

PARCO EOLICO MONTE CERCHIO

Il Committente:  Windtek

Sede Legale: Corso Vercelli n. 10
10152, Torino (TO)
P.IVA e C.F. 12930940015

Oggetto:
STUDIO IMPATTO AMBIENTALE

Titolo:
QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE

Il Progettista

Ordine Architetti
PPC Torino 
ARCHITETTO
n. 10357 
dott. arch. Martina Pelleri

Arch. Martina Pelleri

Data	Emis.	Aggiornamento	Data	Contr.	Data	Autor.
07/2024	MP	Emissione	07/2024	MP	07/2024	MP

SCALA: N.A.

FORMATO: A4

LUGLIO 2024

Commessa	Tip. impianto	Fase Progetto	Disciplina	Tip. Doc	Titolo	N. Elab	REV
22102	EO	DE	SIA	R	06	0003	B

RICERCA, SVILUPPO E COORDINAMENTO IMPIANTI EOLICI E FOTOVOLTAICI A CURA DI:


EMME CONSULTING_{s.r.l.s.}

Sede Amministrativa e Operativa
via Benessia, 14 12100 Cuneo (CU)
tel 335.6012098
e-mail: emmecsrsls@gmail.com

Geom. Domenico Bresciano

PROGETTAZIONE ACUSTICA A CURA DI:


BAUTEL_{S.R.L.}

Sede Amministrativa via Maroncelli, 23 10024 Moncalieri (TO)
tel 011.6052113 - 011.6059915 e-mail: amministrazione@bautel.it
Sede Operativa Torino - via Maroncelli, 23 10024 Moncalieri (TO)
Sede Operativa Genova - via Banderali, 2/4 16121 Genova (GE)

I Tecnici:

Coord. gruppo di progettazione
Ing. Silvio Mario Bauducco

Collaboratori

Geom. Benzoni Manuel
Per. Ind. Biasin Emanuele
Ing. Occhiuto Felice
Arch. Ostino Paolo
Arch. Pelleri Martina

File: testalini_relazioni.dwg

TUTTI I DIRITTI SONO RISERVATI - Questo documento è di proprietà esclusiva del progettista ivi indicato sul quale si riserva ogni diritto. Pertanto questo documento non può essere copiato, riprodotto, comunicato o divulgato ad altri o usato in qualsiasi maniera, nemmeno per fini sperimentali, senza autorizzazione scritta dallo stesso progettista.

INDICE

1. Premessa.....	4
2. Inquadramento generale dell'area	5
3. Inquadramento territoriale	9
4. Analisi delle componenti ambientali	10
4.1. Atmosfera	10
4.1.1 Condizioni Meteorologiche	10
4.1.2. Qualità dell'aria	12
4.2. Ambiente idrico	16
4.3. Suolo e sottosuolo	18
4.4. Vegetazione, flora, fauna	20
4.5. Ecosistemi	25
4.6. Ambiente antropico e salute pubblica	28
4.7. Rumore e vibrazioni	31
4.8. Radiazioni ionizzanti e non ionizzanti	33
4.9. Paesaggio	34
5. Analisi impatto ambientale come emissione CO₂ per la realizzazione in situ dell'impianto eolico Monte Cerchio	36
5.1. Intervento di disboscamento	36
5.2 Interventi di realizzazione strada di accesso e ponte	37
5.3 Interventi di scavo per piazzole e fondazioni turbine	37
5.4 Interventi di realizzazione plinti – micropali di fondazione e cemento armato plinto	37
5.5 Interventi di sistemazione piazzole e plinti	37
5.6 Interventi di realizzazione di cavidotto di connessione	38
5.7 Intervento di montaggio aerogeneratori.....	38
5.8 Interventi di sistemazione generale e messa in esercizio.....	38
5.9 Manutenzione ordinaria turbine ed apparecchiature ad esse connesse.....	39
5.10 Analisi dei risultati.....	39
6. Analisi impatto ambientale come innalzamento polveri per la realizzazione dell'impianto eolico Monte Cerchio	48

7. Analisi impatto ambientale come CO₂ per la produzione degli aerogeneratori dall’Impianto eolico Monte Cerchio – Analisi LCA (<i>Life Cycle Assessment</i>)	55
8. Analisi impatto ambientale come emissione CO₂ per la demolizione del parco Monte Cerchio.....	60
8.1 Intervento di smontaggio aerogeneratori.....	60
8.1.1 Interventi di demolizione plinti	61
8.1.2 Interventi di ripristino piazzole	61
8.1.3 Interventi di sfilamento delle trecce di connessione alla sottostazione elettrica.....	62
8.2 Analisi dei risultati.....	62
9. Metodo Matriciale di valutazione degli impatti ambientali.....	66
10. Piano di Monitoraggio Ambientale	69
11. Conclusioni	72
ALLEGATO LCA v162-6.2 VESTAS	74

1. Premessa

Il quadro di riferimento ambientale costituisce quella fase del procedimento nella quale i potenziali fattori di impatto vengono valutati e stimati. All'interno di suddetta relazione vi sarà dunque il tentativo di caratterizzare lo stato e la qualità dei sistemi e delle componenti ambientali interessate dalle opere in progetto.

Considerando la complessità del tema di seguito affrontato e la necessità di semplificarne i contenuti, verrà utilizzata la ripartizione proposta dal D.P.C.M. 1988 con le dovute integrazioni. Non tutte le componenti ambientali avranno lo stesso grado di analisi e approfondimento questo perché l'importanza di ciascuna componente ambientale deriva dall'analisi del profilo ambientale delle opere in progetto rapportate alle possibili alterazioni che possono seguire ad opera compiuta.

Una adeguata descrizione dell'ambiente si avvale dell'utilizzo della classificazione per componenti ambientali mediante lo sviluppo dei seguenti temi:

- Atmosfera: che comprende gli aspetti legati alla qualità dell'aria e alla componente meteorologica;
- Ambiente idrico: inteso come sistema delle acque superficiali e sotterranee;
- Suolo e sottosuolo: sotto il profilo geologico, geomorfologico e pedologico;
- Vegetazione, flora e fauna: comprensivo di formazioni vegetali e associazioni animali dal punto di vista dell'equilibrio naturale;
- Ecosistemi: complessi componenti e fattori fisico-chimici e biologici;
- Salute pubblica: intesa come condizione generale dello stato di salute degli individui e delle comunità interessate dalle opere in progetto;
- Rumore e vibrazioni: in rapporto con l'ambiente antropico e naturale;
- Radiazioni ionizzanti e non ionizzanti: in rapporto con l'ambiente antropico e naturale;
- Paesaggio: inteso nelle sue componenti fisiche, morfologiche, storico-culturali.

2. Inquadramento generale dell'area

Il progetto in esame prevede la realizzazione di un parco eolico composto da 7 aerogeneratori di potenza ciascuno pari a 6,2MW da collocare al di sotto dei crinali montani che da Bric Cappelle arrivano a Bric della Ribera collocati nei pressi della località Monte Cerchio del Carretto, nei territori comunali di Cairo Montenotte e Cengio. Detto parco eolico interesserà la regione Liguria.

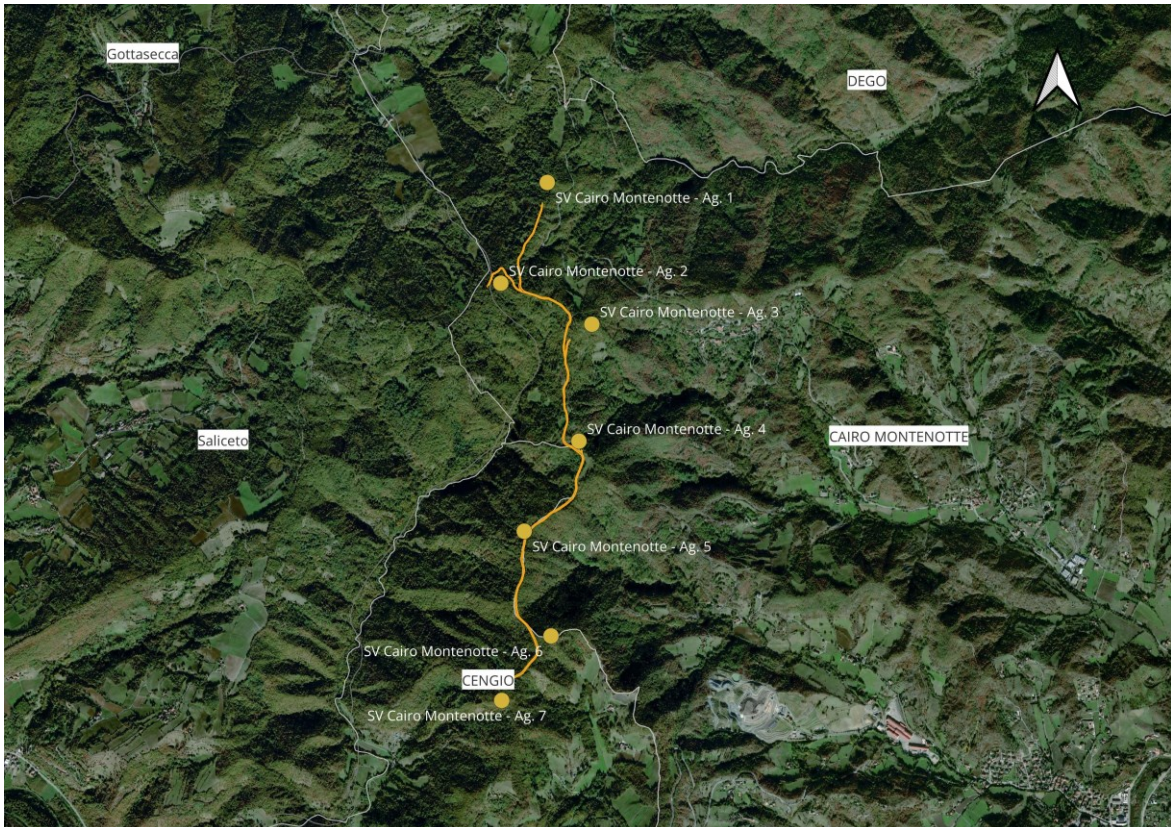


Figura 1 – inquadramento dell'impianto eolico a progetto nel contesto ambientale di riferimento

L'area è collocata vicino al confine delle regioni Piemonte e Liguria; nello specifico è localizzabile nella zona centro sud del Piemonte, vicino ai territori facenti parte delle Langhe, e lungo i confini settentrionali della Val Bormida nei territori già liguri.



Figura 2 - individuazione del parco eolico rispetto alle regioni coinvolte - <https://www.flapane.com/maps/mappie.php>

La valle della Bormida si apre nell'alto Monferrato: relativamente ampia all'inizio, si restringe gradatamente dirigendosi da nord a sud, dalla piana alessandrina fino ad Acqui, dove volge a ovest per biforcarsi, a monte di Bistagno, nelle valli della Bormida di Millesimo e di quella di Spigno. Il paesaggio della valle della Bormida di Millesimo, che si apre verso l'estremità nord-orientale delle Langhe, presenta qualche tratto piano solo nella parte inferiore e si caratterizza per la presenza di colline vitifere coperte in sommità da boscaglie di querce. La valle della Bormida di Spigno, che si apre in direzione sud-nord all'estremità orientale delle Langhe, presenta invece un paesaggio stretto e tortuoso. L'elevata urbanizzazione e la diffusione di aree agricole, in particolare nel territorio del ramo di Millesimo e nel tratto pianiziale della Bormida, ha permesso la conservazione di rilevanti ambiti naturali soltanto nelle aree montane, soprattutto in territorio ligure, talora assai aspro morfologicamente e caratterizzato localmente da importanti fenomeni carsici. Il Comune di Saliceto è raggiungibile sia dal Piemonte che dalla Liguria passando per l'autostrada A6 Torino-Savona e successivamente prendendo una delle seguenti uscite: Ceva (km 21) strada statale Dogliani-Montezemolo o Millesimo (km 10) strada statale

valle Bormida Millesimo-Cortemilia.

I comuni di Cengio e Cairo Montenotte sono raggiungibili l'autostrada A6 Torino - Savona e successivamente prendendo una delle seguenti uscite: Ceva (km 21) strada statale Dogliani - Montezemolo o Millesimo (km 10); per il raggiungimento dei centri abitati, capoluoghi comunali, è preferibile l'uscita di Millesimo; i due comuni sono collegati dalla Strada Provinciale denominata 439 via Valbormida.

Gli aerogeneratori verranno collocati alle seguenti coordinate:

Aerogeneratore 01

Geografiche	Metriche (UTM WGS84)
8.223351° E	438196.00 m E
44.441091° N	4921158.99 m N

Aerogeneratore 02

Geografiche	Metriche (UTM WGS84)
8.219721° E	437901.00 m E
44.435313° N	4920520.00 m N

Aerogeneratore 03

Geografiche	Metriche (UTM WGS84)
8.224455° E	438479.00 m E
44.430835° N	4920259.99 m N

Aerogeneratore 04

Geografiche	Metriche (UTM WGS84)
8.226072° E	438397.00 m E
44.426335° N	4919517.99 m N

Aerogeneratore 05

Geografiche	Metriche (UTM WGS84)
8.221781° E	438050.00 m E
44.421166° N	4918947.00 m N

Aerogeneratore 06

Geografiche	Metriche (UTM WGS84)
8.223996° E	438220.00 m E
44.415203° N	4918282.99 m N

Aerogeneratore 07

Geografiche	Metriche (UTM WGS84)
8.220113° E	437907.00 m E
44.411494° N	4917873.99 m N

Per quanto concerne invece le opere accessorie al parco eolico, è prevista l'installazione di quattro nuove cabine elettriche che saranno collocate sul territorio comunale di Cengio, nei pressi dell'aerogeneratore 05.

Il tracciato inerente il percorso di connessione alla rete elettrica, che dalle cabine elettriche giunge al punto di consegna identificato nel comune di Mallare, interesserà la viabilità esistente.

Infine tra gli interventi che caratterizzano il progetto, almeno nella fase di cantiere dello stesso, vi sono una serie di opere provvisorie ma necessarie sia allo stoccaggio del materiale che al transito dei mezzi evitando la creazione di situazioni di disagio alle comunità vicine.

Tra queste opere vi è una variante stradale, delle aree di stoccaggio materiale, di carattere temporaneo, e delle nuove strade di accesso all'area del parco eolico aventi strutture idonee a sopportare il passaggio di mezzi di trasporto eccezionale e mezzi di cantiere.

3. Inquadramento territoriale

L'area oggetto di analisi è posta al di sotto dei crinali montani che vanno da Bric Cappelle a Bric della Posa collocati nei pressi della località Monte Cerchio del Carretto, nei territori comunali di Cengio e Cairo Montenotte.

L'area è collocata sull'Appennino Ligure, in corrispondenza della Val Bormida, in territorio Ligure.

L'impianto sarà collocato in un territorio collinare – montano situato a Nord del comune di Cengio e ad Est del comune di Cairo Montenotte.

A livello orografico il crinale che collega il Bric Cappelle a Bric della Posa, insiste su una quota altimetrica variabile tra i 700 e i 630 m s.l.m. con un picco di circa 775 m s.l.m. in corrispondenza del Pina del Grill.

La Val Bormida, collocata sui territori afferenti la provincia di Savona, è una valle alpino - appenninica, afferente al bacino idrografico del Fiume Bormida, che si sviluppa a partire dalle Alpi Liguri proseguendo in Piemonte, tra le colline dell'alto Monferrato e delle Alte Langhe, fino a giungere nella Pianura Padana dove va a confluire nel Tanaro.

La Val Bormida si caratterizza quasi come una terra sospesa tra la riviera e le Langhe, caratterizzata da un passato industriale dovuta alla sua posizione centrale rispetto alla regione stessa e alle vie del mercato.

4. Analisi delle componenti ambientali

La realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica produce delle alterazioni di equilibri sull'ambiente circostante in cui viene inserito. Tali fenomeni verranno di seguito definiti impatti, questi possono avere sia una natura positiva con un miglioramento delle condizioni generali (si pensi alla riduzione di emissioni in atmosfera di fonti fossili o a ricadute sociali in termini economici) che negativa con una irreversibilità dello stato iniziale dei luoghi (come l'alterazione del paesaggio, la riduzione di superficie permeabile..).

