

PUBLIC



Vestas Wind Systems A/S
Hedeager 42
8200 Århus N
Denmark

DNV GL Denmark A/S
Mechanical Structures DK
Tuborg Parkvej 8, 2nd Floor
DK2900 Hellerup
Denmark
Tel: +45 39 45 48 00
Fax: +45 39 45 48 01

Original Instruction: T05 0070-4044 VER 00

Date: 2017-11-01 **Our reference:** LTR-03169-20171101 **Your reference:** Shereef Kather

Declaration letter: Vestas V136-4.0 MW and V136-4.2 MW ONS- IEC 61400-22 Type certification

To whom it may concern,

This is to confirm that we, DNV GL, have been engaged by Vestas to type certify the V136-4.0 MW and V136-4.2 MW Wind Turbine in accordance to IEC 61400-22 with the aim to complete the following certification modules as stated below.

Vestas V136-4.2 MW is the power mode of V136-4.0 MW, hence V136-4.0 MW and V136-4.2 MW will be under the same Type certificate.

- Vestas V136-4.0 MW & V136-4.2 MW - IEC 61400-22 Design Evaluation Conformity Statement - Q2 2019
- Vestas V136-4.0 MW & V136-4.2 MW - IEC 61400-22 Provisional Type Certification - Q2 2019
- Vestas V136-4.0 MW & V136-4.2 MW - IEC 61400-22 Type Certification - Q4 2019

Sincerely

for DNV GL Denmark A/S

 Redanz, Pia
2017.11.01
16:30:39 +01'00'

Pia Redanz
Principal Engineer

Mobile: +45 24 59 76 83
Direct: +45 39 45 48 03
Pia.Redanz@dnvgl.com

 Parasarampuram,
Ramakrishna
2017.11.01 16:27:03
+01'00'

Ramakrishna Parasarampuram
Senior Engineer

Mobile: +49 160 90498292
Direct: +49 40 36149 4564
ramakrishna.parasarampuram@dnvgl.com

DNV GL Headquarters, Veritasveien 1, P.O.Box 300, 1322 Høvik, Norway, Tel: +47 67 57 99 00, www.dnvgl.com




LTR-03169-20171101_Vestas V136-4.0MW and V136-4.2MW - Declaration letter.docx

VESTAS PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is protected by copyright law as an unpublished work. Vestas reserves all patent, copyright, trade secret, and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by Vestas in writing and subject to applicable conditions. Vestas disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

T05 0070-4044 Ver 00 - Approved - Exported from DMS: 2017-11-03 by FAFCA



PUBLIC

		Certificate No. IECRE.WE.TC.19.0057-R1	
IECRE - IEC System for Certification to Standards Relating to Equipment for Use in Renewable Energy Applications		TYPE CERTIFICATE Wind Turbine	
This certificate is issued to	Vestas Wind Systems A/S Hedeager 42 8200 Aarhus N Denmark		
for the wind turbine	Vestas V136-4.0 MW / V136-4.2 MW		
wind turbine class (class, standard, year)	See Annex 1, IEC 61400-1: 2005+Amd1: 2010		
This certificate attests compliance with IEC 61400 Series as specified in subsequent pages. It is based on the following reference documents:			
Design basis evaluation conformity statement Dated	DB-DNVGL-SE-0074-04978-1 2020-01-09		
Design evaluation conformity statement Dated	DE-DNVGL-SE-0074-04979-2 2020-01-09		
Type test conformity statement Dated	TT-DNVGL-SE-0074-04980-1 2020-01-09		
Manufacturing conformity statement Dated	ME-DNVGL-SE-0074-05446-1 2020-01-09		
Final evaluation report Dated	FER-TC-DNVGL-SE-0074-04977-1 2020-01-09		
The conformity evaluation was carried out in accordance with the rules and procedures of the IECRE System www.iecre.org			
The wind turbine type specification begins on page 2 of this certificate.			
Changes in the system design or the manufacturer's quality system are to be approved by DNV GL. Without approval, the certificate loses its validity.			
This certificate is valid until: 2025-01-08	Approved for issue on behalf of the IECRE Certification Body:  Nils Kreidelmeyer / Bente Vestergaard Senior Project Manager / Service Line Leader, Type Certification Hamburg 2020-01-09		 Renewables Certification Brooktorkai 18 20457 Hamburg, Germany

Original Instruction: T05 0089-7201 VER 01

T05 0089-7201 Ver 01 - Approved- Exported from DMS: 2020-01-23 by SASOU

Issued 2020-01-09

1/10

VESTAS PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is protected by copyright law as an unpublished work. Vestas reserves all patent, copyright, trade secret, and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by Vestas in writing and subject to applicable conditions. Vestas disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

TÜV SÜD Industrie Service GmbH
 Certification Body Wind Turbines



Industrie Service

Statement of Compliance for the Design Evaluation

Registration No.: **014.25.2.03.20.04**

This statement of compliance is issued to: **Nordex Energy GmbH
 Langenhorner Chaussee 600
 22419 Hamburg
 Germany**

For the wind turbine: **Nordex N133/4.8 50/60Hz
 Rotor Blade NR65.5-3
 (with or without Trailing Edge Serrations and biax)
 83 m, 90 m, 110 m, 125 m Hub Height
 (with extended temperature range and altitude of installation)
 IEC WT class S**

This conformity statement attests compliance of the above-mentioned wind turbine with the standard

**IEC 61400-1:2005 + A1:2010
 'Wind turbines – Part 1: Design requirements'**

concerning the design basis and the design.

The associated certification reports and certificate for the quality management system are listed in annex 1. The wind turbine is specified in annex 2.

The conformity evaluation was carried out according to IEC 61400-22:2010, 'Wind turbines - Part 22: Conformity testing and certification'.

Changes in design may be implemented if assessed by TÜV SÜD Industrie Service GmbH with an additional report. Modifications without approval render this statement invalid.

The validity of the quality management system certificate shall be maintained.



Certification Body for products according to DIN EN ISO/IEC 17065:2013 accredited by DAkkS. The accreditation is only valid for the scope mentioned in the accreditation certificate.

Munich, 2020-08-11

B. Bartels, M.A.

Certification Body Wind Turbines
 TÜV SÜD Industrie Service GmbH

TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Certification Body Wind Turbines



Industrie Service

Statement of Compliance
for the Design Evaluation

Registration No.: 014.25.2.03.20.04

Annex 1

The design basis evaluation and design evaluation of the wind turbine Nordex N133/4.8 with rotor blade NR65.5-3 (with or without Trailing Edge Serrations and biax), 83 m, 90 m, 110 m, 125 m hub height for WTC S was carried out by expert engineers of the accredited certification body TÜV SÜD (accred. No. D-ZE-14153-01-02). The assessment is reported in the following reports:

Report No.	Date issued	Report on assessment / certification reports	Cert. body
2740209-1-e-0 Rev. 6	2020-07-15	Design Basis	TÜV SÜD
2891149-2-e-1 Rev. 1	2020-07-30	Tower Loads Hub Height 78 m	TÜV SÜD
2891149-3-e-1 Rev. 2	2020-07-30	Tower Loads Hub Height 83 m	TÜV SÜD
3242418-1-e-1 Rev. 1	2020-07-30	Tower Loads Hub Height 90 m	TÜV SÜD
2891149-4-e-1 Rev.1	2020-07-30	Tower Loads Hub Height 110 m	TÜV SÜD
2915703-1-e-1 Rev.1	2020-07-30	Tower Loads Hub Height 125 m	TÜV SÜD
2891149-5-e-1 Rev. 4	2020-07-30	Machinery and Rotor Blade Loads for Hub Heights 78 m / 83 m / 90 m / 110 m / 125 m	TÜV SÜD
3241087-1-e-1	2020-07-30	Loads for modified rotor blade and gear ratio	TÜV SÜD
2740209-5-e-1 Rev. 10	2020-07-30	Load Specification	TÜV SÜD
2936895-1-e-1 Rev. 2	2020-07-30	Loads with ESCO (Extended Soft Cut Out), Increased extreme wind speeds, Update airfoil polar	TÜV SÜD
3186291-1-e-1 Rev. 1	2020-07-30	Additional Power Modes of 4090 kW and 4480 kW	TÜV SÜD
2740209-8-e-2 Rev. 11	2020-08-04	Personnel Safety, Control and Protection System and Manuals	TÜV SÜD

page 2 / 11

TÜV SÜD Industrie Service GmbH · Westendstraße 199 · 80686 München · Germany

TÜV®

TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Certification Body Wind Turbines



Industrie Service

Statement of Compliance
for the Design Evaluation

Registration No.: **014.25.2.03.20.04**

2891149-33-e-3 Rev. 5	2020-07-30	Rotor Blade NR65.5-3 Integration	TÜV SÜD
2740209-47-e-4 Rev. 12	2020-08-04	Structural Components, Machinery Components, Wind Turbine Housing	TÜV SÜD
2740209-54-e-5 Rev. 4	2020-05-12	Electrical Components and Lightning Protection	TÜV SÜD
2891149-91-e-6 Rev. 2	2018-11-30	Tubular Steel Tower Hub Height 83 m (TS83) Structural Verifications	TÜV SÜD
2891149-101-e-7	2018-08-13	Anchor Cage for Tower TS83	TÜV SÜD
3242418-4-e-6	2020-08-03	Tubular Steel Tower Hub Height 90 m (TS90-00) Structural Verifications	TÜV SÜD
3242418-5-e-7	2020-08-04	Anchor Cage for Tower TS90-00	TÜV SÜD
2891149-92-e-6	2019-12-03	Tubular Steel Tower Hub Height 110 m (TS110) Structural Verifications	TÜV SÜD
2891149-102-e-7	2019-12-04	Anchor Cage for Tower TS110 (Variant 1)	TÜV SÜD
3114113-130-e-7	2019-12-03	Anchor Cage for Tower TS110 (Variant 2)	TÜV SÜD
3202249-17-e-6	2020-04-08	Tubular Steel Tower Hub Height 125 m (TS125-02) Structural Verifications	TÜV SÜD
3202249-18-e-7	2020-04-08	Anchor Cage for Tower TS125-02	TÜV SÜD
2740209-70-e-8 Rev. 8	2020-08-04	Tower Internals	TÜV SÜD
3114128-100-e-11 Rev. 1	2020-07-02	Tower Top Flange	TÜV SÜD

