13,50%
$EV_{EL,WKK}$	[%]	NVT	1,20%	NVT
EV_{GSC}	[%]	16,50%	10,00%	0,20%
BF_{WKC}	[-]	NVT	1	NVT
P_{WKC}	[€/kWh]	NVT	0,0350	NVT
r	[%]	12%*	12%*	12%*
T_r	[jaar]	15*	15*	15*
T_c	[jaar]	2	1	2
T_a	[jaar]	15*	15*	15*
T_b	[jaar]	15*	15*	15*
$i_{EL,V}$	[%]	2,5%	2,5%	2,5%
i_B	[%]	1,10%	2,00%	1,10%

*: in Energiebesluit vastgelegde parameterwaarden

Tabel 57: Overzicht parameters voor verbranding van biomassa > 10 kW_e en ≤ 20 MW_e

12.6 SPECIFIEKE PARAMETERS VOOR WKK OP BIOGAS > 10 KW_E EN ≤ 20 MW_E

	Eenheid	Cat. 5/1.a.1	Cat. 5/1.b.1	Cat. 5/1.a.2	Cat. 5/1.b.2	Cat. 5/1.a.3	Cat. 5/1.b.3	Cat. 6/1.a.	Cat. 6/1.b.
U	[kW_e]	2.800	2.800	1.300	1.300	500	500	7.000	7.000
VU	[u]	7.770	7.770	7.200	7.200	4.600	4.600	7.770	7.770
η_{el}	[%]	42,7%	42,7%	39,9%	39,9%	35,8%	35,8%	42,7%	42,7%
$\eta_{th,WKK}$	[%]	50,4%	50,4%	49,0%	49,0%	15,0%	15,0%	50,4%	50,4%
$\eta_{th,ref}$	[%]	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
$\eta_{el,ref}$	[%]	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%
$\eta_{th,ref,k}$	[%]	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
K_i	[€/kW_e]	722	481	853	524	1.550	789	593	396
K_V	[€/kW_e]	85,1	85,1	0	0	190	190	58,4	58,4
K_{Var}	[€/kWh_e]	0	0	0,0118	0,0118	0	0	0	0
P_B	[€/kWh]	0,0722	0,0722	0,133	0,133	0	0	0,0760	0,0760
P_{PBW}	[€/kWh]	0,0213	0,0213	0,0213	0,0213	0,0246	0,0246	0,0213	0,0213
ZA_{EL}	[%]	0%*	0%*	30%*	30%*	0%*	0%*	0%*	0%*
$P_{EL,ZA}$	[€/kWh]	N.V.T.	N.V.T.	0,0947	0,0947	N.V.T.	N.V.T.	N.V.T.	N.V.T.
P_{IN}	[€/kWh]	0,00134+ 1,64% x $P_{EL,V}$	0,00134+ 1,64% x $P_{EL,V}$	0,00139+ 1,64% x $P_{EL,V}$	0,00139+ 1,64% x $P_{EL,V}$	0,00152+ 1,64% x $P_{EL,V}$	0,00152+ 1,64% x $P_{EL,V}$	0,00133+ 1,64% x $P_{EL,V}$	0,00133+ 1,64% x $P_{EL,V}$
EV_{EL}	[%]	2,09%	2,09%	2,09%	2,09%	2,09%	2,09%	2,09%	2,09%
$EV_{EL,WKK}$	[%]	2,09%	2,09%	2,09%	2,09%	2,09%	2,09%	2,09%	2,09%
r	[%]	12%*	12%*	12%*	12%*	12%*	12%*	12%*	12%*
T_r	[jaar]	10*	10*	10*	10*	10*	10*	10*	10*
T_c	[jaar]	1	1	1	1	1	1	1	1
T_a	[jaar]	10*	10*	10*	10*	10*	10*	10*	10*
T_b	[jaar]	10*	10*	10*	10*	10*	10*	10*	10*
$i_{EL,V}$	[%]	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
i_B	[%]	1,66%	1,66%	0,0%	0,0%	N.V.T.	N.V.T.	1,66%	1,66%