A tal proposito verranno di seguito analizzate le varie componenti ambientali che concorrono alla caratterizzazione dell'ecosistema presente nell'area oggetto di studio al fine di valutare la qualità e la tipologia degli impatti che il progetto genererà.

4.1. Atmosfera

Lo studio dell'impatto sulla qualità dell'aria, in ambito di procedura VIA, interessa la maggior parte delle procedure di valutazione in quanto sia particolari interventi in fase di esercizio che tutte le fasi di cantiere portano con sé delle alterazioni, momentanee o meno, microclimatiche.

Nel presente capitolo verranno analizzati i fattori climatici essenziali ai fini della climatologia: temperature, precipitazioni, ventosità che, interagendo tra di loro influenzano le varie componenti ambientali di un ecosistema.

Altro aspetto non meno importante per la tipologia di intervento prevista è lo studio della qualità dell'aria in termini di inquinamento atmosferico provocato da gas nocivi e da polveri sottili immesse nell'aria che possono minacciare, se ad alti livelli, la salute dell'uomo e l'integrità ambientale.

4.1.1 Condizioni Meteoclimatiche

Il territorio interessato dalla realizzazione dell'impianto eolico a progetto ricade in zona climatica E; la classificazione deriva dai gradi - giorno della zona, le zone classificate come zona E presentano un numero di gradi - giorno compreso tra i 2.100 e i 3.000.

A tal fine si riportano i dati della stazione meteorologica di Cairo Montenotte, utilizzata come riferimento.

Stazione meteorologica di Cairo Montenotte

In generale il clima dell'area di riferimento si definisce temperato - caldo; nel periodo invernale l'area tocca le temperature minime nel mese di gennaio con una media di 0.2° e

la massima di circa 4 gradi a Dicembre; nel periodo estivo invece le temperature hanno regimi decisamente più alti e stanziano tra i 22.8 gradi di giugno e 25.2° di luglio.

	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
Medie Temperatura (°C)	3	3.7	7.2	10.8	14.7	19	21.4	21.3	17.4	13	7.8	4
Temperatura minima (°C)	0.2	0.5	3.3	6.9	10.8	15.1	17.5	17.5	13.9	10.2	5.2	1.4
Temperatura massima (°C)	6.3	7.4	11.3	14.7	18.4	22.8	25.2	25.1	21.1	16.2	10.7	7.1
Precipitazioni (mm)	75	74	83	109	96	73	59	74	119	135	155	81
Umidità(%)	79%	75%	73%	75%	77%	76%	72%	74%	74%	80%	81%	77%
Giorni di pioggia (g.)	6	5	6	9	9	8	6	7	8	8	8	6
Ore di sole (ore)	4.7	5.6	6.9	7.7	9.0	10.3	10.7	9.5	7.9	5.0	4.3	4.5

Data: 1991 - 2021 Temperatura minima (°C), Temperatura massima (°C), Precipitazioni (mm), Umidità, Giorni di pioggia. Data: 1999 - 2019: Ore di sole

Figura 1 - tabella riassuntiva dati 1991-2021 comune di Cairo Montenotte

Per quanto concerne invece le precipitazioni previste durante l'anno, dalla tabella di sintesi sopra riportata si può vedere che i periodi più piovosi corrispondono ai mesi primaverili e autunnali con un picco massimo previsto nel mese di Novembre, con circa 155 mm di pioggia. Per numero di giorni il periodo primaverile è quello più colpito da precipitazioni atmosferiche con una media di 9 giorni al mese mentre il periodo autunnale risulta essere quello con precipitazioni decisamente più consistenti.

I mesi estivi sono invece più asciutti.

La percentuale di umidità del posto risulta essere bene o male sempre costante durante tutto l'anno con lieve aumento nei mesi di ottobre e novembre, portando tuttavia ad una percezione delle temperature maggiori.

Il mese con il maggior numero di giornate soleggiate anche in questo caso risulta essere luglio con una media di 10.69 ore di luce e un totale di 331.38 ore di sole nell'arco dell'intero mese. Al contrario il mese meno soleggiato è Gennaio con una media di 4.27 ore di sole al giorno per una media di 128.12 ore mensili.

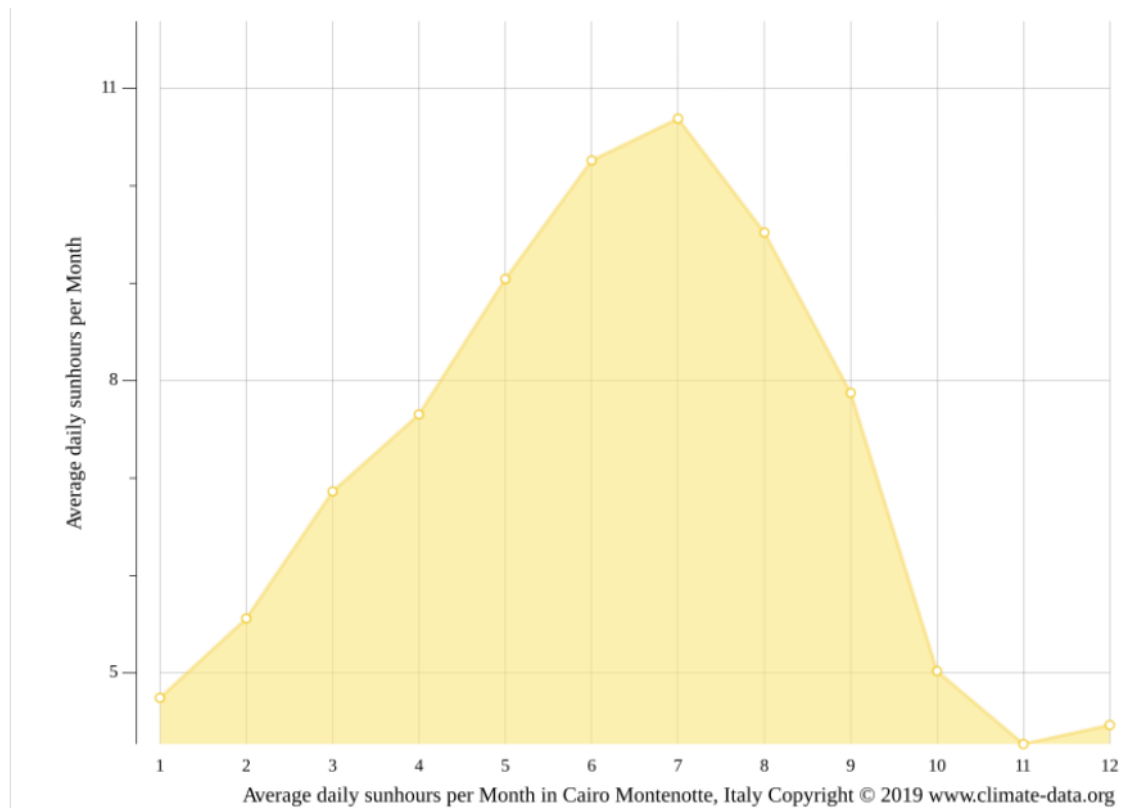


Figura 4 - tabella riassuntiva dati 1991-2021 comune di Cairo Montenotte

4.1.2. Qualità dell'aria

L'impianto oggetto di analisi è collocato in aree montane e agricole e pertanto lontano da potenziali fonti di effluenti gassosi che possano contenere sostanze inquinanti per l'atmosfera. Inoltre la presenza di vento, in alcuni casi a regime abbastanza sostenuto, contribuisce alla diffusione di eventuali emissioni.

Al fine di caratterizzare la qualità dell'aria ci si è basati sui monitoraggi effettuati da Arpa Liguria, dai dati immessi sul portale Regionale che hanno definito una zonizzazione per aree per dati omogenei.

Tra gli inquinanti monitorati troviamo:

Particolato Atmosferico (PM): costituisce la forma più pericolosa di inquinamento atmosferico in quanto costituito da particelle in sospensione dell'aria di origini naturali o antropiche. Con i termini PM10 e PM2,5 si indicano le frazioni di particolato aerodisperso aventi diametro inferiore a 10 µm e a 2,5 µm.

Per quanto riguarda il PM10 il valore limite giornaliero per la protezione della salute umana è pari a 50 µg/m³, da non superare più di 35 volte per anno civile mentre il valore limite, calcolato come media su un anno civile, è pari a 40 µg/m³.

Per il PM2,5 invece il valore limite è posto pari a 25 µg/m³, calcolato come media su un anno civile.

Ozono (O₃): è un inquinante di natura secondaria che si forma in atmosfera a seguito di un ciclo di complesse reazioni fotochimiche che coinvolgono in particolare gli ossidi di azoto e alcuni tra i composti organici volatili, denominati precursori.

Il valore obiettivo a lungo termine per la protezione della salute umana è pari a 120 µg/m³ da non superare più di 25 giorni per anno civile come media su 3 anni.

Ossidi di Azoto (NO_x): comprendono il monossido e il biossido di azoto, il monossido è un gas inodore e incolore che costituisce la componente principale delle emissioni di ossidi di azoto nell'aria.

Il Biossido di azoto invece è un gas tossico di colore giallo-rosso dall'odore pungente e irritante; come l'ozono anch'esso è un inquinante secondario in quanto deriva dall'ossidazione in atmosfera del monossido di azoto.

Il valore limite per la protezione della salute umana è pari a 40 µg/m³, calcolato come media su un anno civile

Benzo(A)pirene (BAP): sono idrocarburi po-ciclici aromatici che si sviluppano durante la combustione incompleta di materiale organico e dall'uso di olio combustibile, gas, carbone e legno nella produzione di energia. La fonte più importante di origine antropica è rappresentata dalle emissioni veicolari, seguita dagli impianti termici, dalle centrali termoelettriche e dagli inceneritori. Essi rappresentano un ampio gruppo di composti caratterizzati dalla presenza di una struttura molecolare di base formata da due o più anelli aromatici fusi.

Il valore limite per la protezione della salute umana è pari a 5,0 µg/m³, calcolato come media su un anno civile.

Arpa Liguria

Per quanto riguarda la zonizzazione definita da Arpa Liguria e basata sui dati di Ozono e Bap l'area interessata delle opere ricade all'interno della zona IT0712; detta zona comprende tutta la val Bormida e il savonese, dall'entroterra alla riviera. Rispetto a questa area l'andamento delle medie annuali di B(a)P non risulta essere critico, solamente l'area costituente i comuni di Altare, Carcare, Cairo Montenotte e Dego presenta delle criticità, area che tuttavia risulta essere a ridosso rispetto al futuro parco eolico.

Anche per quanto concerne la zonizzazione basata sui restanti inquinanti (ovvero Biossido di Zolfo, di Azoto, PM10, PM2,5, Benzene e monossido di Carboni) l'area afferente il futuro parco eolico ricade all'interno della zona IT0712 – Savonese Bormida definendo le concentrazioni degli inquinanti, specialmente i PM10 preponderanti e tipici di aree fortemente antropizzate anche sotto il profilo industriale.

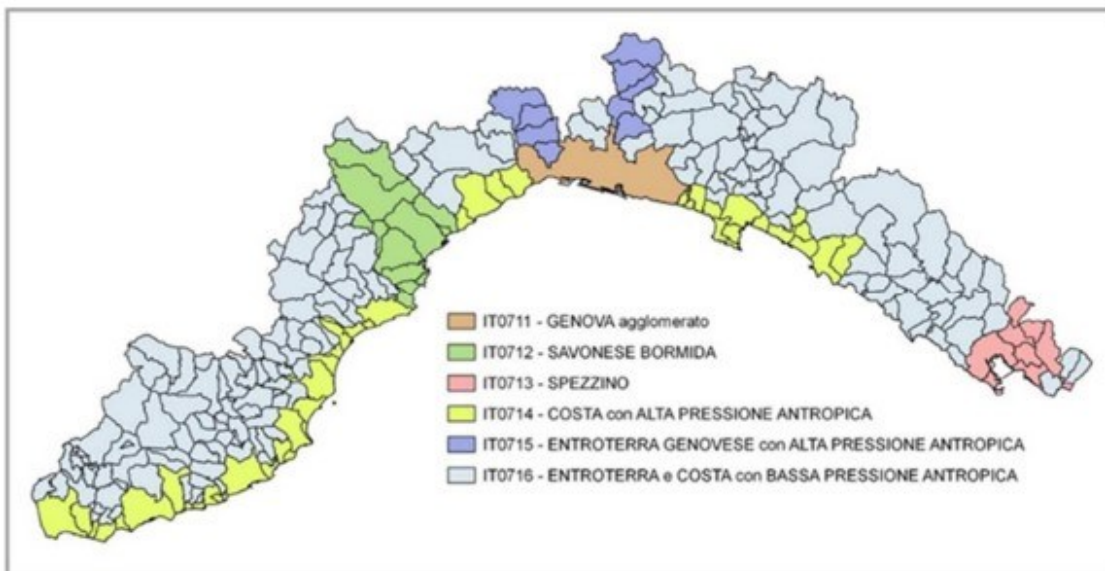


Figura 5 – Regione Liguria – Qualità dell'aria

IMPATTI POTENZIALI

L'impianto eolico, vista la sua posizione defilata rispetto all'abitato principale, non presenta condizioni di prossimità con potenziali fonti di inquinamento significative.

Fase di cantiere

E' durante la fase di cantiere che si possono verificare i principali impatti sulla componente atmosfera in quanto connessi al rilascio di gas di scarico dei mezzi operanti e alla produzione di polveri dovute principalmente alle fasi di scavo e movimentazione di terra.

Gas di scarico dei mezzi

la produzione e diffusione di gas inquinanti in fase di cantiere risulta essere un fenomeno poco rilevante in quanto di durata limitata; si rileva comunque la necessità di assicurare la massima salubrità dei luoghi di lavoro e degli ambienti limitrofi al cantiere mediante l'adozione di misure finalizzate a contenere le emissioni gassose inquinanti.

A tal proposito si prevede di:

- impiegare, ove possibile, apparecchi di lavoro a basse emissioni, per es. con motore elettrico;
- utilizzare equipaggiamento e periodica manutenzione di macchine e apparecchi con motore a combustione secondo le indicazioni del fabbricante;
- per macchine e apparecchi con motori a combustione < 18 kW la periodica manutenzione deve essere documentata (es. con adesivo di manutenzione);
- tutte le macchine e tutti gli apparecchi con motori a combustione ≥ 18 kW devono: a) essere identificabili; b) venire controllati periodicamente (controllo delle emissioni dei motori, controllo degli eventuali filtri per particolato, ecc.) ed essere muniti di un corrispondente documento di manutenzione del sistema antinquinamento;

Produzione e diffusione di polveri

In fase di realizzazione e dismissione dell'impianto, la produzione e diffusione di polveri sarà riconducibile, principalmente, ad alcune opere civili necessarie per la realizzazione e/o rimozione di tutte le opere interrato presenti nel sito; la dispersione delle polveri interesserà prevalentemente i lavoratori che opereranno all'interno dell'area di cantiere e pertanto occorrerà considerare l'adozione delle seguenti misure di mitigazione:

- bagnatura/umidificazione delle aree di cantiere in concomitanza con lavorazioni che possono produrre polveri;
- protezione di eventuali depositi temporanei di materiali sciolti;
- protezione con teli dei materiali trasportati sui mezzi;
- limitazione della velocità dei mezzi di cantiere;

Si precisa che essendo la fase di cantiere di carattere temporale l'intervento non determinerà alterazioni permanenti date dalla continua emissione di sostanze inquinanti nell'aria e pertanto si ritiene che l'impatto sia contenuto.

Fase di esercizio

Per definizione un parco eolico in esercizio non produce emissioni aeriformi e pertanto non andrà ad interferire con la componente atmosfera analizzata. Si ricorda che la produzione di energia sfruttando una risorsa rinnovabile può essere al contrario ritenuta quale un contributo positivo per l'ambiente perché va a sottrarre agli impianti termoelettrici l'equivalente di combustione necessaria per la produzione dell'energia.

Come spiega il Ministero dell'Ambiente, per produrre un kWh elettrico si stima infatti che vengano bruciati mediamente l'equivalente di 2,56 kWh sotto forma di combustibili fossili e di conseguenza emessi nell'aria una media di 0,531 kg di anidride carbonica.

4.2. Ambiente idrico

L'analisi prevista all'interno di questo capitolo verte a identificare i principali corsi d'acqua superficiali e sotterranei presenti nell'area.