TÜV SÜD Industrie Service GmbH
 Certification Body Wind Turbines



Industrie Service

Statement of Compliance
 for the Design Evaluation

Registration No.: 014.25.2.03.20.04

The quality management system of the manufacturer is certified according to DIN EN ISO 9001:2015 as follows:

Certificate No.	Date issued	Workshop / company	Cert. body
01 100 120889	2019-06-04	Nordex SE	TÜV Rheinland

End of annex 1

TÜV SÜD Industrie Service GmbH
 Certification Body Wind Turbines



Statement of Compliance
 for the Design Evaluation

Registration No.: **014.25.2.03.20.04**

Annex 2

Characteristic Data Nordex N133/4.8

General	Design:	Horizontal axis wind turbine with variable rotor speed, gearbox			
	Power regulation:	Electro-mechanical pitch			
	Main braking system:	3 independent electro-mechanical pitch systems			
	Rated electrical power:	4090 kW / 4480 kW / 4800 kW			
	Hub heights:	83 m / 90 m / 110 m / 125 m			
	Rated rotor speed	12.24 rpm / 11.44 rpm ¹			
	Rated wind speed:	13 m/s			
	Cut-in wind speed:	3 m/s			
	Cut-out wind speed:	22 m/s ²			
	Cut-out wind speed with ESCO:	28 m/s			
	Design life time:	20 years for all hub heights (based on FAT ³ class 112 for tubular steel tower TS110)			
	Operating temperature CCV:	-30°C - +40°C			
	Operating temperature NCV:	-20°C - +40°C			
	Survival temperature:	-40°C - +50°C			
	IEC wind turbine class:	S			
	Reference wind speed v_{ref}	TS83	TS90-00	TS110	TS125-02
	NCV:	47 m/s	42.5 m/s	50 m/s	42 m/s
	Reference wind speed v_{ref}	TS83	TS90-00	TS110	TS125-02
	CCV:	45.8 m/s	42.5 m/s	48.7 m/s	42 m/s
	Turbulence intensity at v_{ref} :	11 %			
	Annual average wind speed:	9.0 m/s (TS83, TS90-00, TS110) / 7.9 m/s (TS125-02)			
	Weibull form factor k:	2.3 (TS83, TS90-00, TS110) / 2.1 (TS125-02)			
	Wind shear exponent:	0.25 (TS83, TS90-00, TS110) / 0.27 (TS125-02)			
	Category of turbulence characteristics:	S (see tables 1 and 2)			

¹ For Winergy/Flender Gearbox 50 Hz, i=107.663

² For CCV variants the wind speed is reduced linearly to 20 m/s for temperatures between -20°C to -30°C.

³ Fatigue

TÜV SÜD Industrie Service GmbH
 Certification Body Wind Turbines



Industrie Service

Statement of Compliance
 for the Design Evaluation

Registration No.: **014.25.2.03.20.04**

Air density power production (ultimate loads, CCV):	1.32 kg/m ³
Air density idling / parked (ultimate loads, CCV):	1.29 kg/m ³
Air density all modes (ultimate loads, NCV):	1.225 kg/m ³ (TS83, TS90-00, TS110), 1.232 kg/m ³ (TS125-02)
Air density power production (Fatigue loads):	335 days in year: 1.225 kg/m ³ 30 days in year: 1.367 kg/m ³

Earthquake intensity:	TS83	T90-00	TS110	TS125-02
	0.3g	0.3g	0.3g	0.08g

Normal supply voltage and range:	690 V
Normal supply frequency and range:	50/60 Hz
Number of electrical network outages:	20 per year

wind speed [m/s]	4	6	8	10	12	14	16	18	20
Nordex specific S [%]	25.5	23.2	21.9	20.7	19.5	18.4	17.6	17.0	16.5

Table 1: Turbulence intensities for N133/4.8 (TS83, T90-00, TS110)

wind speed [m/s]	4	6	8	10	12	14	16	18	20
Nordex specific S [%] (tower and foundation)	26.4	22.0	20.1	19.4	18.3	17.8	17.0	15.9	15.7
Nordex specific S [%] (machinery and rotor blade)	28.5	25.2	24.3	22.9	20.5	18.8	17.3	16.3	15.8

Table 2: Turbulence intensities for N133/4.8 (TS125-02)

Rated power [kW]	Turbulence category	Annual average wind speed [m/s]	Climatic conditions
4090, 4480, 4800	Nordex specific S	9.0 (TS83, T90-00, TS110), 7.9 (TS125-02)	CCV ⁴

Table 3: evaluated variants

⁴ NCV loads are covered by CCV loads

TÜV SÜD Industrie Service GmbH
 Certification Body Wind Turbines



Statement of Compliance
 for the Design Evaluation

Registration No.: **014.25.2.03.20.04**

Rotor	Diameter:	133 m
	Number of rotor blades:	3
	Orientation:	Upwind
	Cone angle:	-3.5°
	Tilt angle:	5°
	Rotor blade type:	NR65.5-3 with or without Trailing Edge Serrations and biax
	Manufacturer:	Nordex Energy GmbH
Blade extender	Design:	Cast part
	Designer:	Nordex Energy GmbH
	Material:	EN-GJS-400-18-LT
	Drawing No.:	02011-e0004496819, Rev. 0
Pitch system	Pitch drive design:	Planetary gear with permanent magnet synchronous motor and electromechanical brake
	Manufacturer:	Bonfiglioli Trasmital
	Type:	709T3F
	Manufacturer:	Liebherr
	Type:	DAT 300/3449
	Blade bearing design:	Ball bearing slewing ring
	Manufacturer:	thyssenkrupp Rothe Erde
	Type:	83619220
	Manufacturer:	TMB
	Type:	B033.69.3477K-1
	Manufacturer:	Laulagun
	Type:	F3740M16DTTI125YW
Hub	Design:	Cast part
	Designer:	Nordex Energy GmbH
	Material:	EN-GJS-400-18-LT
	Drawing No.:	02020-e0003934070, Rev. 3
Main bearing	Design:	Spherical roller bearing
	Manufacturer:	SKF GmbH
	Type:	240/950 BC/CNLVR6461 or 240/950 CA/CNLV026RE10
	Manufacturer:	Schaeffler
Type:	F-623430.01.PRL-WPOS-CNL	

TÜV SÜD Industrie Service GmbH
 Certification Body Wind Turbines



Industrie Service

Statement of Compliance
 for the Design Evaluation

Registration No.: **014.25.2.03.20.04**

Main bearing housing	Manufacturer:	JTEKT (KOYO)
	Type:	240/950RHAW33TS1CSA FYPZA00 B
	Design:	Cast part
	Designer:	Nordex Energy GmbH
	Material:	EN-GJS-400-18-LT
	Drawing No.:	02041-e0004573935, Rev. 0 02041-E0004958919, Rev. 0
Rotor shaft	Design:	Forged part
	Designer:	Nordex Energy GmbH
	Material:	42CrMo4 or 34CrNiMo6
	Drawing No.:	NCV: 02030-e0004089604, Rev. 1, 02030-e0005069010, Rev. 0 CCV: 02030-e0004336109, Rev. 0, 02030-e0005070958, Rev. 0
Gearbox (50 Hz)	Design:	Planetary helical gearbox
	Manufacturer:	Flender GmbH
	Type / Nominal ratio:	Winergy PZAB 3600, i=107.663
	Manufacturer:	ZF Wind Power Antwerpen NV
Gearbox (60 Hz)	Type / Nominal ratio:	EH1053A, i=100.67
	Design:	Planetary helical gearbox
	Manufacturer:	Flender GmbH
	Type / Nominal ratio:	Winergy PZAB 3600, i=120.116
	Manufacturer:	ZF Wind Power Antwerpen NV
	Type / Nominal ratio:	EH1053A, i=120.76
Rotor brake	Design:	Active hydraulic brake
	Manufacturer:	JHS Jungblut
	Type:	JHS-16-LS
	Manufacturer:	KTR
	Type:	KTR-STOP YAW M C-30
	Manufacturer:	KTR
Generator coupling	Type:	RADEX-N 220 NANA 4 Special