*: in Energiebesluit vastgelegde parameterwaarden

Tabel 58: Overzicht parameters voor WKK op biogas > 10 kW_e en ≤ 20 MW_e

12.7 SPECIFIEKE PARAMETERS VOOR ANDERE WKK > 10 KW_E EN ≤ 50 MW_E

	Eenheid	Cat. 2.a	Cat. 2.b	Cat. 3.a	Cat. 3.b	Cat. 4.a	Cat. 4.b	Cat.4/1.a	Cat.4/1.b
U	[kW_e]	70	70	500	500	2.000	2.000	6.400	6.400
VU	[u]	4.000	4.000	3.930	3.930	4.940	4.940	5.170	5.170
η_{el}	[%]	33,9%	33,9%	37,1%	37,1%	40,7%	40,7%	43,0%	43,0%
$\eta_{th,WKK}$	[%]	54,4%	54,4%	56,5%	56,5%	60,9%	60,9%	60,1%	60,1%
$\eta_{th,ref}$	[%]	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
$\eta_{el,ref}$	[%]	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
$\eta_{th,ref,k}$	[%]	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
K_i	[€/kW_e]	2.200	1.650	1.130	753	780	520	767	548
K_{Var}	[€/kWh_e]	0,0300	0,0300	0,0193	0,0193	0,0136	0,0136	0,0129	0,0129
P_B	[€/kWh]	0,0345	0,0345	0,0262	0,0262	0,0258	0,0258	0,0220	0,0220
P_{PBW}	[€/kWh]	0,0329	0,0329	0,0246	0,0246	0,0213	0,0213	0,0213	0,0213
ZA_{EL}	[%]	90%*	90%*	60%*	60%*	3%*	3%*	3%*	3%*
$P_{EL,ZA}$	[€/kWh]	0,111	0,111	0,0947	0,0947	0,0947	0,0947	0,0947	0,0947
P_{IN}	[€/kWh]	0,00805	0,00805	0,00190	0,00190	0,00653	0,00653	0,00323	0,00323
EV_{EL}	[%]	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	2,5%	2,5%	1,0%	1,0%
r	[%]	12%*	12%*	12%*	12%*	12%*	12%*	12%*	12%*
T_r	[jaar]	10*	10*	10*	10*	10*	10*	10*	10*
T_c	[jaar]	1	1	1	1	1	1	1	1
T_a	[jaar]	10*	10*	10*	10*	10*	10*	10*	10*
T_b	[jaar]	10*	10*	10*	10*	10*	10*	10*	10*
$i_{EL,V}$	[jaar]	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
i_B	[jaar]	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%

*: in Energiebesluit vastgelegde parameterwaarden

Tabel 59: Overzicht parameter voor andere WKK >10 kWe en ≤ 10 MWe

	Eenheid	Cat.7.a.1	Cat.7.a.2	Cat.7.b.1	Cat.7.b.2	Cat.7.c.1	Cat.7.c.2
U	[kW_e]	7.000	7.000	5.000	5.000	9.000	9.000
VU	[u]	7.470	7.470	5.700	5.700	7.330	7.330
η_{el}	[%]	24,2%	24,2%	9,50%	9,50%	26,8%	26,8%
$\eta_{th,WKK}$	[%]	66,9%	66,9%	84,5%	84,5%	59,3%	59,3%
$\eta_{th,ref}$	[%]	90%	90%	90%	90%	90%	90%
$\eta_{el,ref}$	[%]	50%	50%	50%	50%	50%	50%
$\eta_{th,ref,k}$	[%]	90%	90%	90%	90%	90%	90%
K_i	[€/kW_e]	1.910	955	1.160	812	2.160	1.080
K_{Var}	[€/kWh]	0,00844	0,00844	0,00605	0,00605	0,0128	0,0128
P_B	[€/kWh]	0,0221	0,0221	0,0221	0,0221	0,0221	0,0221
P_{PBW}	[€/kWh]	0,0199	0,0199	0,0199	0,0199	0,0199	0,0199
ZA_{EL}	[%]	80%*	80%*	80%*	80%*	80%*	80%*
$P_{EL,ZA}$	[€/kWh]	0,0618	0,0618	0,0618	0,0618	0,0618	0,0618
P_{IN}	[€/kWh]	0,00156	0,00156	0,00160	0,00160	0,00155	0,00155
EV_{EL}	[%]	0,5%	0,5%	1,0%	1,0%	2,0%	2,0%
r	[%]	12%*	12%*	12%*	12%*	12%*	12%*
T_r	[jaar]	10*	10*	10*	10*	10*	10*
T_c	[jaar]	1	1	1	1	1	1
T_a	[jaar]	10*	10*	10*	10*	10*	10*
T_b	[jaar]	10*	10*	10*	10*	10*	10*
$i_{EL,V}$	[jaar]	2%	2%	2%	2%	2%	2%
i_B	[%]	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%

*: in Energiebesluit vastgelegde parameterwaarden

Tabel 60: Overzicht parameters voor andere WKK met turbines > 1 MW_e en ≤ 20 MW_e