La valutazione della qualità dell'ambiente idrico riguarda le condizioni idrografiche, idrologiche e idrauliche dei corpi idrici.

L'intero territorio ricade all'interno dell'Autorità di Bacino distrettuale del Fiume Po e nel complesso andrà ad interessare tre bacini idrografici su entrambe le regioni:

- Rio delle Traverse (comune di Cairo Montenotte)
- Bormida di Spigno (comune di Cairo Montenotte)
- Fiume Bormida di Millesimo (comune di Cengio)

Rio delle Traverse

All'interno di questo bacino idrografico sono comprese tutte quelle opere che interessano l'aerogeneratore 01, ovvero quelli collocati più a nord e a cavallo con la regione Piemonte.

Bormida di Spigno



Le opere afferenti agli aerogeneratori 02, 03 e 04 ricadono invece all'interno del Bacino del Bormida di Spigno. La Bormida è un fiume che si estende sia sui territori del Piemonte che della Liguria lungo complessivamente circa 180 km, sub-affluente del Po e principale affluente del fiume Tanaro. Ha un bacino di circa 2.663 kmq, distribuito in parte sulle Alpi liguri e in parte sull'Appennino Ligure.

Tra i suoi affluenti troviamo la Bormida di Spigno che con una lunghezza di circa 40 km nasce in Liguria da due rami principali, Bormida di Mallare e Bormida di Pallare, i quali traggono le loro origini rispettivamente dal Massiccio della Madonna della Neve e dal Bracco Pellazza asta sorgentizia della Bormida comprende quattro cosiddette "Bormide" minori.

Fiume Bormida di Millesimo

In ultimo, le opere inerenti gli aerogeneratori 05, 06 e 07 ricadono all'interno del bacino del fiume Bormida di Millesimo.

la Bormida di Millesimo risulta essere il corso d'acqua principale tra gli affluenti della Bormida; essa nasce dalla Rocca Barbena (sulle Alpi Liguri) e prosegue per circa 90 km

per poi diventare la Bormida propriamente detta, che confluisce nel Tanaro a est della città di Alessandria.

Tra i principali affluenti nel primo tratto di corso, ovvero fino a Murialdo, troviamo: da sinistra il Rio Nero, il Rio di Valle e il Rio di Vetria; da destra il torrente Frassino, il Rio delle Giaire, il Rio di Parasacco, il Rio di S. Giovanni e il Rio Secco.

Una volta giunto presso Millesimo (SV), il fiume riceve poi l'affluente importante capace di raddoppiare la sua portata: il torrente Osiglietta che, sbarrato da un'imponente diga, forma lago di Osiglia.

IMPATTI POTENZIALI

Le opere in progetto, sia per quanto concerne quelle previste in quota che quelle previste a valle, interferiscono in parte con il reticolo idrografico esistente.

Una delle tematiche più delicate affrontate in fase progettuale è stata la corretta progettazione del deflusso delle acque meteoriche sia nelle aree di piazzola che lungo la viabilità in progetto. Principalmente saranno le opere di connessione e in parte quelle viarie interessate dall'attraversamento dei corsi d'acqua.

Laddove l'entità dei lavori costituisce una fase temporanea, è prevista la posa di canalette per la raccolta delle acque, e la confluenza verso valle delle stesse evitando fenomeni di allagamento, che verranno successivamente rimosse in fase di ripristino dei terreni; per quanto concerne invece le opere di nuova realizzazione si prevede, oltre alla realizzazione di cunette e posa canalette di scolo, l'utilizzo di materiali drenanti in modo da non interferire con il naturale scolo delle acque.

In caso di interferenze tra il reticolo idrografico e la posa dei cavidotti interrati, in prossimità degli attraversamenti, si provvederà mediante la staffatura dei cavidotti ai ponti esistenti evitando di interferire direttamente con la fonte idrica.

In tal senso si ritiene che dal punto di vista delle opere gli impatti possano ritenersi contenuti e gestibili.

Scarichi idrici del cantiere

se non correttamente gestiti i reflui civili provenienti dagli insediamenti temporanei a servizio del cantiere (servizi igienici) potrebbero causare l'insorgenza di inquinamenti delle acque superficiali e, conseguentemente, un peggioramento dello stato qualitativo del corpo idrico recettore. Occorre considerare che i reflui di cantiere sono prodotti in quantità molto contenuta e l'eventuale effetto indotto avrebbe comunque limitata rilevanza. In ogni caso è necessario prevedere idoneo contenimento o trattamento dei reflui mediante la

dotazione di servizi igienici di tipo chimico all'interno del cantiere (1 ogni 10 persone operanti nel cantiere medesimo) e provvedere al convogliamento degli stessi in apposita vasca, che sarà periodicamente svuotata da Ditta autorizzata;

Durante la fase di cantiere potrebbero inoltre verificarsi sversamenti accidentali in acque superficiali e sotterranee di liquidi inquinanti (quali carburanti e lubrificanti), provenienti dai mezzi d'opera in azione (in caso di rottura) o dalle operazioni di rifornimento. Tuttavia poiché la casistica si stima essere molto rara, si prescrivono, più che misure di mitigazione, misure preventive come: effettuare una manutenzione ordinaria dei mezzi impiegati ed effettuare i rifornimenti dei mezzi in aree specifiche fuori dal cantiere.

Dall'analisi degli effetti indotti sulle componenti ambientali analizzate risulta dunque evidente come gli impatti negativi siano, per la maggior parte dei casi, di tipo lieve e comunque temporaneo.

4.3. Suolo e sottosuolo

Nel presente paragrafo vengono analizzati gli aspetti relativi alla componente suolo e sottosuolo relativamente all'area oggetto di analisi.

Il tipo di opera può determinare degli impatti sia di tipo indiretto che diretto e per tale motivo si rende necessario tenerne conto nella delimitazione del contesto di studio.

Con il termine impatti diretti si intendono quelli esercitati direttamente sul terreno, come per esempio la movimentazione o addirittura la rimozione di suolo, la destabilizzazione del versante o l'insorgere di fenomeni di subsidenza.

Per quanto concerne invece gli impatti indiretti si intendono quelli esercitati tramite vettori come acqua ed atmosfera e pertanto il peggioramento della qualità dei suoli per ricaduta di aerosol e polveri o ad esempio l'aumento dell'erosione lineare nei corsi d'acqua per impermeabilizzazione della superficie terrestre.

Si porta di seguito un estratto della relazione geologica che va ad approfondire le specifiche tematiche, anche a fronte delle indagini sul campo svolte.

L'area oggetto d'intervento è caratterizzata da una configurazione morfologica collinare, dove si riscontrano i rilievi anche mediamente elevati, con vette aventi altitudine comprese tra i 695 e i 680 metri s.l.m. L'aspetto morfologico risulta collegato alle caratteristiche litologiche delle formazioni geologiche affioranti e all'evoluzione strutturale da queste subita durante la storia geologica dell'intera regione, in particolare l'ubiquitaria presenza, anche con presenza di vasti affioramenti, di litotipi calcareo-marnoso-arenacei ben

stratificati riconducibili a litologie del Bacino Terziario Piemontese (BTP) con pendenza monoclinale uniforme verso NW, garantisce sui versanti esposti ad E, SE la presenza di versanti molto acclivi, spesso dirupati coperti da bosco, sui versanti esposti a N, NW la presenza di vaste aree debolmente acclivi fortemente antropizzate e intensamente coltivate, localmente molto incise dai corsi d'acqua e nelle aree sommitali la presenza di nuclei abitativi, aree coltivate, prative e/o a pascolo. Il reticolato idrografico secondario appare localmente embrionale per poi incidersi profondamente nel substrato dando luogo a vallecole caratterizzate da aspri e ripidi versanti fino all'immissione, a valle, nei corpi idrici principali.

Il progetto prevede l'edificazione di sette aerogeneratori, da AG01 a AG07, su una zona collinare/montuosa con un reticolo idrografico ancora in fase di sviluppo.

Con la sola esclusione del bacino del F. Bormida di Spigno, il carattere dominante nel paesaggio è dato dalla morfologia a "cuesta, con i versanti immergenti verso i quadranti nord-occidentali debolmente inclinati di 5-15° e controllati dall'assetto monoclinale delle superfici di strato delle unità costituenti la successione del BTP; per contro i versanti esposti a SE mostrano valori di acclività sensibilmente maggiori (25-35°) e un andamento della stratificazione a reggipoggio.

Il versante sinistro del F. Bormida di Spigno è interessato dalla presenza di estese aree a morfologia calanchiva, caratterizzate da profonde incisioni a "V" separate da sottili creste che delimitano microversanti nudi in rapida evoluzione. Si tratta di fenomeni di erosione lineare accelerata che determinano la formazione di incisioni che tendono ad approfondirsi, ramificarsi e ad allungarsi a ritroso, dando luogo nel tempo ad una veloce proliferazione del reticolato idrografico.

IMPATTI POTENZIALI

In fase di cantiere gli impatti sul suolo sono ascrivibili alle opere di realizzazione dei plinti di fondazione, delle piazzole e delle strade di accesso e di collegamento al sito (sia nuove che di adeguamento), alla posa degli elettrodotti interrati e alla realizzazione delle cabine elettriche. Saranno inoltre temporaneamente occupati i terreni destinati alle aree di deposito temporaneo dei materiali e delle aree di cantierizzazione.

Una parte di questi terreni, come descritto all'interno della relazione tecnica generale, verrà ripristinata al termine della fase di cantiere e subiranno un processo di rinaturalizzazione spontanea che nell'arco di breve tempo porterà al ripristino del soprassuolo originario.

Tra gli interventi oggetto di parziale rinaturalizzazione troviamo anche la superficie delle piazzole.

Per quanto concerne invece gli adeguamenti stradali, comprensivi di allargamenti e messa in sicurezza, l'entità degli interventi sarà di carattere permanente con una fase temporanea di cantiere. Tali interventi si ritiene possano portare beneficio alla collettività poiché volti a migliorare situazioni viarie in stato di degrado e con caratteristiche geometriche di carreggiata difficili.

Per quanto concerne le opere afferenti alla posa del cavidotto interrato gli impatti provocati si ritiene siano minimi in quanto il tracciato previsto corre lungo la viabilità Provinciale e comunale esistente e pertanto gli scavi avverranno all'interno dei pacchetti stradali e su terreni già sottratti dall'uso agricolo. Il terreno scavato verrà trasportato in discarica dove compromesso e riutilizzato se in buone condizioni, ad ogni modo a seguito della posa dei cavidotti seguiranno ripristini stradali con terreno compatto e bitume.

Le opere di mitigazione previste per questa componente coincidono con le strategie progettuali già citate e necessarie anche ad un migliore inserimento ambientale delle opere. Nello specifico si prevede:

- Ripristino delle aree di terreno occupate temporaneamente mediante rinverdimento dei terreni;
- Adozione di tecniche di ingegneria naturalistica nel contenimento di scarpate, nella realizzazione di cunette e nel consolidamento dei terreni;
- Interramento dei cavidotti lungo la viabilità esistente al fine di ottimizzare la sottrazione di terreni;

4.4. Vegetazione, flora, fauna

Come riportato all'interno del D.P.C.M. 27/12/1988 relativo alle Norme Tecniche per la redazione degli studi di Impatto Ambientale *“La caratterizzazione dei livelli di qualità della vegetazione, della flora e della fauna ivi presenti avviene tramite lo studio della situazione presente e della prevedibile incidenza su di essa delle azioni progettuali”*.

L'obiettivo è quello di verificare lo stato, la distribuzione e i livelli di qualità delle tre componenti determinandone gli aspetti di vulnerabilità e di resilienza rispetto alle trasformazioni indotte.

Al fine di chiarire il campo di azione all'interno dei quali si andranno a svolgere le necessarie analisi, si riportano di seguito le definizioni delle componenti ambientali del presente paragrafo.

Con il termine *vegetazione* ci si riferisce al complesso di tutte le piante di un determinato territorio considerato nel rapporto con l'ambiente; la *flora* rappresenta invece le singole specie vegetali presenti in un determinato territorio. In ultimo, con il termine fauna si rimanda all'insieme di specie e di popolazioni di animali vertebrati e invertebrati che popolano un determinato territorio.

Vegetazione e flora

Per quanto riguarda il territorio ligure, le aree boscate direttamente interessate dalle opere a progetto afferiscono principalmente a 2 Categorie Forestali.

Si individuano come categorie forestali principali e prevalenti, caratterizzanti l'ambiente forestale del parco eolico a progetto, il "Querceto di Rovere e Roverella"; trattasi di boschi a prevalenza di querce (rovere e/o roverella) che occupano circa 10.000 ha, pari al 3% della superficie forestale ligure.

La scarsa diffusione di questi boschi in Liguria, rispetto ad altre regioni italiane, soprattutto per la rovere, va ricercata nel fatto che la maggior parte dei querceti sono stati sostituiti con il castagno o con coltivi: alla rovere e alla roverella sono rimaste le stazioni meno fertili, spesso semirupicole o di difficile accesso.

Tra le 2 specie quella più frequente è la roverella (8% della composizione di tutti i boschi regionali ed il 5% in volume), mentre la rovere rappresenta solo il 2% in composizione e l'1% in volume.

Queste 2 specie inoltre sono concentrate nei rispettivi Tipi Forestali, mentre solo localmente partecipano alla costituzione di altre cenosi forestali, come castagneti, orno – ostrieti e boschi di conifere.

La ridotta importanza in termini di volume indica che si tratta di norma di individui di medie e piccole dimensioni, raramente riserve con chioma ampia e ramosa, spesso come rinnovazione.

In Liguria la distribuzione dei Querceti di rovere e/o roverella è prevalentemente centro – occidentale, con maggiore frequenza nella provincia di Savona, dove i più grossi complessi a prevalenza di rovere si localizzano nella zona di Sassello, Calizzano, Cairo Montenotte, Isola del Cantone, mentre per la roverella i popolamenti più estesi si trovano nell'entroterra di Finale, Albenga e Val Trebbia.

Dal punto di vista della Variabilità e dei Tipi Forestali, in Liguria sono presenti:

- Querceto di roverea *Physospermum cornubiense* nelle sue varianti con cerro, faggio e pino silvestre;

- Querceto acidofilo di roverella con Erica arborea nelle sue varianti con pino marittimo e pino silvestre e con il Sottotipo termofilo costiero nella variante con pino marittimo;
- Querceto neutro – calcifilo di roverella nelle sue varianti con carpino nero e con il Sot-totipo nella variante con orniello e con conifere varie.

La Categoria Forestale comprende soprassuoli a prevalenza di rovere e/o roverella, sia in purezza che misti, dove a livello di composizione prevale la roverella (47% in composizione specifica e 55% del volume) sulla rovere (12% in composizione specifica e 13% del volume) in relazione alla natura dei substrati dove la rovere si localizza esclusivamente su substrati acidi, mentre la roverella ne è abbastanza indifferente.

Tra le altre querce invece il cerro si trova generalmente in posizione subordinata, molto spesso come riserva nei cedui e più raramente in piccoli nuclei; significativa presenza di cerro si riscontra in stazioni con suoli ricchi di argilla o in popolamenti di transizione con la vegetazione mesofila submontana.

Nella composizione molto spesso entrano specie eliofile e pioniere come sorbo montano, nocciolo ed arbusti, mentre rare sono le latifoglie mesofile come ciliegi aceri, tigli, ecc..

Ai limiti inferiori o in stazioni semirupicole su substrati calcarei si trovano specie termofile mediterranee come il leccio e scotano, mentre ai limiti superiori dell'orizzonte montano si trova il faggio.

Si rimanda alla relazione forestale per una disamina più dettagliata in merito alle specie che caratterizzano i territori oggetto di intervento.

Fauna

Per quanto riguarda gli aspetti faunistici dai dati bibliografici a disposizione si può affermare che l'area è interessata dalla presenza di volpi, lepri, scoiattoli e addirittura da una specie che sembra frequenti ancora i boschi di Montenotte: la puzzola (*Mustela putorius*), piccolo mammifero ormai raro in Liguria. In quantità trascurabile risultano essere invece i cinghiali, o porcastri non ritenuti pericolosi per le colture di zona. Tra gli animali introdotti negli anni Settanta, e ancora presenti sul territorio, troviamo inoltre i caprioli e daini, mammiferi artiodattili della famiglia dei Cervidi. Non mancano le vipere comuni.