TÜV SÜD Industrie Service GmbH
 Certification Body Wind Turbines



Industrie Service

Statement of Compliance
 for the Design Evaluation

Registration No.: **014.25.2.03.20.04**

Shrink disc	Manufacturer:	Tollok
	Type:	Y2292
	Manufacturer:	Flender
	Type:	FSD-980
	Manufacturer:	Stüwe
	Type:	HSD-980-81-1
Main frame	Design:	Cast part
	Designer:	Nordex Energy GmbH
	Material:	EN-GJS-400-18-LT
	Drawing No.:	02080-e0004587155, Rev. 0
Generator frame	Design:	Welded structure
	Designer:	Nordex Energy GmbH
	Material:	S235 / S355
	Drawing No.:	02090-e0004650968, Rev.1
Generator support	Design:	Elastomer bearing
	Manufacturer:	ESM
	Type:	ML08_001_21_KD
Gearbox support	Design:	Elastomer bearing
	Manufacturer:	ESM
	Type:	UB14_003 or UB99_012_12_001 (design life time 8 years)
Yaw system	Yaw drive design:	Planetary gear with permanent magnet synchronous motor and electromechanical brake
	Manufacturer:	Bonfiglioli
	Type:	714T4W
	Manufacturer:	Liebherr
	Type:	DAT 450/3450
	Yaw bearing design:	Double row ball bearing slewing ring
	Manufacturer:	thyssenkrupp Rothe Erde
Type:	83760220	
	Manufacturer:	Laulagun

TÜV SÜD Industrie Service GmbH
 Certification Body Wind Turbines



Industrie Service

Statement of Compliance
 for the Design Evaluation

Registration No.: **014.25.2.03.20.04**

Hydraulic system	Type:	F3316M20DTTE125KUA
	Design:	Hydraulic unit
	Manufacturer:	HYDAC
	Type:	Hydraulikaggregat Delta4000
	Manufacturer:	HAWE
	Type:	Aggregat 17-070-H-00-01
Nacelle	Designer:	Nordex Energy GmbH
Cover	Material:	Glass fiber reinforced plastic
	Design wind speed V_{e50} :	65 m/s
Spinner	Designer:	Nordex Energy GmbH
	Material:	Glass fiber reinforced plastic
	Design wind speed V_{e50} :	65 m/s
Tower 83 m hub height (TS83)	Design:	Tubular steel tower
	Length / No. of sections:	79.288 m / 3
	Tower Drawing No.:	01430-e0004712618, Rev. 0
	Anchor Cage Drawing No.:	01510-e0004497245, Rev. 0
Tower 90 m hub height (TS90-00)	Design:	Tubular steel tower
	Length / No. of sections:	86.788 m / 3
	Tower Drawing No.:	01430-e0005112449, Rev. 0
	Anchor Cage Drawing No.:	01510-e0005113858, Rev. 0
Tower 110 m hub height (TS110)	Design:	Tubular steel tower
	Length / No. of sections:	106.788 m / 4
	Tower Drawing No.:	01430-e0004882426, Rev. 2
	Anchor Cage Drawing No.:	01510-e0004268487, Rev. 3
	(Variant 1)	
	Anchor Cage Drawing No.:	01510-e0005020365, Rev. 0
	(Variant 2)	
Tower 125 m hub height (TS125-02)	Design:	Tubular steel tower
	Length / No. of sections:	122.19 m / 6
	Tower Drawing No.:	01430-E0004936577, Rev. 2
	Anchor Cage Drawing No.:	01510-E0004269181, Rev. 2
		01510-E0004875559, Rev. 0
Control and safety system	Manufacturer:	Nordex Energy GmbH

TÜV SÜD Industrie Service GmbH
 Certification Body Wind Turbines



Industrie Service

Statement of Compliance
 for the Design Evaluation

Registration No.: **014.25.2.03.20.04**

Generator	Design:	Double fed asynchronous slip ring
	Nominal Operation Point:	4800 kW
	Nominal Active Power:	4835 kW
	Nominal Speed (50 Hz):	1230 rpm
	Nominal Speed (60 Hz):	1476 rpm
	Degree of Protection:	IP54 (IP23 for slip ring)
	Manufacturer:	ELIN Motoren
	Type:	MRM-063 Z06
	Rated power:	4835 kW
	Manufacturer:	Siemens
	Type:	JFWA-630MR-06A
	Rated power:	4835 kW
Converter	Manufacturer:	Vertiv/Emerson Network Power Co. Ltd.
	Type:	WF1000-06L0480
	Manufacturer:	Woodward
	Type:	CW1481LD-C02
Transformer	Manufacturer:	Siemens and SBG
	Design:	Ester-immersed transformer
	Rated power:	5350 kVA
	Rated Voltage HV:	20 – 36 kV
	Rated Voltage LV:	0.69 kV
	Frequency:	50 / 60 Hz

End of annex 2

CERTIFICAT

CERTIFICADO

СЕРТИФИКАТ

認證證書

CERTIFICATE

ZERTIFIKAT



Type Certificate

Subject: Wind Turbine Nordex N133/4.8 50/60 Hz
 Rotor Blade Type NR65.5-3,
 (optionally with Trailing Edge Serrations)
 83 m, 110 m Hub Height
 IEC WT Class S
 (with extended temperature range
 and altitude of installation)

Registration No.: 014.25.2.01.19.00

Applicant: Nordex Energy GmbH
 Langenhorner Chaussee 600
 22419 Hamburg
 Germany

Confirmation: It is hereby certified that the above-mentioned subject has
 been assessed by TÜV SÜD Industrie Service GmbH
 concerning design, prototype testing and manufacturing.

Assessment procedure: The conformity evaluation was carried out according to
 IEC 61400-22:2010 'Wind turbines – Part 22:
 Conformity testing and certification' in combination with
 IEC 61400-1:2005 including amendment 1:2010
 'Wind turbines – Part 1: Design requirements'
 and GL Technical Note 067 Rev. 5:2013

The evaluation is based on the following reference documents:

Registration no.	Date issued	Statements of compliance / reports
014.25.2.03.19.02	2019-12-13	DECS N133/4.8 by TÜV SÜD
014.25.2.04.19.00	2019-12-13	TTCS N133/4.8 by TÜV SÜD
014.23.2.05.19.02	2019-12-13	MECS N149 and N133 by TÜV SÜD
2891149-180-e	2019-12-13	FER N133/4.8 by TÜV SÜD

This certificate is valid until: **2024-12-12**

if the validity of incorporated component certificates and the certification of the quality management system is maintained.

Munich, 2019-12-13



Certification Body for products according to
 DIN EN ISO/IEC 17065:2013 accredited by
 DAkkS. The accreditation is only valid for the
 scope mentioned in the accreditation certificate.



B. Bartels, M.A.

Certification Body Wind Turbines
 TÜV SÜD Industrie Service GmbH

TÜV SÜD Industrie Service GmbH · Zertifizierungsstelle · Westendstraße 199 · 80686 München · Germany



11.3. ANNEXE 3 : AVIS DE LA DGAC SUR LE PROJET

Service national d'Ingénierie aéroportuaire
« Construire ensemble, durablement »

SNIA Sud-Ouest
Bureau Instruction des Servitudes Aéronautiques

Nos réf. : **N° 290**
Vos réf. : votre courriel du 9 février 2021
Affaire suivie par : Carine Delbos
snia-ds-bordeaux-bf@aviation-civile.gouv.fr
Tél. : 05 57 92 81 56

Mérignac, le 7 avril 2021,

Société Volkswind
Monsieur Gauthier Bousquet

par mail :

Gauthier.Bousquet@volkswind.com

Objet : Projet éolien – communes de Melle, Lusseray et Chef Boutonne (79)

F:\3 - DEPT.SNIA\30_SISA\Servitudes\00_Signature_chef\Melle, Lusseray, Chef Boutonne.doc

➔ **Cet avis ne vaut pas accord au titre de l'autorisation environnementale**

Monsieur,

Par courriel cité en référence, vous nous demandez, dans le cadre d'un projet de parc éolien représenté par 9 éoliennes d'une hauteur sommitale de 180 m sur les communes de Melle, Lusseray et Chef-Boutonne dans le département des Deux-Sèvres, de vous communiquer les éventuelles servitudes ou contraintes pouvant s'appliquer sur cette zone.

Sur la base des informations transmises dans le dossier de demande, je vous informe que :

Les servitudes :

- ◆ le projet n'est affecté d'aucune servitude d'utilité publique relevant de la réglementation aéronautique civile.

Les contraintes :

- ◆ le projet n'aura pas d'incidence sur les procédures de circulation aérienne gérées par les services de l'Aviation civile.
- ◆ le projet est compatible avec les procédures d'approches et départs aux instruments de l'aérodrome de Niort-Marais Poitevin.

- prévoir un **balisage diurne et nocturne réglementaire**, en application de l'arrêté du 23 avril 2018 relatif à la réalisation du balisage des obstacles à la navigation aérienne.

Établi sur la base des informations recueillies à ce stade du projet, le présent avis ne préjuge pas de celui qui sera rendu dans l'instruction de l'autorisation environnementale.

Je vous prie d'agréer, Monsieur, l'assurance de ma considération distinguée.

Le chef du Département SNIA SUD-OUEST
Christian BÉRAS TEGUI-VIDALLE

05/10/2021 17:36

Courrier - Charlotte Nicolas - Outlook

79_Tillou - aviation civile

Charlotte Nicolas <Charlotte.Nicolas@volkswind.com>

Mer 07/07/2021 16:39

À : snia-ds-bordeaux-bf@aviation-civile.gouv.fr <snia-ds-bordeaux-bf@aviation-civile.gouv.fr>

5 pièces jointes (5 Mo)

avis_aviation_civile_79_Tillou_07042021.pdf; Formulaire_aviation_civile_79_Tillou_07072021.pdf; courrier_aviation_civile_79_Tillou_07072021.pdf; Balisage nocturne_Tillou_30062021.pdf.jpeg; carte_1_25000_79_Tillou_07072021.png;

Bonjour,

Nous avons déjà consulté vos services concernant le projet éolien des Genêts (Tillou), vous trouverez votre avis en PJ.