	Eenheid	Cat.8.a.1	Cat.8.a.2	Cat.8.b.1	Cat.8.b.2	Cat.8.c.1	Cat.8.c.2
U	[kW_e]	30.000	30.000	30.000	30.000	37.000	37.000
VU	[u]	7.470	7.470	5.700	5.700	7.470	7.470
η_{el}	[%]	35,7%	35,7%	9,50%	9,50%	35,7%	35,7%
$\eta_{th,WKK}$	[%]	50,0%	50,0%	84,5%	84,5%	50,0%	50,0%
$\eta_{th,ref}$	[%]	90%	90%	90%	90%	90%	90%
$\eta_{el,ref}$	[%]	55%	55%	55%	55%	55%	55%
$\eta_{th,ref,k}$	[%]	90%	90%	90%	90%	90%	90%
K_i	[€/kW_e]	1.370	685	1.050	525	2.140	1.070
K_{Var}	[€/kWh]	0,00788	0,00788	0,00457	0,00457	0,00896	0,00896
P_B	[€/kWh]	0,0206	0,0206	0,0206	0,0206	0,0206	0,0206
P_{PBW}	[€/kWh]	0,0199	0,0199	0,0199	0,0199	0,0199	0,0199
ZA_{EL}	[%]	60%*	60%*	60%*	60%*	60%*	60%*
$P_{EL,ZA}$	[€/kWh]	0,0448	0,0448	0,0448	0,0448	0,0448	0,0448
P_{IN}	[€/kWh]	0,00110	0,00110	0,00110	0,00110	0,00110	0,00110
EV_{EL}	[%]	2,0%	2,0%	1,0%	1,0%	2,0%	2,0%
r	[%]	12%*	12%*	12%*	12%*	12%*	12%*
T_r	[jaar]	10*	10*	10*	10*	10*	10*
T_c	[jaar]	2	2	2	2	2	2
T_a	[jaar]	10*	10*	10*	10*	10*	10*
T_b	[jaar]	10*	10*	10*	10*	10*	10*
$i_{EL,V}$	[jaar]	2%	2%	2%	2%	2%	2%
i_B	[%]	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%

*: in Energiebesluit vastgelegde parameterwaarden

Tabel 61: Overzicht parameters voor andere WKK met turbines > 20 MW_e en ≤ 50 MW_e

REFERENTIELIJST

Auditconvenant, www.auditconvenant.be

BHKW (2014), BHKW Kenndaten 2014/2015, Module, Anbieter, Kosten, ASUE

COGEN Vlaanderen (2004), Basishandboek warmtekrachtkoppeling.

ECN (2009), Onrendabele top berekeningen voor nieuw WKK-vermogen 2009, februari 2009.

ECN (2013), Eindadvies basisbedragen SDE+ 2014.

FLUXYS, http://www.fluxys.com/belgium/nl-be

ECOFYS (2011), Financing Renewable Energy in the European Energy Market.

ELIA (2018), http://www.elia.be

EUROSTAT (2018), http://ec.europa.eu/eurostat/data/database, Energy Statistics – prices of natural gas and electricity (from 2007 onwards) (nrg_pc), Gas price for industrial consumers – bi-annual data (from 2007 onwards) (nrg_pc_203) voor gasprijzen en Electricity prices for industrial consumers – bi-annual data (from 2007 onwards) (nrg_pc_205) voor elektriciteitsprijzen, april 2018.

FOD Financiën (2018) "Bericht in verband met de investeringsaftrek" van de Algemene Administratie van de Fiscaliteit (FOD Financiën) (BS 27 april 2018)

FPB (20178), website Federaal Planbureau http://www.plan.be/databases/17-nl-indexcijfer+der+consumptieprijzen+inflatievooruitzichten, maart 2018

GTW (2015), Gas Turbine World 2014-2015 GTW Handbook, Volume 31.

IEA (2010), ETSAP – Technology Brief 04 – Combined Heat and Power, mei 2010.

ICE Market data, http://data.theice.com:

ENDEX: Belgian Power Base Load Futures – ELIA
Dutch TTF Gas Base Load Futures – TTF;
CO_2-kost: EUA Futures - EUA

IRENA (2012), Biomass for power generation, juni 2012.

D.C. Jordan, R.M. Smith, C.R. Osterwald, E. Gelak, S.R. Kurtz (2010). Outdoor PV Degradation Comparison. Presented at the 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Honolulu, Hawaii.

OVAM (2012), Tarieven en capaciteiten voor storten en verbranden, actualisatie tot 2011.

PV GIS, http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/

RE-Shaping (2011), Long Term Potentials and Costs of RES, mei 2011.

VEA (2013a), Rapport 2012 , Definitieve berekeningen OT/Bf, 8 januari 2013.

VEA (2013b), Rapport 2013/1 deel 1, Rapport OT/Bf uitgestelde projectcategorieën met startdatum vanaf 1 januari 2013, 20 maart 2013.

VEA (2013c), Rapport 2013/2 deel 1, definitief rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2014, 28 juni 2013.

VEA (2014a), Rapport 2013/3 deel 1, definitief rapport OT/Bf PV met een startdatum vanaf 1 juli 2014, 17 januari 2014.

VEA (2014b), Rapport 2014/1 deel 1, definitief rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2015, 30 juni 2014.

VEA (2015a), Rapport 2014/2 deel 1, definitief rapport OT/Bf voor PV-projecten met een startdatum vanaf 1 juli 2015, 27 januari 2015.

VEA (2015b), Rapport 2015 deel 1, definitief rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2016, 31 augustus 2015.

VEA (2016), Rapport 2016 deel 1, definitief rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2017, 30 juni 2016.

VEA (2017), Rapport 2017 deel 1, definitief rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2018, 30 juni 2017.

VEA (2018a), Rapport 2018/1 deel 1, definitief rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 april 2018, 28 februari 2018.

VITO (2010), Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties 2010, november 2010.

VITO (2011), Doorrekeningen ter ondersteuning van evaluatie GSC en WKK-systeem. Studie uitgevoerd in opdracht van VEA.

VREG, http://www.vreg.be