Per quanto concerne lo studio dell'avifauna invece le indagini realizzate, di cui alla relazione specifica di riferimento, hanno rilevato:

- la presenza di corridoi di migrazione secondari per il transito primaverile e autunnale con indici orari di passaggio significativamente più bassi rispetto ad altri

siti interessati dalla migrazione posti sulla dorsale tra Piemonte e Liguria; i dati raccolti evidenziano come l'area non costituisce un "collo di bottiglia" per i migratori e i transiti osservati avvengo in maniera dispersa e su ampio fronte, interessando solo marginalmente e con un limitato numero di individui il crinale interessato dal progetto;

- la presenza di popolamenti ornitici nidificanti e svernanti di passeriformi ben strutturati, con presenza di specie d'interesse conservazionistico, e paragonabili in termini qualitativi e quantitativi a quelli presenti in aree analoghe dal punto di vista ambientale;
- la presenza di popolamenti di rapaci diurni e notturni nidificanti paragonabili, qualitativamente e quantitativamente, a quelli presenti in aree ecologicamente simili dell'Italia settentrionale.

In merito ai Chiropteri si osserva invece:

- la presenza di una cenosi ricca di specie tra cui alcune di elevato interesse conservazionistico;
- una medio-bassa frequentazione e attività di volo al suolo dell'area estesa e, nello specifico di quella direttamente interessata dal progetto, in genere mediamente inferiore per diverse specie a quella rilevata in siti di confronto;
- l'attività di volo in quota interessa solo le specie dal volo alto e anch'essa risulta decisamente più bassa rispetto alla media rilevata in altre aree della dorsale ligure – piemontese.

IMPATTI POTENZIALI

Vegetazione e flora

Gli impatti sulla componente vegetale sono ascrivibili alla sottrazione di specie per effetto dei lavori necessari alla realizzazione delle opere e quindi principalmente alla fase di cantiere. Nello specifico, per permettere ai mezzi di raggiungere il sito si rende necessario realizzare dei tratti viari sterrati che andranno ad incidere sulla vegetazione esistente; le aree soggette a questi tipi di interventi saranno sia di carattere seminativo che boscate con riduzione di queste ultimi superfici per permettere l'allargamento di tratti troppo stretti o per realizzare quelli nuovi.

La realizzazione delle piazzole degli aerogeneratori prevede uno scotico superficiale e la spianatura delle superfici; l'occupazione sarà presente sia durante la fase di cantiere che

di esercizio tuttavia i terreni precedentemente spianati verranno riadattati al terreno circostante cercando di ripristinare i luoghi e si procederà alla semina di piante erbacee.

Anche in questo caso le aree interessate saranno principalmente di carattere seminativo, si precisa che la posizione delle piazzole è stata studiata proprio perché andasse ad intaccare il meno possibile le aree boscate ottimizzandone gli impatti.

Per quanto riguarda l'area delle cabine elettriche i terreni oggetto di intervento sono adiacenti alla piazzola dell'aerogeneratore 05 e pertanto verrà sottratto suolo già oggetto di rimaneggiamenti per la creazione delle piazzole. Tale soluzione, dal punto di vista ambientale, limita lo sfruttamento di ulteriori aree contenendo gli interventi in punti specifici.

Fauna

Gli impatti potenziali sulla fauna sono di due tipologie:

- Impatti diretti: dovuti alla mortalità per interazione degli animali con parti mobili dell'impianto, in particolare il rotore, che colpisce principalmente Chiroteri, Uccelli rapaci, migratori, ma anche piccoli passeriformi,
- Impatti indiretti: dovuti alle alterazioni degli habitat derivanti dalla realizzazione dell'impianto che possono, anche sul lungo periodo, modificare la qualità delle aree utilizzate per il rifugio o la nidificazione o l'attività trofica e conseguentemente diminuire la probabilità di sopravvivenza e il successo riproduttivo delle specie.

Tra le componenti ambientali vegetazione, flora e fauna risultano essere il tema più delicato e soggetto a impatti più rilevanti tra cui la potenziale perdita di habitat, all'allontanamento dovuto da fonti di disturbo acustico e l'incapacità di adattarsi al rumore (condizione non per tutte le specie valida) e alle vibrazioni.

Potenziali impatti sui Chirotteri derivanti dalla localizzazione dell'impianto			
Impatto	Periodo estivo	Migrazione	Mitigazioni/Compensazioni
Perdita di aree di foraggiamento durante le opere di cantiere	Impatto da ridotto a medio a seconda del sito e delle specie presenti	Impatto ridotto	Non necessarie
Perdita di siti di rifugio durante le opere di cantiere	Impatto probabilmente elevato o molto elevato a seconda del sito e delle specie presenti	Impatto alto o molto alto, ad es. per la perdita di siti di accoppiamento	Ripristini di habitat idonei
Emissione di ultrasuoni	Probabilmente impatto limitato	Probabilmente impatto limitato	Non necessarie
Perdita di aree di foraggiamento per alterazione della frequentazione in seguito alla perdita di qualità degli habitat	Impatto da medio ad alto	Probabilmente impatto minore in primavera, da medio ad alto in autunno e durante l'ibernazione	Ripristino di habitat idonei
Perdita o alterazione dei corridoi di volo	Impatto medio	Impatto basso	Eventuale revisione del layout di impianto in corrispondenza di corridoi di volo
Collisione con i rotori	Da ridotto ad alto dipende dalle specie	Impatto da alto a molto alto	Riduzione velocità di attivazione torri

Al fine di ottemperare agli impatti previsti sulla componente fauna è prevista:

- la pitturazione di colore nero di una delle tre pale così da limitare il tasso di mortalità da collisione;
- l'arresto selettivo delle turbine eoliche durante i periodi di elevato rischio di collisione.

4.5. Ecosistemi

La definizione di ecosistema fu formulata da Odum nel 1971 quando la definì come *“l'unità che include gli organismi che vivono insieme in una certa area (comunità biotica o biocenosi), interagenti con l'ambiente fisico (biotopo) in modo tale che un flusso di energia porti ad una ben definita struttura biotica e ad una ciclizzazione dei materiali fra viventi e non viventi all'interno del sistema”*.

In realtà si è poi visto che l'areale al quale si estende la complessità delle relazioni è nella maggior parte dei casi più ampio. Le comunità viventi generalmente svolgono le loro funzioni vitali anche al di fuori dell'ecosistema di appartenenza soprattutto se connesse alle necessità alimentari. Per questo motivo la descrizione ecologica di un territorio viene generalmente ricondotta ad un mosaico di ecosistemi, altrimenti detto tessuto ecologico.

I crinali interessati dalle opere risultano ricadere all'interno dell'ambito di paesaggio n. 5:

“Appennino Ligure di Ponente” e nella sotto unità di paesaggio “BASSA VALLE BORMIDA DI MILLESIMO”

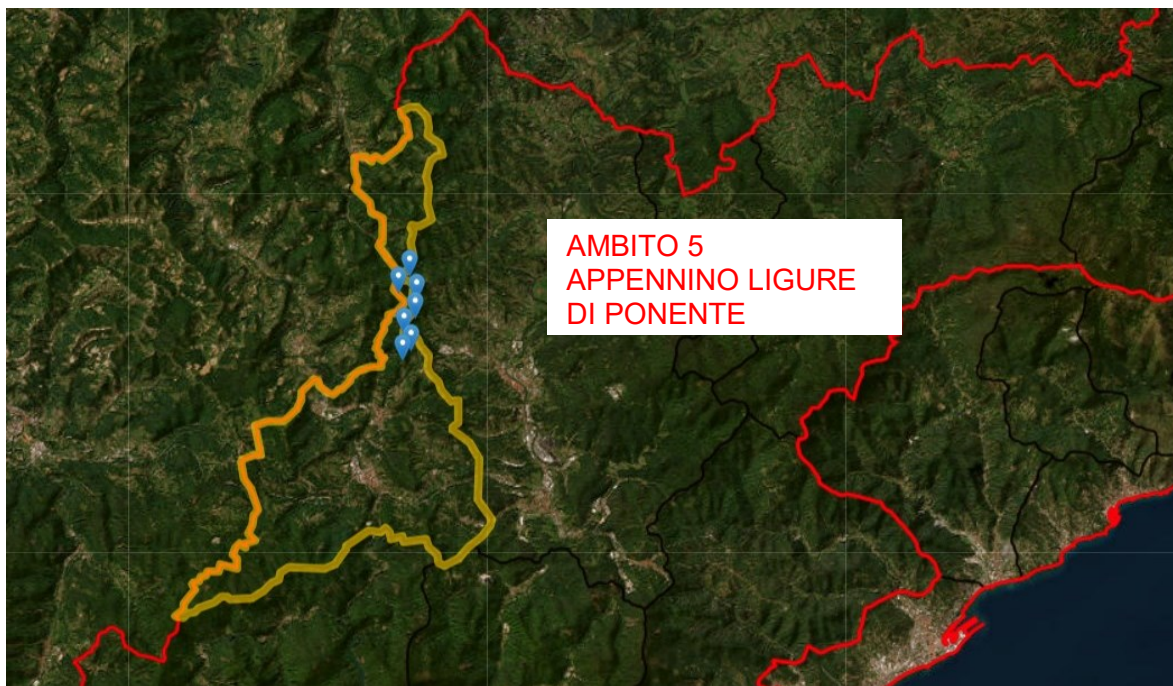


Figura 6 – Carta degli Ambiti ed Unità di Paesaggio della Regione Liguria

Come possibile leggere all'interno della specifica scheda d'ambito: L'Ambito comprende in parte bacini che gravitano sul Mar Ligure, Varatella, Maremola, Porra, Segno, Letimbro, Sansobbia, oltre ad altri rii minori, ed una parte bacini appartenenti al mondo padano. I crinali dei bacini tirreni hanno un prevalente orientamento NW-SE, mentre quelli dei bacini padani presentano un andamento N-S. L'Ambito presenta, nel versante padano aree pianeggianti di una certa estensione, in particolare nei diversi settori delle Bormide e nelle valli dell'Erro e dell'Ucella.

La Rete Natura 2000 è il principale strumento della politica Europea per la conservazione della biodiversità mediante la tutela di habitat naturali nonché della flora e della fauna selvatiche presenti. Attraverso la Direttiva “Habitat” 92/43/CEE viene istituita per garantire il mantenimento a lungo termine degli habitat naturali e delle specie di flora e fauna minacciati a livello comunitario.

Rete Natura 2000 tutela in Italia le aree costituite da Siti di Importanza Comunitaria (SIC), Zone Speciali di Conservazione (ZSC) e le Zone di Protezione Speciale (ZPS) che coprono complessivamente circa il 19% del territorio terrestre nazionale e più del 13% di quello marino.

I siti d'importanza comunitaria (SIC) sono riconosciuti dalla Unione Europea, nel quadro della "Direttiva Habitat" per la tutela degli ambienti naturali e delle specie di maggiore

vulnerabilità e rilevanza a livello continentale, e vengono istituiti al fine di preservare la biodiversità della regione in cui ci si trova.

La zona speciale di conservazione (ZSC), ai sensi della Direttiva Habitat della Commissione europea, è un sito di importanza comunitaria (SIC) in cui sono state applicate le misure di conservazione necessarie al mantenimento o al ripristino degli habitat naturali e delle popolazioni delle specie per cui il sito è stato designato dalla Commissione europea

Le zone di protezione speciale (ZPS), approvate mediante Direttiva uccelli 79/409/CEE, sono invece zone di protezione poste lungo le rotte di migrazione dell'avifauna, finalizzate al mantenimento ed alla sistemazione di idonei habitat per la conservazione e gestione delle popolazioni di uccelli selvatici migratori.

Al fine di rappresentare le relazioni tra le opere e i siti appartenenti alla Rete Natura 2000 si propone di seguito un estratto del geo-portale della regione Liguria raffigurante i siti comunitari presenti nei pressi dell'impianto eolico a progetto.

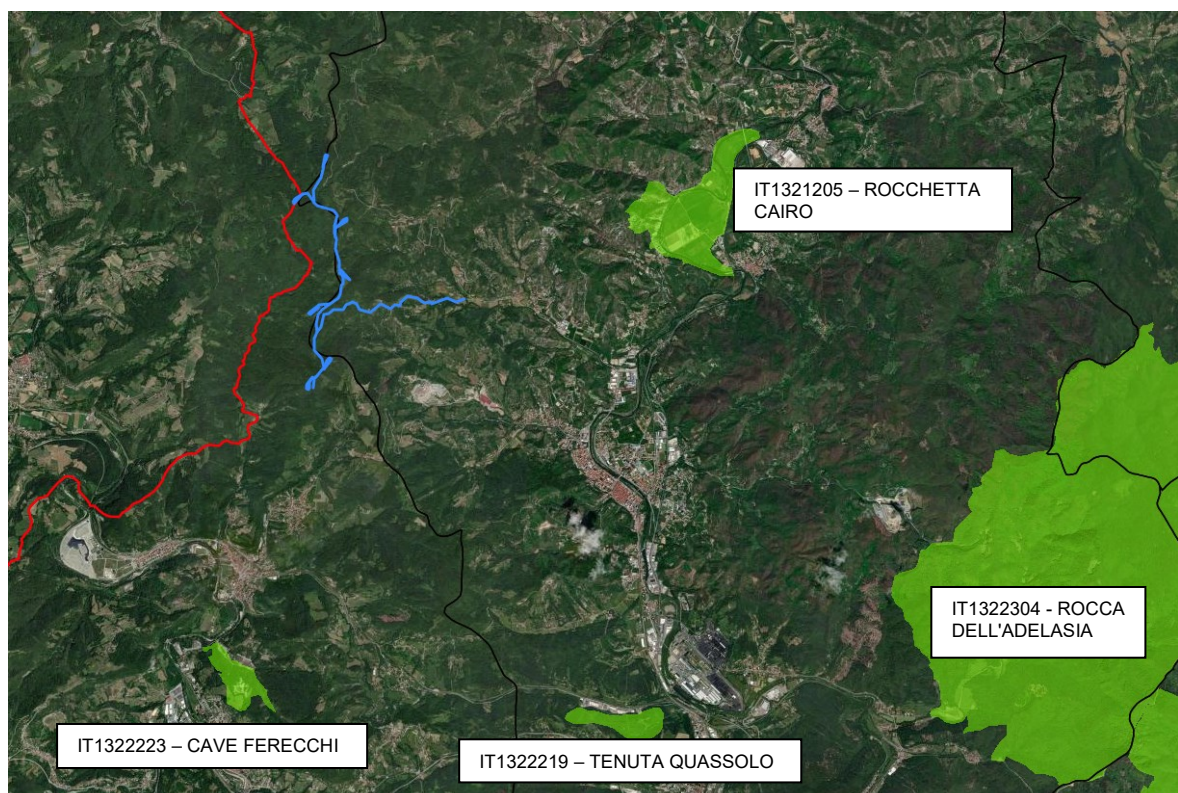


Figura 7 – Carta degli Ambiti ed Unità di Paesaggio della Regione Liguria

L'area interessata dall'installazione del parco eolico è collocata al confine con la Regione Piemonte, nei territori afferenti alla provincia di Savona.

Nella predetta area risultano essere presenti alcune aree soggette a tutela ambientale di natura ZSC e SIC.

Tra i più rilevanti, in quanto collocati nelle vicinanze del futuro impianto, si citano il ZSC e SIC “IT1321205 – ROCCHETTA CAIRO”, collocato a est dell’area oggetto di interesse, la ZSC e SIC “IT1322223 – CAVE FERECCHI”, la ZSC e SIC “IT1322219 – TENUTA QUASSOLO” collocati invece a sud del futuro parco eolico.

Infine si rileva la presenza dei SIC e ZSC “IT1322304 - ROCCA DELL’ADELASIA” collocati a sud-ovest dell’impianto eolico.

Rimanendo sempre all’interno delle aree protette all’interno della Rete Natura 2000, oltre che alle aree SIC, ZPS troviamo anche i corridoi ecologici, ovvero quei corridoi naturali volti a garantire la continuità tra le aree protette e al transito delle rotte migratorie delle specie protette.