L'implantation ayant été modifiée, nous souhaitons solliciter votre avis une seconde fois.

Vous trouverez les documents nécessaires en PJ également.

Aussi, conformément à l'arrêté du 23 avril 2018, nous avons prévu le plan de balisage ci-joint avec les éoliennes E03 et E04 en éoliennes secondaires, et les 6 autres en éoliennes principales.

Je vous remercie et vous souhaite une bonne journée.

Bien cordialement,

Charlotte NICOLAS
Chef de projets éolien

VOLKSWIND France S.A.S

Centre Régional de Limoges

Aéroport Limoges Bellegarde,

87100 Limoges.

Tel. : 05 55 48 38 97 / Fax. : 05 55 08 24 41

 Avant d'imprimer ce document, réfléchissez à son utilité et à son impact sur l'environnement

https://outlook.office.com/mail/id/AAQkAGZjZjYyMTZlWFJyZgtNDc4ZC1iYjBkLTdjNjdYjg3ZTUwOAAQAFESMNEGXwxPpp%2BS2z4lbZ4%3D 1/1

11.4. ANNEXE 4 : AVIS DE LA DEFENSE SUR LE PROJET

05/10/2021 17:29

Courrier - Charlotte Nicolas - Outlook

79_Tillou - demande d'avis aviation militaire

Charlotte Nicolas <Charlotte.Nicolas@volkswind.com>

Mar 05/10/2021 14:59

À : dsae-dircam-sdrcam-sud-envaero.chef-div.fct@intradef.gouv.fr <dsae-dircam-sdrcam-sud-envaero.chef-div.fct@intradef.gouv.fr>

Madame, Monsieur,

Volkswind France développe, conçoit et exploite des parcs éoliens en France.

Nous étudions actuellement la faisabilité d'un projet éolien dans le département des Deux-Sèvres (79), sur les communes de Chef-Boutonne, Melle et Lusseray.

Afin de mener à bien nos études, nous souhaiterions obtenir une analyse des servitudes ainsi qu'un avis pour cette zone d'étude.

Les éoliennes envisagées ont pour dimensions 180 m de hauteur bout de pale, hauteur de mat de 112 m et un rotor de 136 m de diamètre.

Vous trouverez ci-joint, le plan de la zone d'étude, le plan d'élévation ainsi que le formulaire de demande d'instruction. Les coordonnées des sommets du polygone sont les suivantes :

- Les coordonnées en WGS84 DMS :
 E01 : 46°09'34.08"N - 0°09'41.28"W
 E02 : 46°09'16.31"N - 0°09'04.77"W
 E03 : 46°09'53.43"N - 0°09'12.65"W
 E04 : 46°09'47.10"N - 0°08'56.46"W
 E05 : 46°09'36.35"N - 0°08'19.97"W
 E06 : 46°09'24.67"N - 0°08'05.36"W
 E07 : 46°09'58.15"N - 0°08'44.16"W
 E08 : 46°09'35.09"N - 0°07'53.44"W

Nous restons bien entendu à votre entière disposition pour tous compléments d'informations. Nous vous prions de croire, Madame, Monsieur, en nos respectueuses salutations.

Bien cordialement

Charlotte NICOLAS
Chef de projets éolien

VOLKSWIND France S.A.S

Centre Régional de Limoges

Aéroport Limoges Bellegarde,

87100 Limoges.

Tel. : 05 55 48 38 97 / Fax. : 05 55 08 24 41

 Avant d'imprimer ce document, réfléchissez à son utilité et à son impact sur l'environnement

https://outlook.office.com/mail/inbox/id/AAQkAGZjZjYyMTZlWFJyZgtNDc4ZC1iYjBkLTdjNjdYjg3ZTUwOAAQAEoWe%2FB4eWFOp3Fy70lhJqk... 1/1

11.5. ANNEXE 5 : ANALYSE DU CYCLE DE VIE D'UN PARC EOLIEN : ANALYSE COMPLETE

11.5.1. INTRODUCTION

Ce chapitre vise à apporter des éléments de réponse sur le bilan carbone et plus globalement sur l'impact environnemental d'un parc éolien tout au long de son cycle de vie. Il n'est pas possible de proposer un bilan carbone du projet présenté dans la mesure où de nombreuses incertitudes seront levées après l'obtention des autorisations administratives, notamment en ce qui concerne le transport des éléments de l'éolienne ou des matériaux utilisés sur site (gravats, ciment, etc.) lors de la construction, et bien d'autres aspects qui seront mis en lumière dans la suite du chapitre.

L'objectif est d'analyser les étapes du cycle de vie d'un projet éolien, constitué d'éoliennes V126-3,3MW pour faire ressortir les plus impactantes pour l'environnement et le temps nécessaire pour que les rejets carbonés liés à la conception d'un parc éolien soient compensés par les bénéfices générés par une production d'énergie renouvelable non émettrice de CO₂.

Les éléments présentés ci-dessous sont issus du rapport « Life cycle assessment of Electricity Production from an Onshore V126 – 3,3 MW turbine Wind Plant », réalisé par Vestas Wind Systems A/S en juin 2014.

11.5.2. CRITERES DE LA MODELISATION

Cette évaluation inclue la production des matières premières, la fabrication de l'éolienne et des autres équipements d'un parc (transformateur, connexion réseau, etc.), la maintenance, le remplacement de pièces, le démantèlement et recyclage de l'éolienne, le transport.

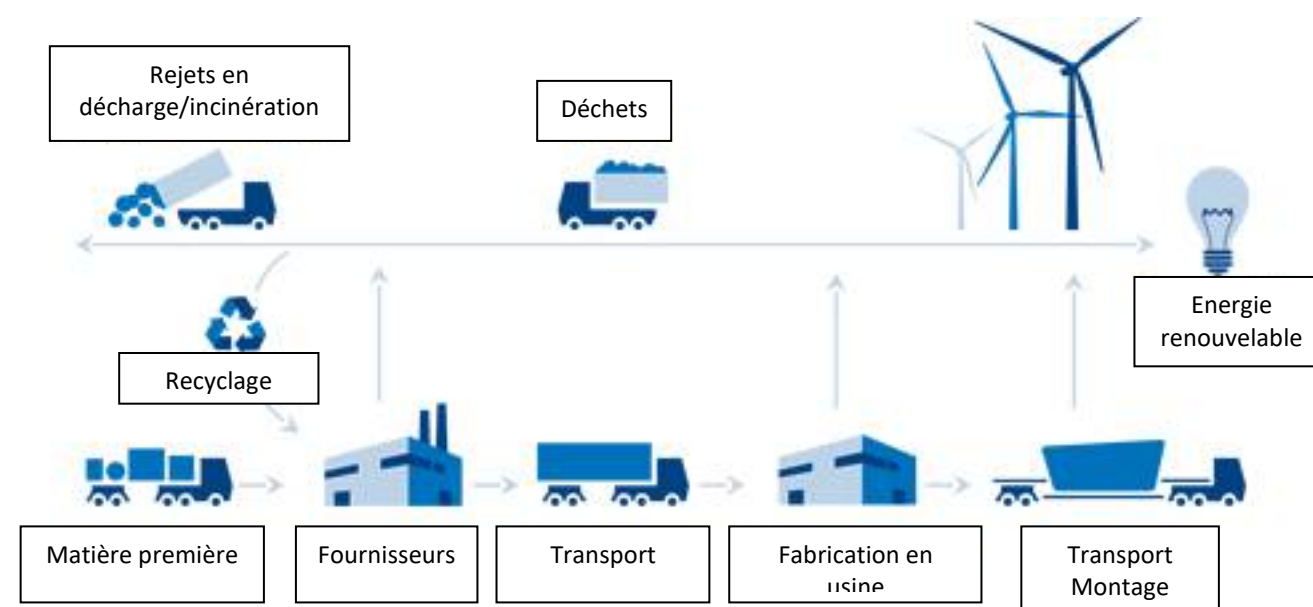


Figure 119 : Cycle de vie d'un parc éolien pris en compte dans l'étude

L'impact environnemental global sera étudié en utilisant divers indicateurs généralement utilisés dans ce genre d'étude et décrits à la fin du chapitre.

Unité fonctionnelle

La V126 est conçue pour fonctionner dans des conditions de vent faibles à moyennes. Des conditions de vent moyennes ont été choisies pour le scénario de base car c'est le cas de la plupart des sites d'implantation sur le marché de l'éolien. L'unité fonctionnelle est définie par : 1kWh d'électricité délivrée au réseau par un parc composé d'éoliennes V126-3,3 MW pour un total de 100 MW, fonctionnant sous des conditions de vent faibles.

Description du système

Les limites du système sont fixées au point de livraison avec le réseau publique de distribution (poste source). En effet, au-delà du Poste Source, le coût carbone du réseau de distribution ne peut plus être imputé au projet éolien.