4.6. Ambiente antropico e salute pubblica

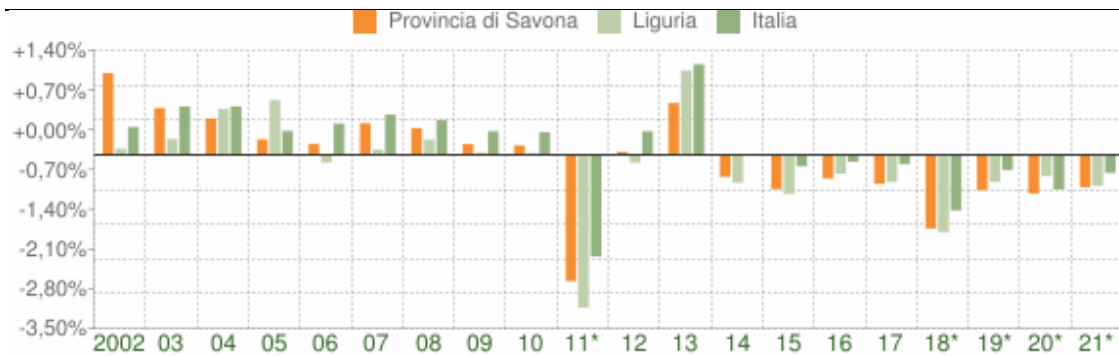
Il tema della salute pubblica nel corso degli anni ha acquisito una importanza via via maggiore accompagnato dalla presa di consapevolezza che le attuali tematiche ambientali non possono prescindere dalle ricedute che le scelte delle azioni hanno sulla salute umana.

La valutazione del rischio deve portare, per quanto possibile ad una stima degli effetti attesi sulla salute della popolazione interessata sia in termini di benefici che di effetti negativi.

Per poter effettuare tale valutazione viene di seguito redatto uno specchietto raffigurante il tessuto economico-sociale dell’area di impatto che verrà successivamente paragonata alle attività attese dal progetto per meglio identificare eventuali effetti sulla salute pubblica.

Popolazione e attività antropiche

Dall’analisi dei dati demografici derivati da fonte ISTAT nel periodo compreso tra il 2002 e il 2021 si evidenzia come la popolazione residente nella provincia di Savona, principale provincia interessata dalle opere, abbia subito un calo demografico pari a -2,23 %.

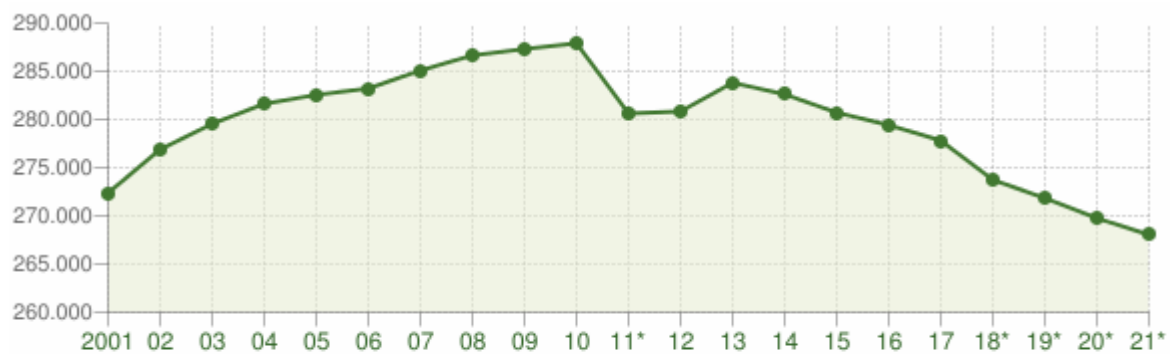


Variatione percentuale della popolazione

PROVINCIA DI SAVONA - Dati ISTAT al 31 dicembre di ogni anno - Elaborazione TUTTITALIA.IT

(*) post-censimento

La città più popolosa della provincia risulta essere Savona con una popolazione di circa 58.534 abitanti; su tutto il territorio comunale sono altri 7 i comuni aventi un numero di residenti superiore ai 10.000 abitanti tra cui: Alassio, Albenga, Cairo Montenotte, Finale Ligure, Loano, Savona, Varazze.



Andamento della popolazione residente

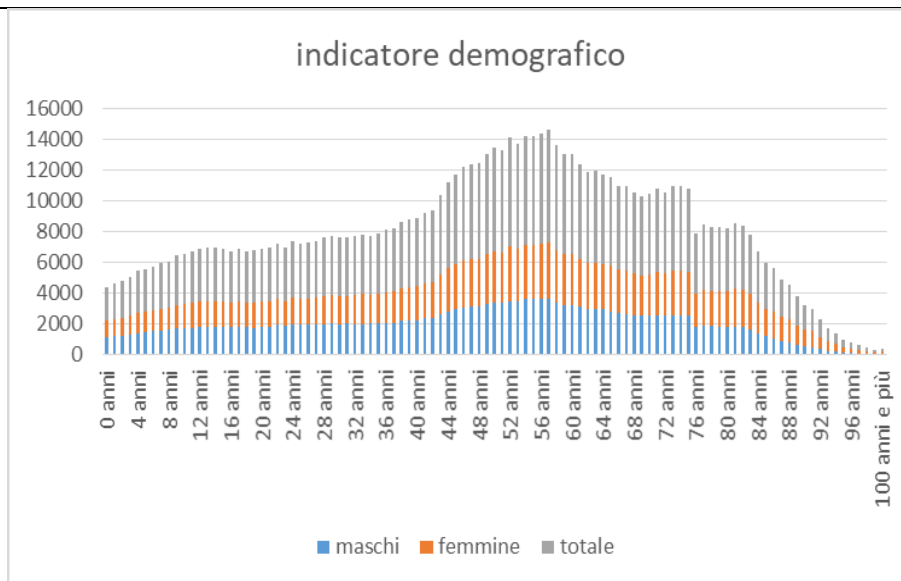
PROVINCIA DI SAVONA - Dati ISTAT al 31 dicembre di ogni anno - Elaborazione TUTTITALIA.IT

(*) post-censimento

La densità abitativa del comune di Cairo Montenotte è pari a 127 ab/Kmq su una superficie di 95,50 Kmq, per quanto riguarda invece il rapporto di Cengio, su una superficie territoriale di 18,79 kmq l'indice la densità abitativa risulta essere più abitata con 175,25 ab/kmq.

Considerando la densità media dei centri urbani della provincia, pari a circa 200 ab/kmq, l'area nel complesso risulta essere allineata con la media e dunque ricadere in ambiti urbanizzati.

Per quanto concerne la media dell'età della popolazione, uomini e donne, si attesta tra i 30-60 anni tuttavia nei centri meno popolosi insiste una densità demografia molto bassa quale sinonimo di fenomeni di spopolamento e di invecchiamento della popolazione piuttosto accentuato.



Tra i dati disponibili presenti sul sito ISTAT spicca il tasso di vecchiaia tra i più alti sia della Regione che di Italia, se la media nazionale si attesta con un indice del 1487 la sola provincia di Savona porta un indice al 243.9, fattore discriminante nel processo di spopolamento delle frazioni.

Tenendo conto che il progetto durante la fase di esercizio non prevede l'emissione in atmosfera di inquinanti e che la fase di cantiere sarà di natura temporanea; considerando che il parco eolico sorge a fondo di due valli caratterizzate principalmente dalla presenza di piccoli centri abitati a bassa densità abitativa non si ritiene possano subentrare delle situazioni tali da mettere in pericolo la salute umana e che necessitino di specifici approfondimenti.

IMPATTI POTENZIALI

Fase di cantiere

In fase di realizzazione e dismissione dell'impianto possono crearsi situazioni per cui vengano ad alterarsi delle condizioni ambientali tali da avere delle conseguenze anche sulla salute dell'uomo.

Nel caso specifico non si prevedono opere che possano immettere nell'ambiente inquinanti in quantitativi tali da risultare tossici, tuttavia si rimanda alle misure di mitigazione delle varie componenti ambientali come opere precauzionali affinché anche il minimo intervento possa risultare di entità contenuta.

Fase di esercizio

Un impianto eolico in esercizio non emette sostanze inquinanti derivanti dalla combustione di fonti fossili e pertanto non si ritiene che possano costituire un pericolo per l'incolumità dei residenti delle aree limitrofe.

4.7. Rumore e vibrazioni

La valutazione della componente rumore viene di seguito considerata come inquinamento acustico ovvero, secondo la legge quadro 447/95, *introduzione di rumore in ambiente esterno tale da provocare fastidio o disturbo al riposo e alle attività umane, pericolo per la salute, deterioramento degli ecosistemi, dei beni materiali, dei monumenti, dell'ambiente abitativo, dell'ambiente esterno o tale da interferire con le legittime fruizioni degli ambienti stessi.*

Il rumore viene dunque analizzato quale condizione di fastidio alla normale quotidianità del luogo; trattandosi di impianti a funzionamento continuo diurno e notturno, le misure vengono effettuate su due periodi temporali distinti ovvero il periodo diurno (dalle 6.00 alle 22.00) e il periodo notturno (dalle 22.00 alle 6.00).

Considerando che uno studio acustico si basa principalmente su tre fattori: la sorgente, il ricettore e l'ambiente in cui il suono si diffonde, risulta evidente che anche il contesto ambientale in cui viene inserito il progetto è di fondamentale importanza per la scelta del metodo di analisi della problematica.

L'area di ricognizione considerata in questo caso è la porzione di territorio, circa 500 metri attorno ad ogni singolo aerogeneratore, entro la quale sono ricomprese le sorgenti sonore che determinano effetti acustici non trascurabili sull'insediamento oggetto della valutazione di clima acustico.

L'inserimento del campo eolico è particolarmente agevolato dalla quasi assenza di antropizzazione; infatti, l'area di influenza con raggio di 500m esclude quasi del tutto la presenza di fabbricati residenziali. Oltre i 500m l'effetto dei generatori non è quasi udibile in quanto la distanza produce l'effetto di attenuazione al di sotto del rumore di fondo naturale. Oltre i 500m circa è probabile che altre fonti di rumore intervengano ad influenzare il clima acustico dei luoghi oppure la propagazione del rumore evolve verso l'attenuazione. Le sorgenti sonore presenti all'interno dell'area di ricognizione sono essenzialmente riconducibili a quelle presenti nelle zone periferiche con strade statali e provinciali, con canaletti e ruscelli dove le antropizzazioni sono limitate a piccoli agglomerati urbani o gruppi di case singole se non a case sparse. Le sorgenti sonore si possono sintetizzare nei tipici rumori delle strade, del bosco e degli animali selvatici, di

rado interrotti dal passaggio di mezzi agricoli o gruppi di motociclisti.

Anche per quanto concerne il cosiddetto “rumore solido” ovvero il rumore che non giunge al ricettore per via aerea ma viene re-irradiato da suppellettili e pareti degli edifici messe in risonanza dalla vibrazione delle strutture, si può considerare quasi nullo il suo impatto sull’ambiente circostante in quanto l’area risulta essere collocata lontano dai principali centri abitati.

IMPATTI POTENZIALI

Fase di cantiere

Le attività che provocano rumore in fase di realizzazione dell’impianto sono prettamente legate ai mezzi meccanici in esercizio e al traffico degli stessi generato per il loro trasporto. Poiché la loro presenza sul territorio sarà strettamente legata alla fase di cantiere si ritiene tuttavia che suddetta fonte di rumore sia da intendersi come unicamente di carattere temporaneo e oltretutto in funzione solamente nelle ore diurne.

Le aree oggetto di adeguamento e nuova costruzione sono inoltre poco antropizzate e pertanto l’impatto andrà ad influire principalmente sulla fauna presente in sito.

Al fine di mitigare i possibili impatti causati dal rumore dei mezzi in opera si prevede:

- Limitazione delle lavorazioni al periodo diurno tra le ore 7.00 e 20.00
- Utilizzo di macchine operatrici omologate CEE e silenziate;
- Manutenzione periodica dei mezzi
- Minimizzazione dei tempi di stazionamento a motore acceso durante le attività di carico e scarico dei materiali;
- Utilizzo di recinzioni a barriere piene nelle zone maggiormente critiche;

Fase di esercizio

A seguito della messa in esercizio dell’impianto le uniche fonti di rumore saranno le seguenti:

- Interazione della vena fluida con il rotore in movimento;
- Moltiplicatore di giri e generatore elettrico siti sulla navicella della torre eolica.

Le nuove tecnologie consentono di ottimizzare le emissioni di rumore da dette sorgenti ottenendo dei valori complessivi di rumorosità bassi già nelle vicinanze del singolo aerogeneratore.

Come precauzione si prevede tuttavia, prima della messa in servizio dell’impianto, di effettuare le misure di collaudo presso i recettori più esposti.

4.8. Radiazioni ionizzanti e non ionizzanti

Lo sviluppo tecnologico conseguente all'utilizzo dell'elettricità ha introdotto nell'ambiente apparati ed impianti legati alle attività umane che, quando in esercizio, divengono sorgenti di campi elettromagnetici di entità variabile alle caratteristiche tecniche e di funzionamento.

L'esposizione ai campi elettrici, magnetici o elettromagnetici può essere dovuta sia alle emissioni provenienti da impianti o apparati posti all'esterno di un edificio (antenne radiotelevisive o per la telefonia, elettrodotti, cabine elettriche..) che da sorgenti interne allo stesso (computer, utensili elettrici..). Tale condizione ha sviluppato nel corso degli anni una certa attenzione nei confronti dei potenziali rischi sanitari e di impatto sull'ambiente specialmente delle radiazioni non ionizzanti.

Le radiazioni trasportano energia nello spazio e si distinguono in ionizzanti e non ionizzanti in funzione dell'energia ad esse associata; tale energia viene ceduta, in parte o totalmente, nell'attraversare la materia.

L'elettromagnetismo è quella parte dell'elettrologia che studia le interazioni tra campo elettrici e magnetici. Attraverso le equazioni di Maxwell, che costituiscono le leggi fondamentali dell'elettromagnetismo, si deduce che il campo elettrico e quello magnetico si propagano nello spazio come una onda. Questi campi sono legati l'uno all'altro e pertanto non è possibile avere una propagazione di un campo elettrico senza la relativa propagazione di quello magnetico; tale fenomeno porta alla creazione delle radiazioni elettromagnetiche.

I campi elettromagnetici generati dal trasporto dell'energia elettrica prodotta dalla centrale eolica lungo gli elettrodotti di collegamento alla rete nazionali sono campi di tipo ELF (Extremely Low Frequency) ovvero campi a bassa frequenza (50Hz) che danno luogo ad una propagazione di radiazioni non ionizzanti.

Al fine di verificare i livelli di esposizione a suddetti campi si è redatta apposita relazione di calcolo della DPA all'interno della quale si è verificato che il tempo di permanenza nei luoghi attraversati dalla posa del cavo elettrico con contemplasse una permanenza di personale superiore alle 4 ore, così come prescritto dalla normativa di riferimento (D.P.C.M. 8 Luglio 2003).

IMPATTI POTENZIALI

I campi elettromagnetici a bassa frequenza generati dall'impianto eolico derivano dal generatore elettrico collocato sulla navicella, dai trasformatori collocati all'interno delle cabine elettriche e dagli elettrodotti interrati transitanti lungo la viabilità esistente.

I valori che ne derivano sono sempre al di sotto della normativa vigente e pertanto a impatto quasi nullo.

A valle di quanto sopra esposto non si ritengono necessarie misure di mitigazione.

4.9. Paesaggio

Con il termine Paesaggio si designa una *determinata parte di territorio, così come percepita dalle popolazioni, il cui carattere deriva dall'azione di fattori naturali e/o umani e dalle loro interrelazioni* (Convenzione Europea art. 1 lett.A).

L'analisi della componente paesaggio deriva dalla necessità di caratterizzare il sistema paesistico-ambientale che connota il territorio interessato dall'intervento in oggetto.

Partendo dall'analisi del territorio sia nella sua componente antropica che in quella naturalistica e ambientale si possono superare atteggiamenti conservatori che considerano il patrimonio culturale unicamente come *patrimonio da difendere* in un atteggiamento più propositivo che tiene conto anche delle potenzialità di cui questo è pregno e lo considera come un *patrimonio da investire*. L'esercizio di investimento, se proporzionato e cucito sul luogo specifico in cui viene svolto, non potrà che rispettare i valori artistici e storici esistenti ma allo stesso tempo generare nuove opportunità e identità.

Ciò che interessa precisare è che l'identità di un luogo non si manifesta solo attraverso il mantenimento di elementi e caratteri presenti nella memoria ma anche nella capacità di evoluzione del luogo stesso interpretando le esigenze del tempo corrente e facendone un bagaglio di esperienze e testimonianze.