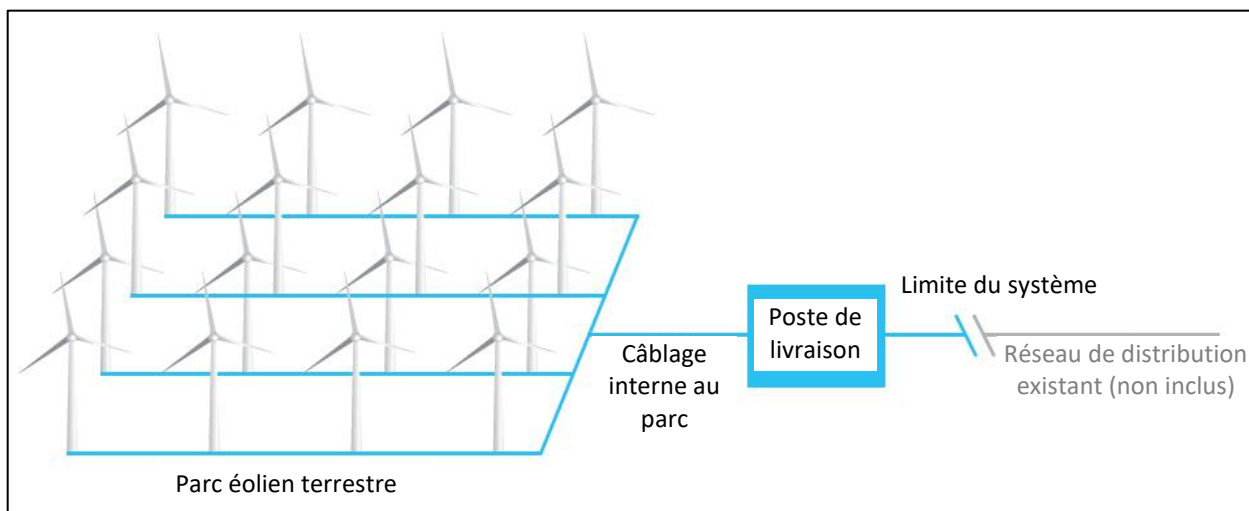


Figure 120 : Limites du système « parc éolien » pris en compte dans l'étude

Phase industrielle de fabrication :	Construction du parc éolien :	Exploitation :	Fin de vie :
Fabrication des éoliennes Production des composants des fondations Production des transformateurs etc.	Transport des composants jusqu'au site d'implantation Montage de l'éolienne, Terrassement, fondations, câblage etc.	Production d'électricité Remplacement d'éléments de l'éolienne Maintenance etc.	Démantèlement Recyclage Incinération etc.

Figure 121 : Les 4 phases du cycle de vie d'un parc éolien pris en compte dans l'étude

Le cycle de vie complet du parc éolien peut être scindé en sous parties, constituants des phases.

Les processus ont été modélisés sur la base de l'état de l'art utilisé par VESTAS.

L'année de référence est l'année 2012 avec une mise à jour en 2016 permettant d'incrémenter des types de machines de dernières générations comme la V126.



Hypothèses de départ

La durée de vie d'une éolienne a été fixée à 20 ans.

Le taux de recyclage des composants métalliques est estimé à 98 %, celui des autres composants majeurs (générateurs, câbles..) est estimé à 95 %, ceux des autres parties sont de 92 % pour l'acier, l'aluminium et le cuivre, 50 % pour les polymères, et 0% pour les lubrifiants.

Une fondation classique a été choisie pour le scénario de base.

Les phases de transport suivantes ont été prises en compte pour l'étude :

- Transport des matières premières jusqu'aux fournisseurs des Vestas : 600 km en camion (à l'exception du matériel pour le béton : 50 km),
- Transport des composants principaux des éoliennes jusqu'aux sites de production de Vestas (90 % de la masse de la machine) : 600 km en camion,
- Transport des éléments des sites de production jusqu'au parc éolien : 1025 km pour la nacelle et le hub, 600 km pour les pales, 1100 km pour la tour, 50 km pour les fondations,
- Transport associé au recyclage ou dépôt en fin de vie : 200 km sauf pour le béton des fondations : 50 km,
- Transport associé aux déplacements des équipes de maintenance vers ou depuis le site du projet : 2160 km par parc par an.

11.5.3. RESULTATS GLOBAUX

Les résultats sont présentés selon plusieurs indicateurs habituellement utilisés pour déterminer l'impact environnemental des différentes phases du cycle de vie du parc éolien. Une définition succincte de chaque indicateur est fournie en fin de chapitre.

Abréviations	Indicateurs	unités	Impact / kWh d'électricité
ADP elements	Epuisement des ressources abiotiques (éléments)	mg Sb eq.	0,24
ADP fossils	Epuisement des ressources abiotiques (ressources fossiles)	MJoule	0,12
AP	Potentiel d'acidification	mg SO ₂ eq.	44
EP	Potentiel d'eutrophisation	mg PO ₄ ⁻ eq.	4,4
FAETP	Potentiel d'écotoxicité de l'eau douce	mg DCB eq.	56
GWP	Potentiel de réchauffement climatique	g CO ₂ eq.	8,2
HTP	Potentiel de toxicité humaine	mg DCB eq.	1810
MAETP	Potentiel d'écotoxicité de l'eau de mer	g DCB eq.	633
POCP	Potentiel de production d'Ozone Photochimique	mg C ₂ H ₄ eq.	5,0
TETP	Potentiel d'éco toxicité terrestre	mg DCB-e	39
-	Energie primaire (renouvelable) (valeur calorifique nette)	M Joule	0,01
-	Energie primaire (non-renouvelable) (valeur calorifique nette)	M Joule	0,012
-	Consommation d'eau	g	81
-	Potentiel de recyclage (moyenne des composants d'une éolienne V126 (%))		87

Tableau 146 : Principaux résultats pour l'évaluation de l'impact du cycle de vie du parc éolien selon les hypothèses de départ

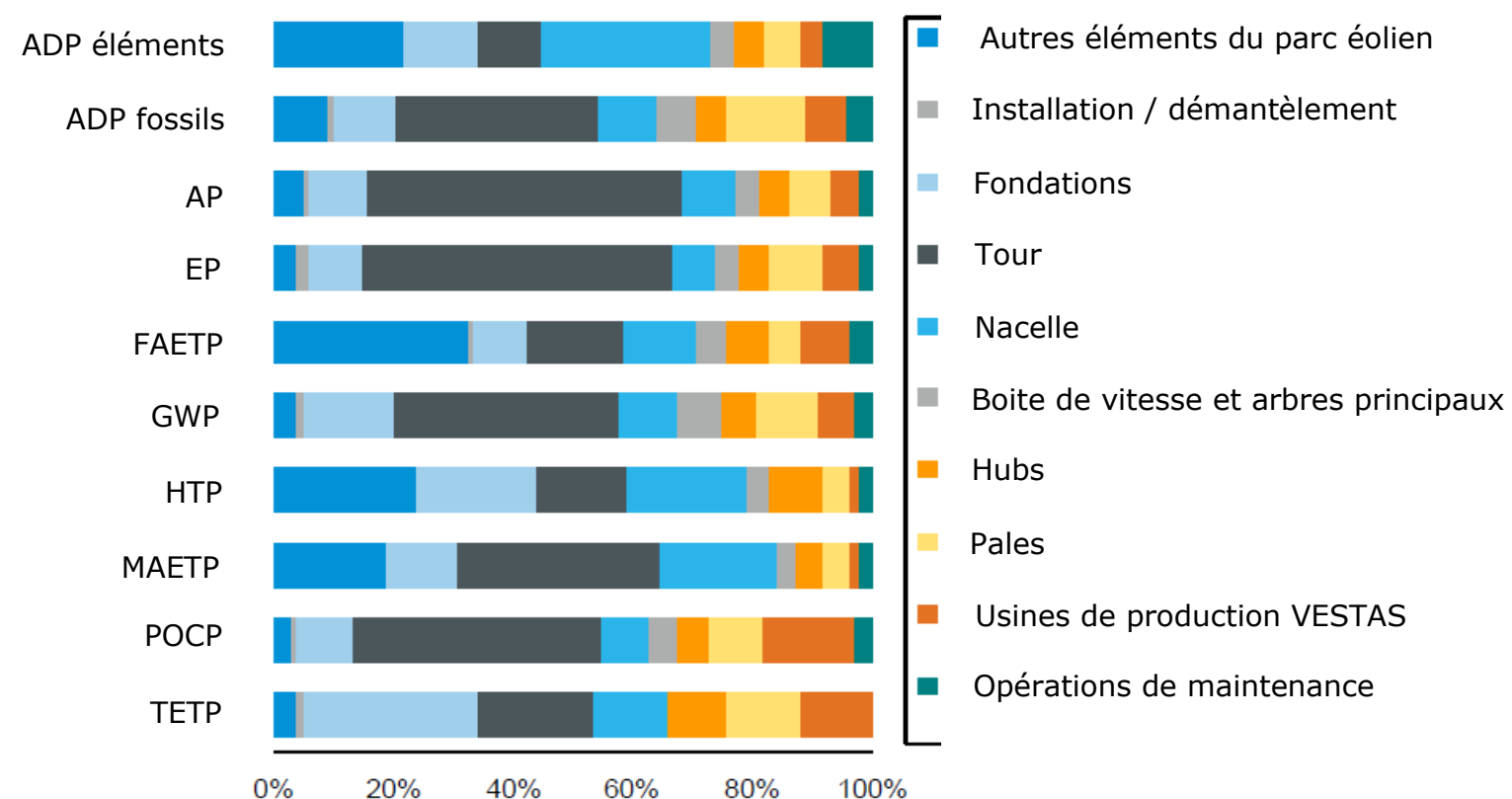


Tableau 147 : Contribution des composants du parc éolien pour chaque indicateur

Sur l'ensemble des indicateurs présentés, la phase qui influe le plus sur ces résultats est celle de la production des matières premières ainsi que la phase industrielle de fabrication de l'éolienne. Dans la plupart des cas, ces impacts sont bien plus importants que ceux se produisant à d'autres moments du cycle de vie du parc éolien.