L'identità non è un fattore stabile, non rimane immutata ma rappresenta la conseguenza delle azioni e trasformazioni che l'uomo decide di mettere in atto in maniera consapevole e ragionata. Il concetto di luogo può dunque ampliarsi ed essere concepito come un valore universale che interpreti le trasformazioni sociali e gli usi del territorio.

IMPATTI SUL PAESAGGIO

Particolare attenzione è stata posta alle valutazioni di impatto rispetto a questa componente in quanto l'impatto visivo e il rapporto con il contesto storico-artistico del

luogo risultano essere rilevanti.

Come si evince dalla relazione paesaggistica allegata, si sono sviluppate sia delle analisi di intervisibilità rispetto ad ogni singola turbina eolica che dell'intero impianto, sia delle panoramiche fotografiche rispetto ai punti considerati recettori o comunque ritenuti sensibili al rapporto con la nuova centrale eolica.

Durante la fase di cantiere l'impatto si ritiene essere di lieve entità in quanto transitoria; l'alterazione paesaggistica sarà data dall'utilizzo di mezzi addetti al montaggio

Lo sviluppo dell'energia eolica negli ultimi anni ha determinato la necessità di una valutazione del paesaggio volta a garantire una qualità paesaggistica diffusa per la quale i principi della Convenzione Europea del Paesaggio sono un bene prezioso. L'effetto visivo è da considerare un fattore che incide non solo sulla percezione sensoriale ma anche sui valori simbolici dei luoghi derivanti dal rapporto creatosi nel tempo tra fattori ambientali e antropici. L'analisi dei luoghi può quindi contribuire ad una corretta progettazione capace di rapportarsi con il contesto cercando, dove possibile, di apportarne benefici.

L'impatto più rilevante sarà quello costituito dagli aerogeneratori che per ovvie caratteristiche dimensionali risulteranno visibili da diversi chilometri. Per quanto concerne invece gli interventi di adeguamento stradale e di nuove realizzazioni (sia viarie che inerenti la sottostazione) diversi sono gli interventi applicabili in grado di mitigarne la presenza e di adattarsi alle caratteristiche del luogo:

- Applicazione di tecniche di ingegneria naturalistica per il contenimento dei terreni;
- Posa di cavidotti elettrici interrati per limitarne la visibilità;
- Mitigazione delle opere inerenti la sottostazione elettrica mediante rivestimento in faccia a finta pietra delle pareti;
- Piantumazione di nuova vegetazione lungo il perimetro della sottostazione;
- Rinverdimento delle piazzole.

5. Analisi impatto ambientale come emissione CO₂ per la realizzazione in situ dell'impianto eolico Monte Cerchio

La realizzazione del parco eolico Monte Cerchio necessita ovviamente l'utilizzo di svariate tipologie di mezzi che consentono la realizzazione delle opere civili, del trasporto e montaggio in opera delle turbine, e nella fase della vita dell'impianto, dei lavori di manutenzione delle turbine dei percorsi di accesso.

Con la presente analisi si vuole andare a stimare il consumo di carburante necessario per la realizzazione dell'opera al fine di valutare l'emissione di CO₂ che i lavori comportano nella realizzazione del parco.

Come dato iniziale di valutazione dei mezzi necessari si utilizza la relazione di cantierizzazione a cui si rimanda per l'esplicitazione dei mezzi utilizzati.

In particolare per la realizzazione dei lavori si hanno le seguenti fasi:

- Interventi di disboscamento
- Interventi di realizzazione strada di accesso e ponte
- Interventi di scavo per piazzole e fondazioni turbine
- Interventi di realizzazione plinti – micropali/pali di fondazione e cemento armato plinto
- Interventi di sistemazione piazzole e plinti
- Interventi di realizzazione cavidotto di connessione
- Intervento di montaggio aerogeneratori
- Interventi di sistemazione generale e messa in esercizio
- Manutenzione ordinaria turbine ed apparecchiature ad esse connesse

5.1. Intervento di disboscamento

L'intervento consiste nel taglio, a valle del tracciamento topografico, della vegetazione della strada di accesso e della strada di connessione, oltre che nell'area delle piazzole. I mezzi utilizzati sono, oltre agli utensili manuali, cippatore, trattore agricolo gommato ed a cingoli, trattore con rimorchio per il trasporto del cippato. I tempi sono legati alle dimensioni dell'area da disboscare e che sono stimati in 90 giorni.

5.2 Interventi di realizzazione strada di accesso e ponte

L'attività è legata alla fase di realizzazione dell'opera necessaria per garantire l'accesso ai mezzi di trasporto e di realizzazione delle opere civili.

In base alla stima delle strade da realizzare ed alla condizione di quelle esistenti si ritiene che l'attività possa avere una durata di circa 7 mesi, tenuto conto che vengono lavorati da più squadre ma si è vincolati alla sistemazione di una parte di strada per poter accedere alla successiva ed alla realizzazione di un ponte per far transire i grandi carichi.

Le squadre, ognuna composta da non meno di 5 persone, utilizzano mezzi quali escavatore, escavatore con martellone, camions.

5.3 Interventi di scavo per piazzole e fondazioni turbine

Analogamente alla lavorazione indicata in precedenza, la lavorazione ha la funzione di predisporre le aree per il montaggio delle turbine e la realizzazione del plinto. Le squadre, ognuna composta da non meno di 5 persone, utilizzano mezzi quali escavatore, escavatore con martellone, camions.

5.4 Interventi di realizzazione plinti – micropali di fondazione e cemento armato plinto

L'attività è indispensabile per realizzare i plinti ove si vincolano le turbine. Si prevede che l'attività sia svolta al massimo da n. 2 squadre da 6 operai contemporaneamente per la parte della carpenteria e cemento armato dei plinti e della piazzola ove si prevede stazioni la gru per il montaggio dei conci degli aerogeneratori.

Per la realizzazione dei micropali di fondazione si prevedono n. 1 mese a plinto circa con la presenza di 2 macchine perforatrici (1 per fondazione) così da velocizzare i tempi complessivi del cantiere.

I mezzi necessari sono oltre ai camion per l'approvvigionamento dei materiali, dei sollevatori telescopi o gru mobili da cantiere per lo spostamento dei materiali per le opere in c.a.

5.5 Interventi di sistemazione piazzole e plinti

L'attività è indispensabile per sistemare le aree fronte le turbine per la realizzazione del parco turistico del vento. Si prevede che l'attività sia svolta al massimo da n. 1 squadra da 6 operai contemporaneamente per la parte di sistemazione del terreno, riporto del terreno

vegetale, posa totem e semina erba. I macchinari sono escavatore di dimensioni massimo da 100 q, camion, trattore.

5.6 Interventi di realizzazione di cavidotto di connessione

L'attività rappresenta la preparazione dei cavidotti per la parte elettrica e di segnale sia dalle turbine alla stazione di connessione, ora prevista a Mallare.

I tempi sono valutati prudenzialmente in 15 mesi per la realizzazione del cavidotto dalla stazione al punto di consegna di Terna, mentre il cavidotto di connessione tra le turbine e la stazione va di pari passo con la realizzazione della strada e delle piazzole delle turbine.

I mezzi utilizzati sono escavatore, escavatore con martellone, eventualmente il trancher se i sottoservizi rilevati con georadar lo consentono, camion. I lavori di asfaltatura definitiva utilizzano una fresa, un rullo, una spazzatrice, camion per il trasporto dell'asfalto e una vibrofinitrice.

5.7 Intervento di montaggio aerogeneratori

Il trasporto delle strutture degli aerogeneratori viene eseguito completamente su strada.

I trasporti si ritiene di concentrarli in 4 mesi, in quanto si esegue lo stoccaggio a Savona in porto dove vengono scaricate, quindi con i trasporti eccezionali vengono portati al punto di installazione ove vengono montati con la gru di grandi dimensioni.

I trasporti si ipotizza che avvengano con motopropulso o camion con carrello portaconci, mentre la gru di grandi dimensioni viene assemblata in loco, mediante gru di dimensioni inferiori che scaricano circa 60 bilici di componenti che si prevede partano dal deposito di Vernazza Autogru di Vado ove ha stoccata la gru che si ipotizza di usare.

I mezzi previsti in questa fase sono gru di differente portata, motopropulsi, camion, autotreni con rimorchi vari.

5.8 Interventi di sistemazione generale e messa in esercizio

I lavori di sistemazione generale sono i lavori che permettono di chiudere il cantiere quali aggiustamenti della strada, delle piazzole da adibire a percorso tecnico di informazione, segnalazioni di aree, completamente localizzati del ponte, ecc..., oltre agli interventi di settaggio delle turbine e della connessione elettrica e di collegamento della fibra.

I mezzi previsti sono mini e midi escavatori, camion di dimensioni ridotte, attrezzature varie, furgoni.

5.9 Manutenzione ordinaria turbine ed apparecchiature ad esse connesse

I lavori di manutenzione ordinaria delle turbine consistono nella verifica periodica della strumentazione che è contenuta all'interno della navicella e che permette di far funzionare l'intera macchina. L'attività è programmata e dipende dagli elementi da controllare ma è ragionevole pensare che non vengano utilizzati macchinari particolari ad eccezione di un furgone.

5.10 Analisi dei risultati

Premesso che tutti i mezzi previsti nella realizzazione dell'impianto di Monte Cerchio si ritiene che siano del tipo moderno con motori Euro 6 diesel con additivo dell'Adblue, così da emettere già loro una minor quantità di sostanze inquinanti e non si esclude per alcuni mezzi di utilizzare degli escavatori elettrici, l'analisi delle lavorazioni precedenti, di cui alcuni dati sono stati reperiti dagli "Appunti di Tecnica e Gestione dei Lavori" - Prof.ing. Francesco Paolo Russo dell'Università degli Studi di Federico II - Napoli e da "GALLERIE: SCAVO CON I MARTELLIDEMOLITORI IDRAULICI - Guida ragionata sulle metodologie, gli strumenti e i vantaggi" della Indeco, porta ai seguenti risultati:

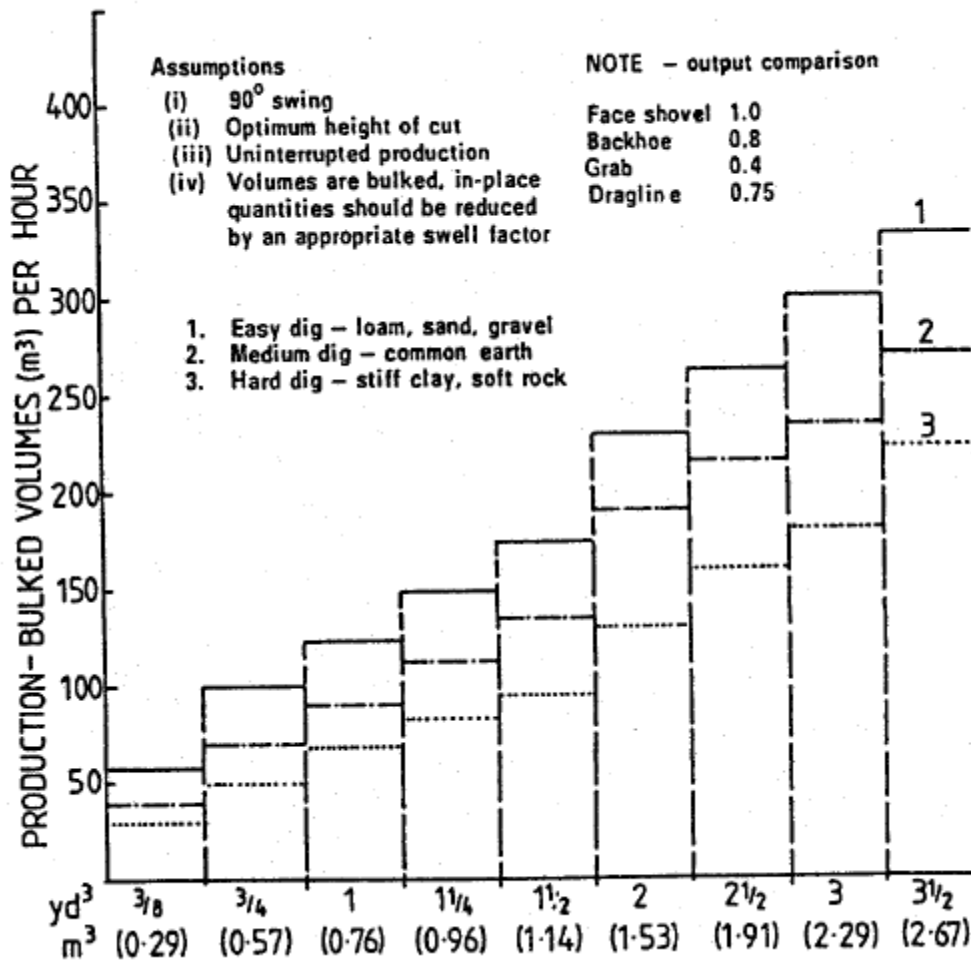
Progetto	Monte Cerchio					
Volumi materiale di scavo e riporti						
mc strada di accesso	80869 mc	% scotico	48%	Volume =	38817	mc
		% scavo senza martellone	42%	Volume =	33965	mc
		% roccia da martellone	10%	Volume =	8087	mc
mc strada di collegamento turbine	20656 mc	% scotico	19%	Volume =	3925	mc
		% scavo senza martellone	75%	Volume =	15492	mc
		% roccia da martellone	6%	Volume =	1239	mc
mc plinto	12040 mc	% scotico	0%	Volume =	0	mc
		% scavo senza martellone	30%	Volume =	3612	mc
		% roccia da martellone	70%	Volume =	8428	mc
mc per piazzole	83045	% scotico	20%	Volume =	16609	mc
		% scavo senza martellone	70%	Volume =	58132	mc
		% roccia da martellone	10%	Volume =	8305	mc
mc per ponte	1200	% scotico	20%	Volume =	240	mc
		% scavo senza martellone	70%	Volume =	840	mc
		% roccia da martellone	10%	Volume =	120	mc
mc per cavidotto	22610	% scotico	18%	Volume =	4070	mc
		% scavo senza martellone	77%	Volume =	17409	mc
		% roccia da martellone	5%	Volume =	1130	mc

Produzione oraria escavatore			
$P = (Pott \times \alpha \times \beta \times \gamma/s) \times f$ [mc/h]			
dove:			
Pott = produzione ottimale letta sul grafico [mc/h]			
s = coefficiente di rigonfiamento (v.tab.1)			
α = coefficiente di rotazione della torretta; per angoli da 90° (v .tab.2)			
β = coefficiente di comparazione; per macchine non attrezzate con la benna frontale (v .tab.3)			
γ = coefficiente di profondità di scavo; <1 per condizioni di lavoro diverse da quelle ottime (benna colma con un solo movimento)			
f = efficienza sul lavoro (<1)			

Tabella 1		
coefficiente di rigonfiamento "S":	S	
roccia fratturata	1.5	2
ghiaia	1	1.1
argilla	1.25	1.4
sabbia	1	1.3
terreno comune	1.1	1.3

Tabella 2	
coefficiente di rotazione della torretta " α ":	
angolo di rotazione	α
45°	1.26
60°	1.16
75°	1.07
90°	1
120°	0.88
150°	0.79
180°	0.71

Tabella 3	
coefficiente di comparazione " β ":	
- escavatore a benna diritta	1
- escavatore a benna rovescia	0.8
- escavatore a benna mordente	0.4
- escavatore a benna trascinata	0.75

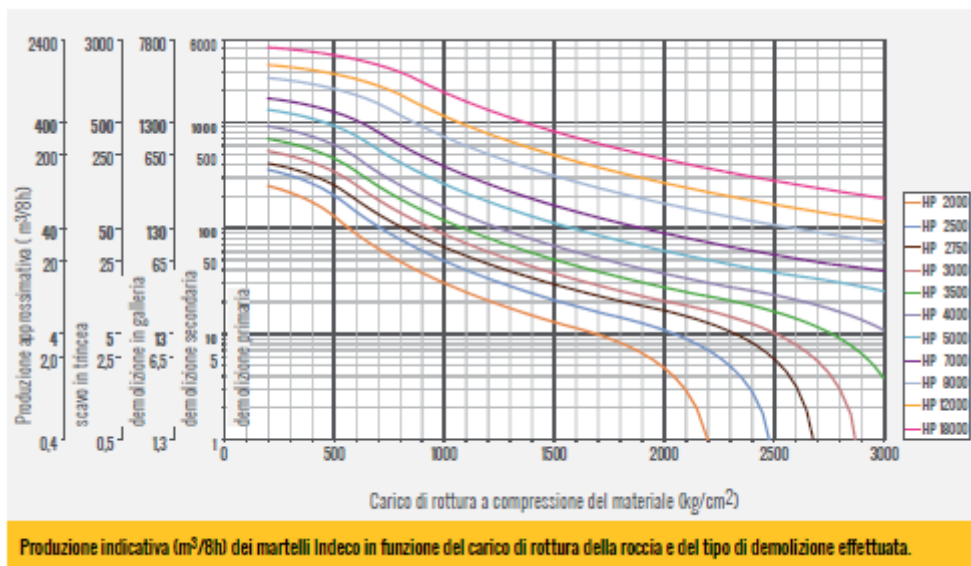


Si utilizzano macchine da:	28-30	t			
benna da:	1.2	mc			
tipo benna	rovescia				
angolo di rotazione	180°				
	<i>Terreno comune</i>		<i>Terreno roccioso fratturato</i>		<i>Roccia da martellone</i>
Pott	180		125		125
s	1.1		1.5		2
α	0.71		0.71		0.71
β	0.8		0.8		0.8
γ	0.9		0.9		0.9
f	0.86		0.86		0.86
P =	71.94	mc/h	36.64	mc/h	27.48

<i>h di lavoro complessivo</i>	<i>scotico/riporti</i>		<i>scavo senza martellone</i>		<i>roccia da martellone</i>	
mc strada di accesso	38817.12	mc	33964.98	mc	8086.9	mc
mc strada di collegamento turbine	3924.64	mc	15492	mc	1239.36	mc
mc plinto	0	mc	3612	mc	8428	mc
mc per piazzole	16609	mc	58131.5	mc	8304.5	mc
mc per ponte	240	mc	840	mc	120	mc
	59591	mc	112040	mc	26179	mc
mc per cavidotto	4070	mc	17409	mc	1130	mc
	4070	mc	17409	mc	1130	mc

<i>h di lavoro complessivo</i>						
h per scotico	828	h	-->		104	g x valutazione consumi gasolio
h per scavo senza martellone	3058	h	-->		383	g x valutazione consumi gasolio
h per scavo roccia da martellone	953	h	-->		120	g x valutazione consumi gasolio
<i>h di lavoro per cavidotto</i>						
h per scotico (*)	170	h	-->		22	g x valutazione consumi gasolio
h per scavo senza martellone (*)	1426	h	-->		179	g x valutazione consumi gasolio
h per scavo roccia da martellone	41	h	-->		6	g x valutazione consumi gasolio

(*) si triplica il tempo per tener conto che si è in strada per il maggior tratto di scavo



Si considera una roccia del tipo	medio dura				
<i>Strada e plinto e piazzole</i>					
la produzione per demolizione primaria con martello Indeco HP 3000 adatto per escavatori da	28-30	t			
produzione indicativa (mc/8h)	80	mc/g			
produzione indicativa h	10	mc/h			
mc roccia da martellone	26178.76				
h per demolizione roccia	2617.876	-->		327.2345	g
<i>Cavidotto</i>					
la produzione per scavo in trincea con martello Indeco HP 3000 adatto per escavatori da	28-30	t			
produzione indicativa (mc/8h)	35				
produzione indicativa h	4.375				
mc roccia da martellone	1130.48				
h per demolizione roccia	259	-->		32.375	g

Serbatoio di gasolio		
Escavatore con benna	400 L	Komatsu PC290
Escavatore con martellone	472 L	Volvo PC290
Consumo di gasolio		
Escavatore con benna	320 L/g	Komatsu PC290
Escavatore con martellone	377.6 L/g	Volvo PC290
consumo L per scavo in roccia	104715 L	
consumo L per cavidotto in roccia	12225 L	
consumo L per scavo	220160 L	
Totale	337100 L	

Trasporto a discarica materiale scavato		
mc di scavo da trasportare a discarica	158136	mc
fattore di maggiorazione volume	1.2	
mc di materiale da trasportare a discarica	189763.2	mc
volume camion 4 assi	18	mc
n viaggi previsti	8785	
distanza media discarica	25	km
km presunto viaggi pieni e ritorno a vuoto	439267	km
consumo presunto L/km	0.35	L
consumo presunto L di gasolio	153743	L

Trasporto calcestruzzo		
mc cls per plinto	1100	mc
n. plinti	7	
mc cls per ponte	200	mc
mc altri utilizzi	100	mc
totale mc cls	8000	mc
volume betoniera	10	mc
n. viaggi presunti betoniera	800	
distanza centrale di betonaggio	25	km
km presunto viaggi pieni e ritorno a vuoto	40000	km
consumo presunto L/km (considera scarico e fermo in cantiere)	0.5	L
consumo presunto L di gasolio	20000	L

Pompaggio calcestruzzo		
mc cls da pompare	8000	mc
n. pompe per plinto	2	
h di funzionamento	8	h
n. plinti	7	
consumo h di gasolio	60	L
Consumo di gasolio per plinto	960	L
km da deposito a cantiere	25	km
km totali a viaggio	50	km
consumo presunto L/km	0.4	L
consumo presunto L di gasolio per traferimento	280	L
consumo presunto per pompaggio	6720	L
mc cls da pompare per ponte e altro		
mc cls da pompare per ponte e altro	300	mc
h di funzionamento complessive (50mc/h)	6	h
consumo h di gasolio	15	L
n. piazzamenti presunto	16	
n. viaggi da deposito	16	
km da deposito a cantiere	25	km
km totali a viaggio	50	km
consumo presunto L/km	0.4	L
consumo presunto L di gasolio per traferimento	640	L
consumo presunto per pompaggio	1440	L
Consumo totale	9080	L
Trasporto ferro armatura		
kg ferro previsti a progetto	1162000	kg
massa trasportabile da 4 assi o bilico	28000	kg
n. presunto di viaggi	41.5	
km per viaggio	400	km
consumo presunto L/km	0.4	L
consumo presunto L di gasolio per trasporto	6640	L
Trasporto armatura micropali		
kg di armatura per micropali	1458660	
massa trasportabile da 4 assi o bilico	28000	kg
n. presunto di viaggi	53	
km per viaggio	400	km
consumo presunto L/km	0.4	L
consumo presunto L di gasolio per trasporto	16960	L

Realizzazione micropali		
Consumo macchina micropali L/h	20	L/h
Consumo presunto compressore L/h	15	L/h
Produzione m/h	10	m/h
n. plinti	7	
lunghezza micropali per plinto	25	m
n. micropali per plinto	184	
h di funzionamento macchina micropali	3220	h
consumo presunto L gasolio macchina micropali	112700	L

Trasporto materiale vario		
n. presunto di viaggi	100	
km media viaggi	200	
consumo presunto L/km	0.4	L
consumo presunto L di gasolio per trasporto	8000	L

Traferimento turbine sul posto		
n. turbine	7	
n. viaggi per turbina	11	
consumo gasolio gru di carico per elem. turbina	150	L
consumo motopropulso L/km	1	L/km
distanza cantiere per motopropulso	15	km
consumo presunto per trasporto turbine	2310	L
consumo presunto per carico	11550	L
Consumo totale	13860	L

Montaggio turbine		
<i>Montaggio gru principale</i>		
n. viaggi per assemblaggio gru	60	
km presunti per trasporto elementi	25	km
km totali per assemblaggio gru	3000	
consumo presunto L/km	0.4	L
consumo presunto L di gasolio per trasporto	1200	L
consumo presunto per gru carico/scarico	25	L/h
h per carico e scarico elementi gru principale	120	h
consumo presunto gasolio per assemblaggio gru	3000	L
h per montaggio turbine - gru principale a pezzo	4	h
h per montaggio turbine - gru secondaria a pezzo	4	h
consumo presunto L/h di gasolio gru principale	100	L
consumo presunto L/h di gasolio gru secondaria	50	L
n. turbine	7	
n. pezzi per turbina	11	
Consumo presunto L gru principale	30800	L
Consumo presunto L gru secondaria	15400	L
consumo totale	50400	L

Taglio piante		
escavatore	150	L/g
trattore	150	L/g
motoseghe (per analogia anche se a benzina)	10	L/g
ettari da tagliare	30000	mq/g
produzione giornaliera	1000	mq/g
giorni di lavoro	30	g
consumo presunto di gasolio	9300	L
cippatura	300	L/g
trattori per conferimento a impianto	250	L/g
giornate di cippatura	5	
consumo presunto gasolio per cippatura	2750	L/g
totale	12050	L

Lavori di asfaltatura		
fresa	1	
camion	4	
spazzatrice	1	
vibrofinitrice	1	
rullo	1	
consumo presunto fresa L/g	400	L
consumo presunto camion L/g	100	L
consumo presunto spazzatrice L/g	200	L
consumo presunto vibrofinitrice L/g	200	L
consumo presunto rullo L/g	200	L
lunghezza cavidotto da asfaltare	24000	m
produzione giornaliera	800	m/g
durata lavori riasfaltatura cavidotto	30	g
consumo presunto di gasolio	42000	L

Supervisione, DL		
DL e sicurezza	20000	km
Supervisione cantiere	10000	km
Totale	30000	km
Consumo medio km/L	15	km/L
consumo presunto per supervisione cantiere	2000	L
varie	5000	L
Totale	7000	L

Da cui il risultato dell'emissioni di CO₂ per la realizzazione del parco eolico sono stimabili, considerando un incremento del 60% rispetto a quelle analizzate, per tener conto di lavorazioni che vengono necessariamente eseguite in questa fase ma non sono state valutate ed eventuali sottostime di consumi, in:

CONSUMO PRESUNTO GASOLIO PER IL CANTIERE ED EMISSIONI CO2			
scavi	337100 L	Emissione di CO2 per L gasolio	2650 g/L
trasporto a discarica	153743 L		
trasporto calcestruzzo	20000 L	Emissioni CO2 per cantiere	2092262909 g
pompaggio calcestruzzo	9080 L		
trasporto ferro d'armatura	6640 L	Emissioni CO2 per cantiere	2092 ton
Trasporto armatura micropali	16960 L		
realizzazione micropali	112700 L	<i>Il valore viene incrementato del 60% per tener conto di macchinari non analizzati quali il muletto telescopico per la movimentazione delle armature e dei casseri, escavatori di dimensioni inferiori a supporto delle macchina di dimensioni maggiori, furgoncini delle maestranze, lavorazioni non analizzate nello specifico ma presenti ecc..</i>	
trasporto materiale vario	8000 L		
trasporto turbine sul posto	13860 L		
montaggio turbine	50400 L		
taglio piante	12050 L		
Lavori di asfaltatura	42000 L	% di incremento	60%
supervisione, DL	7000 L		
TOTALE	789533 L	Emissioni CO2 per cantiere	3348 ton

Tenendo conto che la centrale è in grado di produrre un risparmio di 35440 ton/anno di CO₂ in base alla producibilità attesa e valutata in funzione del vento presente e tenendo conto la fonte Ispra per la valutazione della CO₂, si evince che in poco più di 1 mese la centrale è in grado di risparmiare la CO₂ emessa per la realizzazione delle opere civili dell'impianto stesso.

6. Analisi impatto ambientale come innalzamento polveri per la realizzazione dell'impianto eolico Monte Cerchio

I lavori di realizzazione del parco necessariamente comportano l'innalzamento di polveri, essendo presenti degli scavi anche complessivamente importanti.

L'intervento previsto per la riduzione degli stessi è quello di avere dei mezzi che quotidianamente passano ad innaffiare le strade bianche al fine di minimizzare le polveri.



Esempio di innaffiatura

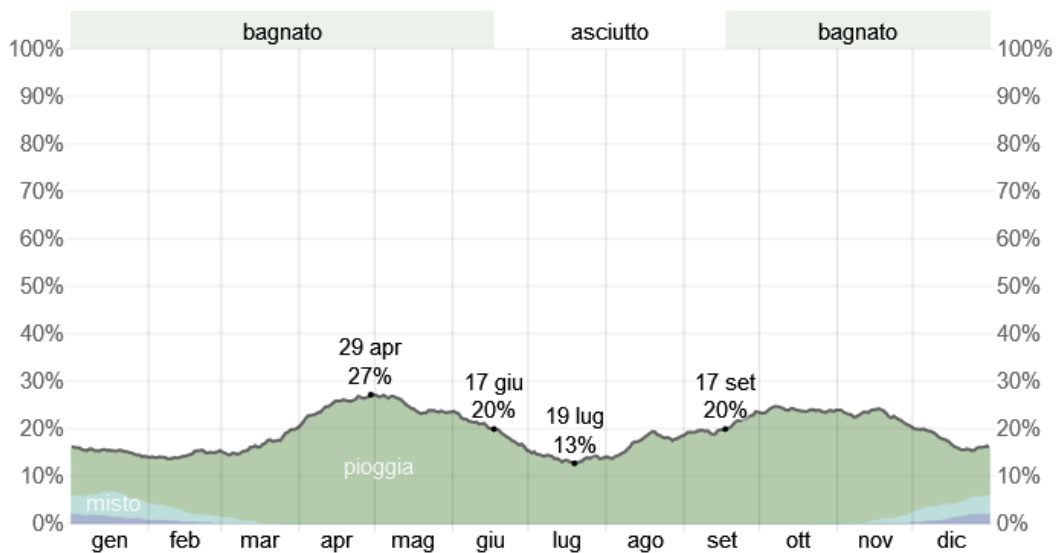
L'intervento permette di evitare situazioni come quelle riportate nella seguente fotografia, sempre reperita in internet, e consenti una riduzione delle emissioni delle polveri nell'aria che potrebbero essere convogliate dall'aria sulle case poste nelle vallate adiacenti.



Esempio di innalzamento polvere al transito dei mezzi su strada bianca

Considerato che i lavori si prevede che durino complessivamente per 30 mesi, si procede ora alla valutazione dei giorni necessari all'innaffiamento delle strade, tenendo conto dei giorni medi di piovosità dell'area di Cairo Montenotte. Si eguagliano i valori di Cengio, essendo l'installazione al confine con Cairo Montenotte e sullo stesso crinale, pertanto si ritiene ragionevolmente accettabile che non vari la piovosità.

In base a quanto reperibile in rete (<https://it.weatherspark.com/y/59038/Condizioni-meteorologiche-medie-a-Cairo-Montenotte-Italia-tutto-l'anno>), si hanno le seguenti probabilità medie di piovosità a Cairo Montenotte:



Giorni di	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
Pioggia	2,8gg	3,3gg	5,0gg	7,5gg	7,7gg	6,0gg	4,3gg	5,3gg	6,1gg	7,4gg	6,6gg	4,0gg
Misto	1,4gg	0,7gg	0,1gg	0,0gg	0,0gg	0,0gg	0,0gg	0,0gg	0,0gg	0,0gg	0,3gg	1,0gg
Neve	0,5gg	0,2gg	0,0gg	0,0gg	0,0gg	0,0gg	0,0gg	0,0gg	0,0gg	0,0gg	0,0gg	0,4gg
Qualsiasi	4,7gg	4,2gg	5,2gg	7,5gg	7,7gg	6,0gg	4,3gg	5,3gg	6,1gg	7,4gg	6,8gg	5,4gg

Da: [@WeatherSpark.com](https://www.weatherSpark.com)

Risulta quindi che di media si abbiano nell'area di Cairo Montenotte 70.6 giorni all'anno ove si manifestano pioggia, neve o eventi misti.