Durant la phase de fabrication industrielle, la production des tours a le plus fort impact, due à la quantité d'acier nécessaire à leur production. Ensuite vient la production du mécanisme de la nacelle puis de manière assez significative la construction des pales.

La phase de démantèlement et recyclage en fin de vie sont aussi significatifs pour nombre d'indicateurs, mais de manière positive, démontrant les bénéfices d'un fort taux de recyclage du parc éolien.

La construction du parc éolien et la maintenance n'ont pas une contribution significative sur l'ensemble des impacts du cycle de vie du parc, de même que le transport des composants d'éoliennes jusqu'au site d'implantation.

11.5.4. ANALYSE DE SENSIBILITE

Les résultats du scénario de base permettent de mettre en avant le fort impact environnemental de la fabrication industrielle des éoliennes. L'analyse de sensibilité vise à montrer l'influence de 3 paramètres importants dans le cycle de vie d'un parc éolien :

- La durée de vie du parc,
- La fréquence de remplacement d'une partie d'éolienne (pale, transformateur ou autre),
- La prise en compte du recyclage du parc éolien en fin de vie.

La durée de vie d'un parc éolien

Dans la 1ère partie de l'étude, la durée de vie d'un parc éolien a été fixée à 20 ans. L'expérience de Vestas montre que cette durée peut être prolongée à 30 ans dans certains cas. Cette augmentation va permettre de réduire les émissions par kWh d'électricité produite car les impacts associés à la phase de fabrication industrielle sont amortis sur une période plus longue.

Ainsi, une augmentation de la durée de vie du parc éolien de 4 ans va avoir pour effet une réduction de 17% des impacts environnementaux alors qu’une réduction de la durée de vie du parc éolien de 4 ans va augmenter son impact environnemental de 25%. **La durée d’exploitation d’un parc éolien influence donc grandement l’impact environnemental du projet.**

L’augmentation de la durée de vie du parc va avoir pour conséquence l’accroissement de la durée de la maintenance et du remplacement d’éléments de l’éolienne.

Ce paramètre va donc également être testé, mais dans un nouveau scénario.

La maintenance et le remplacement d’éléments des éoliennes

Les exigences de maintenance et remplacement d’éléments d’éoliennes sont très variables d’un parc à l’autre. Grâce à l’expérience de Vestas, deux cas d’étude ont été intégrés dans cette analyse. Les scénarios présentés ci-dessous évaluent l’effet d’un doublement ou d’une diminution de moitié de la fréquence du remplacement d’éléments d’éoliennes (transformateur, pale, etc.) par rapport au scénario de référence.

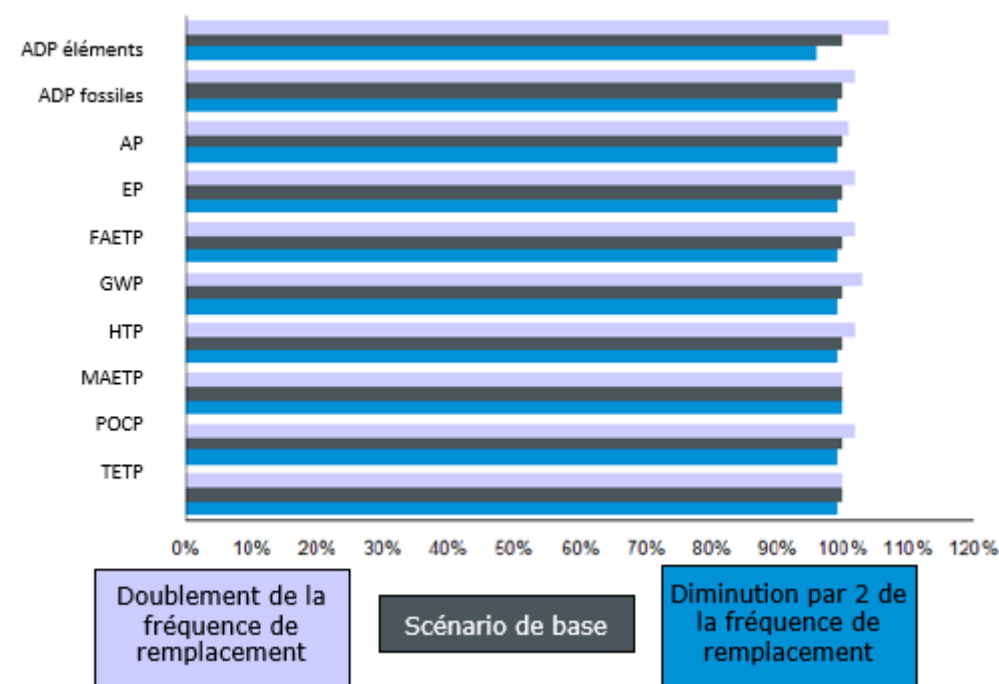


Tableau 148 : Comparaison des effets du doublement ou diminution de moitié de la fréquence de remplacement des éléments d’éoliennes utilisés durant la vie du parc éolien

La figure ci-avant montre que le doublement des actions de remplacement des éléments d’éoliennes augmente de 0,5 à 7 % l’impact sur les divers indicateurs. La diminution de moitié du remplacement des éléments d’éoliennes réduit quant à elle de 0,2 à 4 % l’impact sur les divers indicateurs.

L’effet du doublement ou de la diminution de la maintenance n’est donc pas significatif sur la performance environnementale du parc.

L’exception à cette règle concerne la diminution des ressources abiotiques (éléments), qui montre une sensibilité plus importante.

Les métaux utilisés pour la boîte de vitesse comptent pour 94% des impacts, ce qui est dû à la consommation d’alliages. C’est pourquoi le doublement de la fréquence de remplacement des parties d’éoliennes a un impact fort sur cet indicateur.

La prise en compte du recyclage du parc éolien en fin de vie

Les données du recyclage utilisées pour cette étude proviennent des recherches de Vestas.

Cette analyse de sensibilité examine les effets induits sur les indicateurs qui définissent l'impact environnemental d'un parc éolien dans le cas où il n'y aurait pas de recyclage du parc éolien en fin de vie.

Le graphique ci-dessous montre clairement que **sans recyclage en fin de vie**, il y aurait une augmentation générale (environ 33%) de l'impact environnemental du parc. Le taux d'augmentation varie fortement d'un indicateur à l'autre.

En particulier, le potentiel eco-toxique aquatique et de toxicité humaine augmentent fortement du fait d'émissions dans l'air de fluorure d'hydrogène et de métaux lourds en absence de recyclage de l'aluminium, de l'acier inoxydable et de métaux.

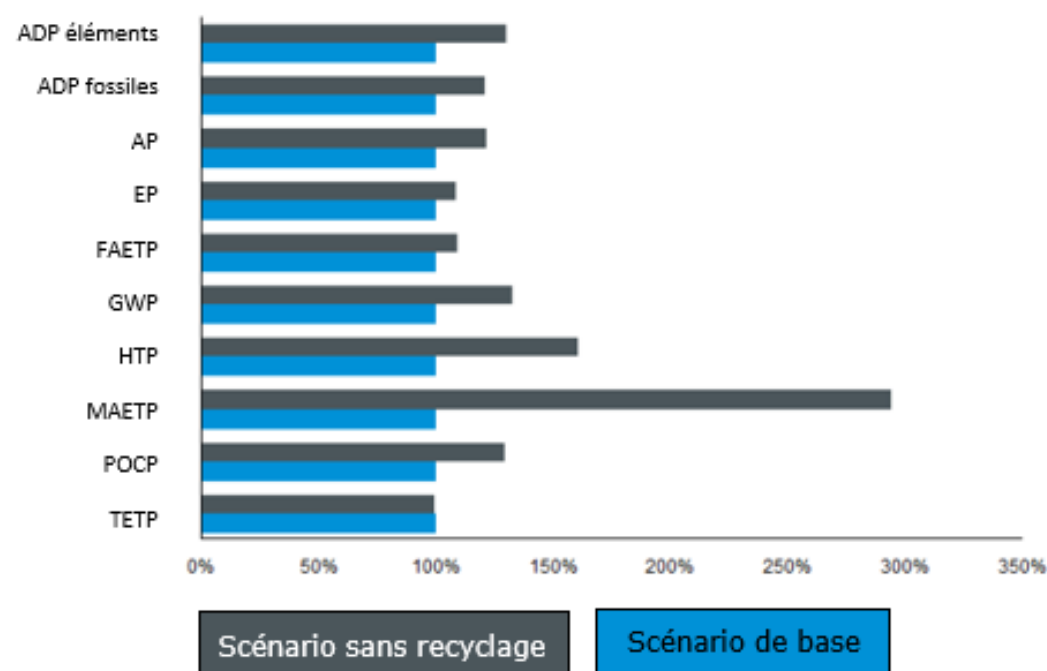


Tableau 149 : Comparaison des effets de la prise en compte du recyclage

11.5.5. COMPARAISON DE SCENARIOS

Cette analyse permet de comparer des scénarios afin de montrer comment évolue l'impact environnemental du parc en fonction de paramètres directement liés au choix du site d'implantation.

- Variation de la distance de transport des composants de l'éolienne et distance de déplacement lors des maintenances,
- Variation de la distance du parc éolien au réseau de distribution existant,
- Changement du type de fondation utilisée pour des sites à nappe souterraine profonde et nappe sub-affleurante.

Comparaison d'un site à nappe d'eau souterraine profonde Vs nappe sub-affleurante

Dans ce cas, c'est le dimensionnement des fondations qui sera différent. Plus la nappe d'eau est proche de la surface et plus la quantité de béton et d'acier nécessaire sera importante, pour concevoir des fondations plus conséquentes. Les autres facteurs restent inchangés.

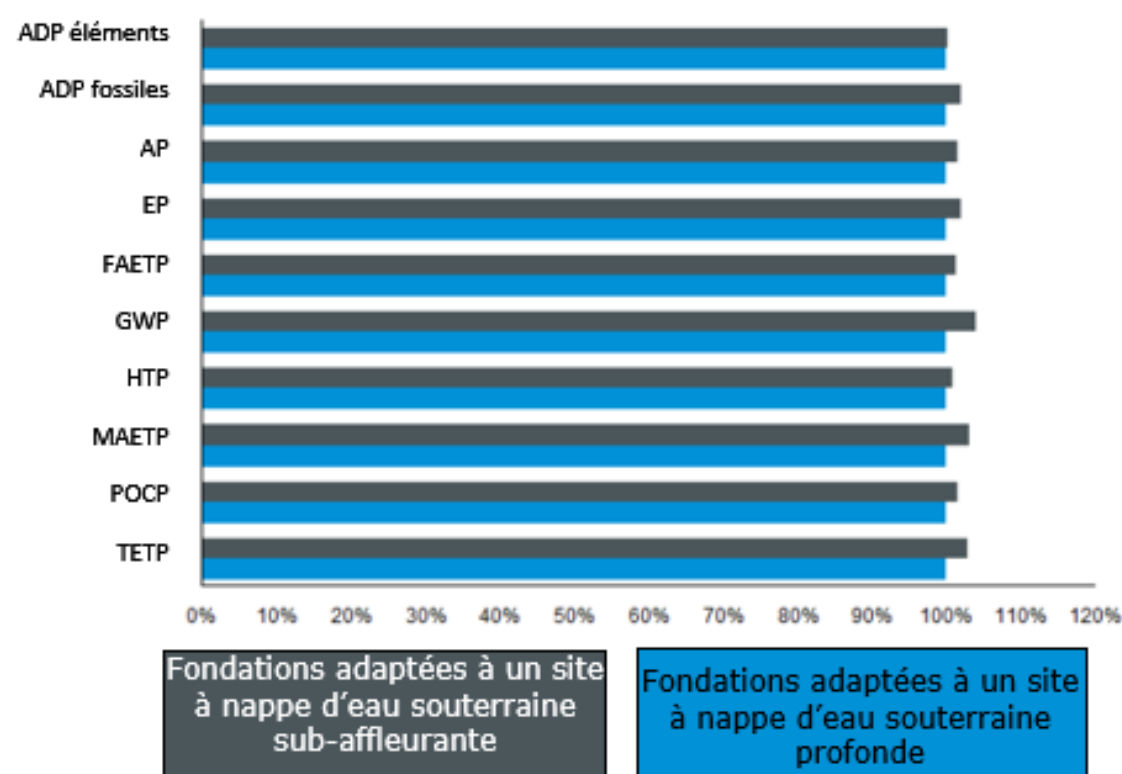


Tableau 150 : Comparaison des effets d'un dimensionnement plus ou moins important des fondations, dues à des conditions de nappes d'eau souterraines profondes ou sub-affleurantes

Ce paramètre n'a pas un effet prépondérant sur les divers indicateurs, mais augmente légèrement chacun d'eux de 0,1 à 4%.

Ceci est directement lié à l'augmentation de la quantité nécessaire de béton et d'acier de renforcement pour les fondations adaptées à un site à nappe d'eau souterraine sub-affleurante.

La distance de transport des éoliennes jusqu'au parc éolien

Cette analyse de sensibilité s'intéresse à l'impact de la distance de transport des éléments des éoliennes du site de fabrication jusqu'au parc éolien.

3 scénarios sont étudiés : celui d'un site sur un continent où Vestas ne dispose pas d'usines de productions, comme l'Australie ; celui d'un site bénéficiant d'une desserte régionale avec tous les sites de fabrication dans la même région que le parc éolien, comme par exemple aux états unis ; et celui du scénario de base considérant les caractéristiques moyennes évaluées par Vestas.

La figure page suivante illustre cette analyse de sensibilité.

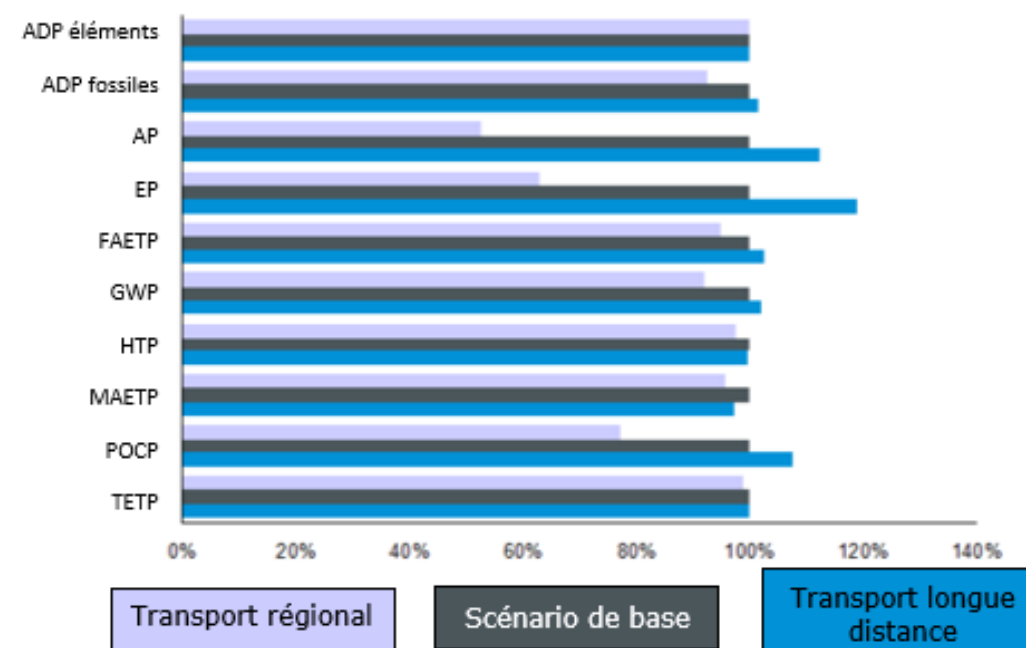


Tableau 151 : Comparaison des effets de l'augmentation ou de la diminution de la distance de transport des éléments d'éoliennes jusqu'au parc éolien

La figure ci-avant montre qu'un transport sur une longue distance augmente jusqu'à 3 % l'impact sur les divers indicateurs, à l'exception des impacts potentiels d'acidification, d'eutrophisation et de production d'Ozone Photochimique, qui augmentent de 7 à 19 %.

L'effet d'un transport régional diminue l'impact sur les divers indicateurs d'environ 5 %, à l'exception des impacts potentiels d'acidification, d'eutrophisation et de production d'Ozone Photochimique, qui diminuent de 23 à 48 %.

Pour ces 3 paramètres, ces écarts plus importants s'expliquent principalement par les impacts du transport qui augmente significativement les émissions de dioxyde de soufre et d'oxydes d'azotes du fait de la combustion du fioul.

D'un point de vue général, le scénario de base correspond à environ 12 % des impacts globaux du cycle de vie, le scénario considérant une longue distance d'acheminement correspond à 16 % de ces impacts, et le scénario d'un approvisionnement régional correspond à environ 7% des impacts globaux du cycle de vie d'un parc éolien.

La distance du parc éolien au poste source du réseau public de distribution

Dans le scénario de base, cette distance est fixée à 20 km et intègre une perte de 2,5% de l'électricité produite (par effet joule). Cette analyse étudie l'effet d'un raccordement alternatif à 10 et 40 km, et intègre une perte de 2 et 3,5 % du total de l'électricité produite.

La figure suivante illustre la comparaison des impacts de ces 3 scénarios. Il ressort que les impacts ne sont pas modifiés significativement en fonction de la distance de raccordement. Le doublement de la distance au poste source n'augmente globalement les impacts que de 3 à 14%, et la diminution de moitié les réduit de 0,5 à 7 %.

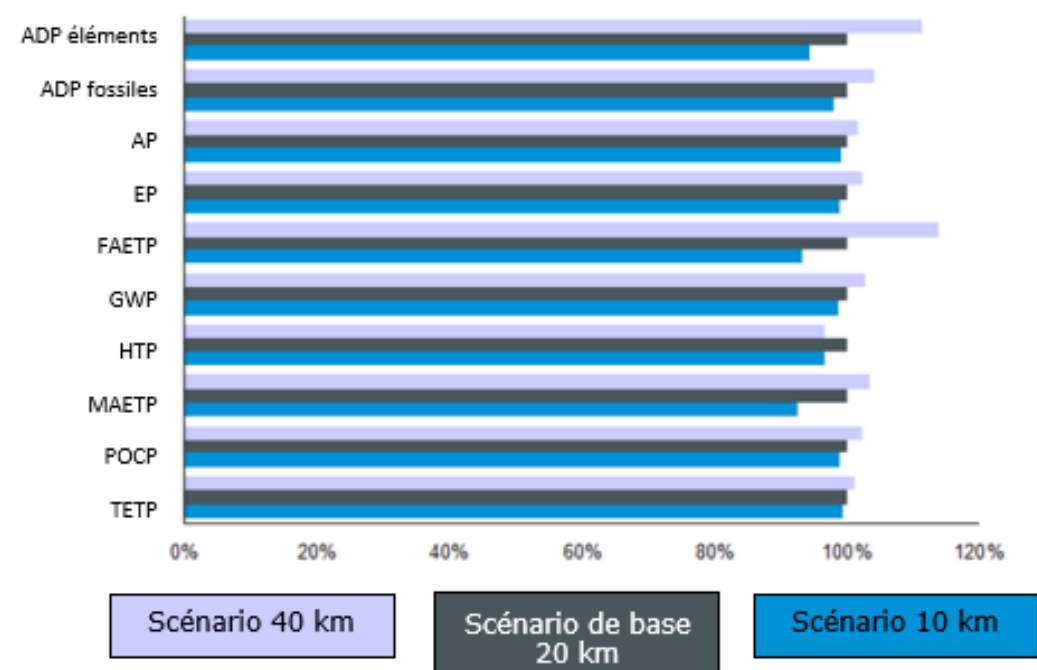


Tableau 152 : Comparaison des effets de l'augmentation ou de la diminution de la distance du parc au réseau publique de distribution

11.5.6. POINT DE COMPENSATION DE L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL D'UN PARC EOLIEN

Ce paragraphe vise à évaluer le moment où est atteint « l'équilibre énergétique » d'un parc éolien et ce selon 2 approches, illustrant également l'importance du référentiel utilisé pour évaluer cette donnée.

L'approche « Net Energy » est évaluée à partir du ratio entre l'énergie utilisée pour l'ensemble du cycle de vie du parc éolien et la production d'énergie par ce même parc. Selon cette approche, l'atteinte de l'équilibre énergétique se situe aux environs de **8,7 mois** d'exploitation pour un vent faible. Dans cette configuration, le parc produira 27 fois plus d'énergie qu'il en consommera sur l'ensemble de son cycle de vie.

L'approche « Primary energy » consiste à comparer l'énergie primaire utilisée pour l'ensemble du cycle de vie du parc éolien à l'énergie primaire qui serait consommée pour produire la même quantité d'énergie que le parc à partir d'un mix énergétique de référence. Pour cela, la production du parc éolien est convertie en énergie primaire équivalente nécessaire pour produire la même quantité d'énergie que le parc à partir d'un mix énergétique distribué par le réseau de grandes régions de référence (Australie, Europe, USA..).

Considérant cette approche, l'équilibre énergétique se situe aux environs de **3 mois**.

Selon Vestas, l'approche « Net Energy » semble préférable étant donnée qu'elle ne considère aucune conversion et fournit un indice absolu de performance.

11.5.7. CONCLUSION

Cette étude a présenté l'impact environnemental de la production d'électricité par une centrale éolienne de 100 MW, composée d'éoliennes V126 – 3,3 MW.

Les résultats globaux de cette étude montrent l'impact prépondérant associé à la production de la matière première et la phase industrielle de fabrication de l'éolienne sur l'ensemble du cycle de vie du parc éolien. Pour la plupart des indicateurs étudiés, les impacts sont bien plus importants pour cette phase que pour n'importe quelle autre étape dans le cycle de vie du parc éolien.

Au sein de la phase industrielle de fabrication des éoliennes, la production des tours a l'impact le plus fort, ce qui est dû à l'importante quantité d'acier nécessaire pour produire cette partie de l'éolienne. La fabrication de la nacelle, de la boîte de vitesse et l'arbre principal engendrent également des impacts importants. La conception des pales constitue un impact moins élevé que les deux précédents, mais tout de même significatif, comparé à tous les autres éléments de l'éolienne.

Le processus de démantèlement en fin de vie est également significatif, dans la mesure où le recyclage du parc éolien apporte des bénéfices (crédits) dans le système de production de la machine et des infrastructures du parc.

La phase de construction ainsi que les opérations de maintenance n'ont pas un effet significatif sur l'ensemble du cycle de vie du parc.

Le transport pour acheminer les éléments des usines de fabrication Vestas au site de production a une contribution moyennement significative sur les impacts liés au cycle de vie du parc, plus faible que la phase de production des éléments des éoliennes.

Par la suite, certains paramètres, tels que la durée de vie du parc éolien, ou bien la capacité de recyclage du parc en fin de vie, ont un impact environnemental important, contrairement à la fréquence de maintenance et de changement de pièces dans les éoliennes.

Enfin, certains paramètres liés au choix du site peuvent engendrer un impact environnemental important, comme la ressource en vent ou la distance de raccordement au réseau publique. A l'inverse, d'autres paramètres sont peu significatifs, comme le dimensionnement des fondations.

Ainsi, selon le mode de calcul utilisé, il faut entre 3 et 9 mois de fonctionnement du parc éolien pour compenser la production de CO₂ qui a lieu pendant les autres phases du cycle de vie du parc.

Concernant la comparaison des bilan carbone de plusieurs énergies renouvelables et fossiles, les différentes sources disponibles montrent des résultats variables mais assez cohérents dans l'ordre d'arrivée des différentes sources de production : l'éolien et l'hydraulique font partie des modes de production d'électricité présentant un bilan carbone le moins élevé, comparé à l'énergie solaire photovoltaïque, le charbon et l'ensemble des modes de production à partir d'énergie fossile. Concernant le nucléaire, les sources d'information donnent des résultats très divergents en fonction de la prise en compte ou non du traitement des déchets radioactifs et du démantèlement des centrales.

11.5.8. DEFINITION SUCCINCTE DES INDICATEURS UTILISES DANS LE CADRE DE L'ETUDE

Consommation d'énergie primaire (renouvelable ou non renouvelable) :

La consommation d'énergie primaire correspond à la quantité d'énergie directement prélevée de l'hydrosphère, l'atmosphère ou la géosphère. Pour les énergies fossiles et l'uranium, cela correspond à la quantité de ressources consommée, exprimée en équivalent énergie (c'est-à-dire la quantité d'énergie des matières premières). Pour les sources d'énergie renouvelables, la quantité d'énergie se caractérise par la quantité de biomasse consommée. Pour l'hydro-électricité, il s'agirait de la quantité d'énergie gagnée entre deux hauteurs d'eau différentes.

Potentiel de réchauffement climatique

Il est calculé en équivalent CO₂. Le temps de maintien des différents gaz à effet de serre dans l'atmosphère est pris en compte dans le calcul. Le pas de temps utilisé est de 100 ans.

Potentiel d'acidification

L'acidification des sols et des eaux se produit par la transformation des polluants de l'air en acides. Cela induit une réduction du pH de l'eau de pluie et des gouttes d'eau en suspension dans l'air. Cette acidification de l'air et de l'eau a pour effet la dégradation des écosystèmes. Ce potentiel d'acidification est donné en équivalent SO₂ (SO₂-eq). Il est décrit comme la capacité de certaines substances à lier ou non des ions H⁺.

Potentiel d'eutrophisation

L'eutrophisation est l'enrichissement en nutriments d'un milieu donné, terrestre ou aquatique. La pollution de l'air, les eaux usées et les engrais utilisés pour l'agriculture contribuent tous à l'eutrophisation de certains milieux. Il en résulte une accélération de croissance des algues, qui empêche la lumière de pénétrer plus profondément, ce qui réduit l'activité de photosynthèse et la production d'oxygène. L'oxygène étant également consommé lors de la décomposition des algues mortes, la concentration d'oxygène décroît dans l'eau et conduit à la mortalité des autres êtres vivants dans ce milieu et à la décomposition anaérobie. Le potentiel d'eutrophisation est calculé en équivalent phosphate (PO₄-eq).

Potentiel de création d'ozone photo-chimique

Malgré le fait que l'ozone joue un rôle de protection dans la stratosphère, au niveau du sol, il est classé dans les gaz à effet de serre. On suspecte l'ozone photo-chimique de créer des dommages sur la végétation et la matière. De fortes concentrations en ozone sont toxiques pour les humains. Des concentrations importantes d'ozone sont constatées lorsque la température est élevée, l'humidité est faible, l'air est statique, et qu'il y a une forte concentration d'hydrocarbures. La création d'ozone photo-chimique est exprimée en éthylène-équivalent (C₂H₄-Eq).

Potentiel de toxicité humaine / Potentiel d'écotoxicité terrestre, de l'eau douce, de l'eau de mer

La méthode d'évaluation du potentiel de toxicité est encore en développement. Le potentiel d'écotoxicité vise à décrire les effets destructeurs sur l'homme ou les écosystèmes. Plusieurs classes de toxicité sont définies en fonction de la durée et la fréquence de l'impact. La toxicité d'une substance est basée sur différents paramètres relatifs à leur composition chimique, leurs propriétés physiques, leur comportement et leur persistance dans l'environnement.

Le potentiel d'écotoxicité est calculé avec des valeurs-seuil toxicologiques, basé sur une exposition continue à la substance. Ainsi, en fonction de la source d'émission (air, eau ou sol), trois valeurs sont calculées et correspondent aux différents indices de toxicité utilisés ici.

Epuisement des ressources abiotiques (fossiles)

Cet indicateur couvre l'ensemble des ressources naturelles inertes et non renouvelables : minerais, pétrole brut, matières premières minérales...Il décrit la réduction de la quantité globale de ces matières premières, qui mettent plus de 500 ans à se renouveler. La substance de référence est l'antimoine.

Epuisement des ressources abiotiques (éléments)

Cet indicateur décrit la quantité de ressource non-énergétique prélevée de la géosphère. Il reflète l'épuisement de la matière dans la géosphère et s'exprime en équivalent antimoine.