Risulta quindi che i giorni ove non si passa con il mezzo per la riduzione delle polveri, siano il numero intero di giorni con arrotondamento all'unità superiore. Inoltre non si tiene conto che vi possono essere condizioni di bagnatura della strada per la pioggia che durano, a seguito di un evento piovoso importante, più giorni e pertanto a titolo precauzionale non viene ipotizzato un allungamento dei tempi di mancata necessità di innaffiamento

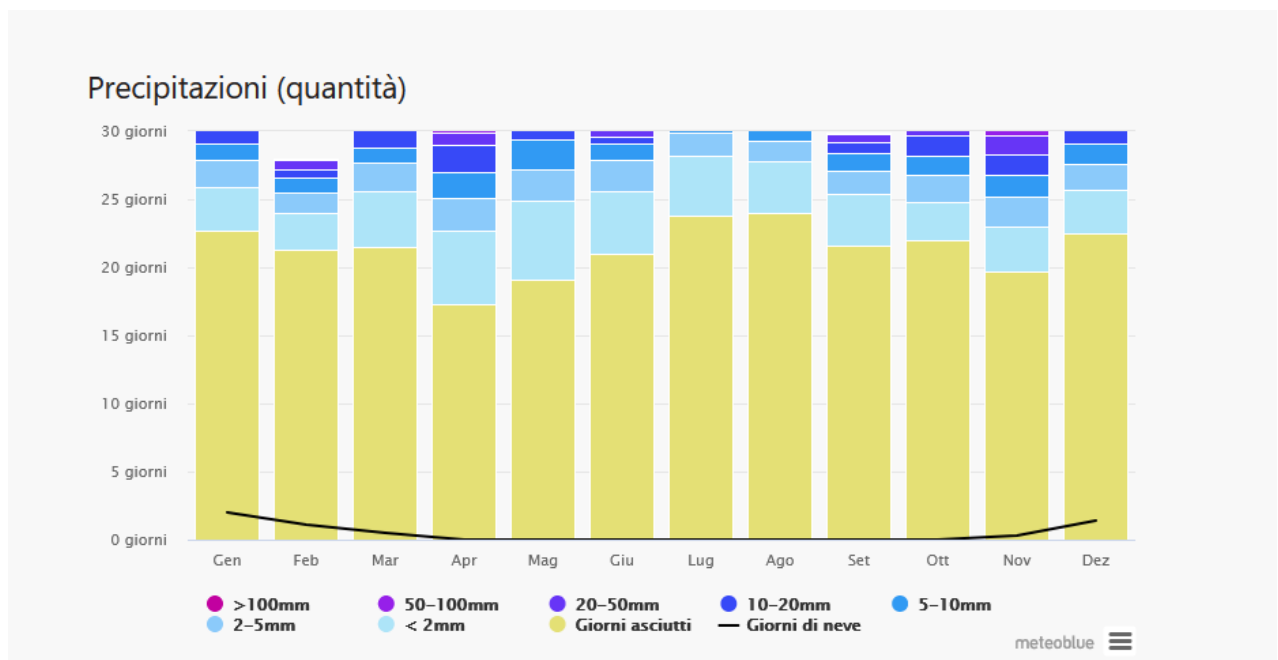
Pertanto nella valutazione dei giorni in cui risulta necessario procedere alla bagnatura si vanno a togliere annualmente, con questa analisi, 77 giorni /anno.

Le analisi condotte con un altro sito reperibile in internet portano a valutazioni più pessimistiche sulle condizioni di pioggia.

Risulta infatti che in base al sito

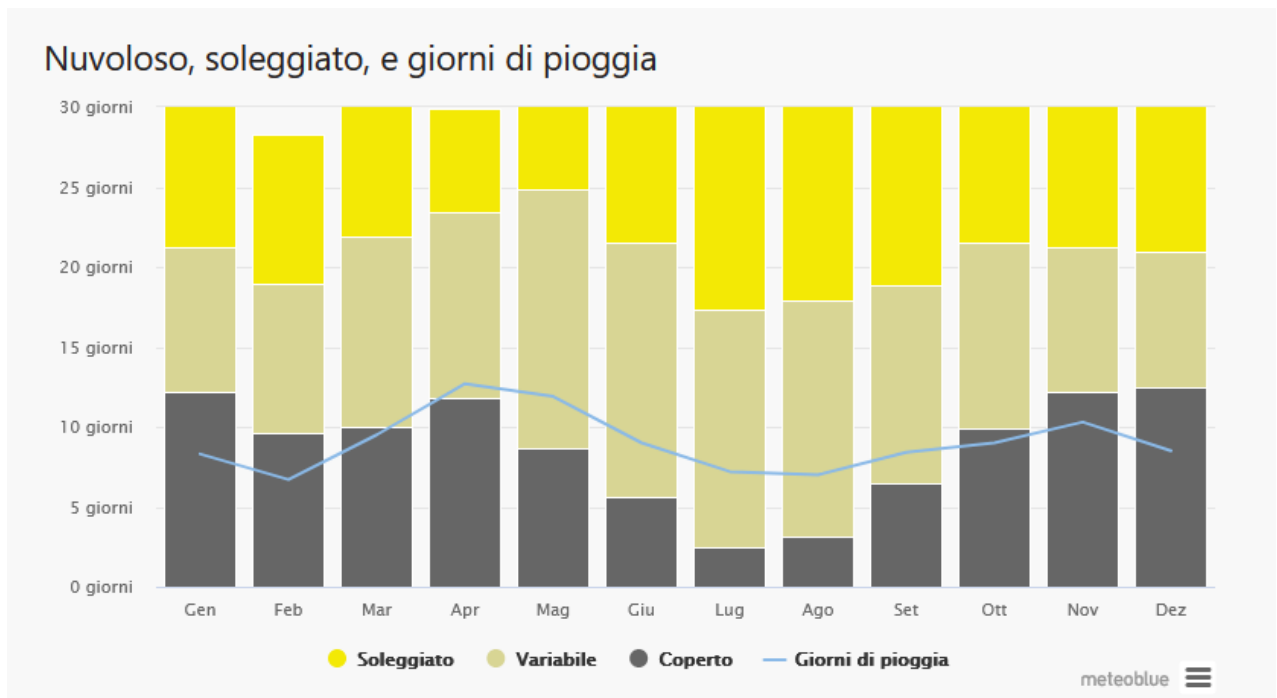
["https://www.meteoblue.com/it/tempo/historyclimate/climatemodelled/cairo-montenotte_italia_3181259"](https://www.meteoblue.com/it/tempo/historyclimate/climatemodelled/cairo-montenotte_italia_3181259)

le giornate di pioggia siano le seguenti:



Da cui risulta che

mese	Giorni asciutti	Giorni di neve	Giorni di pioggia	Giorni bagnati
Gennaio	22.7	2	6.3	8.3
Febbraio	21.3	1.1	5.6	6.7
Marzo	21.5	0.5	9.0	9.5
Aprile	17.3	0	12.7	12.7
Maggio	19.1	0	11.9	11.9
Giugno	21	0	9.0	9.0
Luglio	23.8	0	7.2	7.2
Agosto	24	0	7.0	7.0
Settembre	21.6	0	8.4	8.4
Ottobre	22	0	9.0	9.0
Novembre	19.7	0.3	10.0	10.3
Dicembre	22.5	1.4	7.1	7.1



Da cui i giorni bagnati in media, con questa valutazione, risultano: 112 giorni /anno

Utilizzando una media aritmetica si può assumere ragionevolmente che i giorni considerati bagnati all'anno siano 94.5 giorni anno arrotondabile a 95.

A questi giorni è ragionevole aggiungere almeno il 50% dei giorni ove il meteo è variabile, in quanto si è in presenza di nuvolosità quindi di maggiore umidità che di certo abbassa la polvere.

Il numero di giorni che è nuvoloso/variabile è valutato in 147.1 all'anno da cui si può considerare che vi siano condizioni di nuvole basse e umidità tali da non necessitare dell'intervento di bagnatura per almeno 74 giorni anno.

Risulta quindi che si debba procedere, a titolo preventivo e di valutazione dell'intervento, a innaffiare la strada per un totale complessivo di 196 giorni all'anno, pertanto per il cantiere in oggetto pari a 490 giorni.

Si procede quindi alla valutazione del consumo di acqua, tenendo conto che per i primi 7 mesi il cantiere si sviluppa solo nella parte consistente nella predisposizione dell'accesso e pertanto le superfici da bagnare sono molto ridotte.

Considerato quindi che il tratto di strada bianca che si sviluppa dalla frazione Braia alla strada esistente in cima al crinale è lunga approssimativamente 2640 m con una larghezza media di 7 m , quindi si ipotizza di bagnare una larghezza analoga, si hanno complessivamente 18840 mq di superficie da irrorare per una durata di 3.5 mesi (per tener conto che all'inizio del cantiere la superficie è nulla, al termine è la totalità calcolata), avendo assunto come durata del cantiere i 7 mesi riportati nel programma lavori. I 7 mesi di cantiere della strada corrispondono all'incirca a 115 giorni di bagnatura.

Per quanto riguarda la strada del parco eolico, la lunghezza è pari a circa 3750m a cui si sommano le 7 piazzole di 3500 mq caduna. Anche in questo caso si hanno 26250 mq di strada e 24500mq di piazzole da irrorare.

L'attività di bagnatura si ipotizza che avvenga per l'intero ciclo di costruzione (allargamento strada, costruzione fondazioni fino al montaggio) pari a 20 mesi, anche se ovviamente nei primi mesi le superfici che andrebbero valutate sono inferiori. Si hanno pertanto 50750 mq per 20 mesi da bagnare, fermo restando l'incidenza dei giorni di pioggia e quelli con alta umidità.

Si prescrive che la velocità media dei mezzi in cantiere non superi i 10 km/h così da limitare il sollevamento delle polveri. Inoltre è fatto obbligo per i mezzi che trasportano il materiale scavato, essere dotati di telo di ricoprimento del cassone, così da evitare un ulteriore incremento delle polveri per abrasione da parte del vento del materiale presente sul cassone.

L'obiettivo è quello dell'abbattimento del 75% delle polveri mediante l'attività di bagnatura. In termini di consumo di acqua, si considera che la strada venga umidificata ogni 4 h (2 passaggi al giorno) con 0.3 L/mq.

Risulta quindi che il consumo di acqua per il cantiere sia pari a:

- Realizzazione strada: $18840 \text{ mq} * 0.3\text{l/mq} * 2 * 115\text{g} = 1299960 \text{ L} = 1300 \text{ mc}$
- Parco eolico: $50750 \text{ mq} * 0.3\text{l/mq} * 2 * 327 \text{ g} = 9957150 = 9958 \text{ mc}$
- Uso strada durante la realizzazione parco eolico: $24500 \text{ mq} * 0.3\text{l/mq} * 2 * 327 \text{ g} = 4806900\text{L} = 4807 \text{ mc}$

Pertanto complessivamente per la mitigazione delle polveri si utilizzano circa 16065 mc di acqua arrotondabili a 16100 mc.

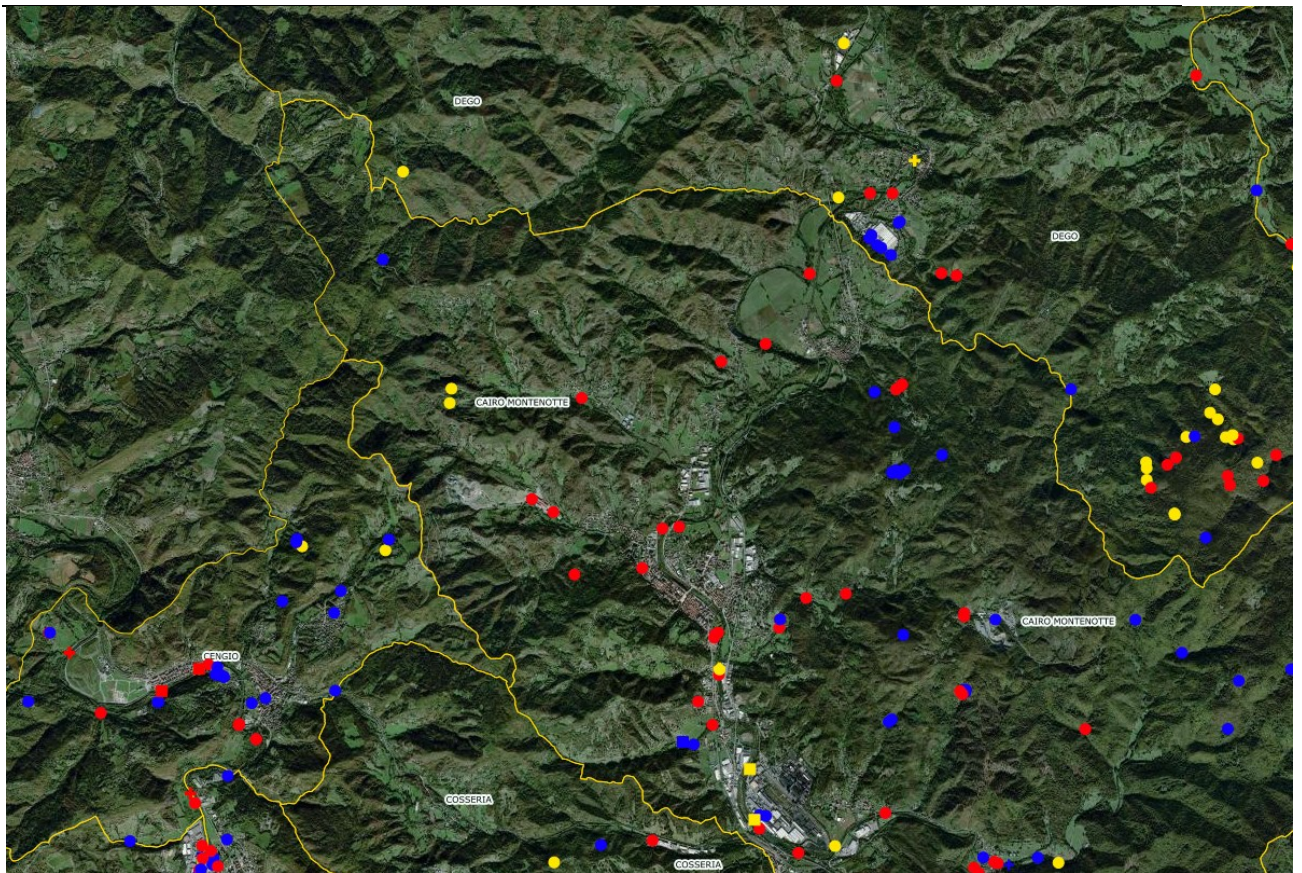
Da analisi con altri cantieri si osserva che nella realtà il consumo è minore perché dipende molto dalla frazione fine presente nel terreno e dalla granulometria presente nello strato superficiale carrabile della strada che si prevede di dare anche in fase di cantiere, oltre al fatto che non viene usata completamente la strada per l'intera lunghezza in quanto l'accesso è a metà circa della disposizione delle turbine, quindi quando si lavora in quelle a nord non si usa la strada a sud e viceversa. Qualora si lavorasse contemporaneamente a più turbine è altrettanto vero che si riducono i tempi.

In particolare nel tratto in prossimità delle abitazioni, oltre al posizionamento delle apparecchiature per il monitoraggio continuo delle polveri, si procederà a rifinire con materiali porosi ma difficilmente abrasibili il tratto di strada così da limitare al minimo l'innalzamento delle polveri durante le fasi di lavoro e di passaggio.



Inoltre l'edificio sarà monitorato con una centralina per le polveri al fine di verificare che cosa si sta attuando per il cantiere garantisca la salute del cittadino residente in tale edificio.

L'acqua prevista per le opere di riduzione delle polveri si prevede di prelevarle da pozzi contermini all'area di lavoro, previa accordo con i proprietari degli stessi.



Ubicazione prese nel territorio limitrofo al cantiere – cartografia della Regione Liguria

In particolare nella zona di via Cortemilia vi è una presa industriale ed irrigua concessionata con portata di 380 l/s da cui si potrebbe attingere, previo accordo con il relativo proprietario ed utilizzatore. La portata è tale da essere utilizzata per pochi minuti per riempire l'automezzo che potrà eseguire lo spandimento dell'acqua stessa.

7. Analisi impatto ambientale come CO2 per la produzione degli aerogeneratori dall’Impianto eolico Monte Cerchio – Analisi LCA (Life Cycle Assessment)

L’energia eolica non genera emissioni, ma il suo ciclo di vita, dall’estrazione delle materie prime alla produzione e costruzione fino allo smaltimento, invece sì. Del tutto trascurabili se messe in prospettiva ai 12 miliardi di tonnellate di CO2 rilasciate solo nel 2020 dalla produzione energetica fossile. Per la precisione, spiega la società di consulenza ed analisi Wood Mackenzie, gli aerogeneratori sono la tecnologia rinnovabile più pulita contando tutte le sue emissioni; secondi solo agli impianti nucleari nell’intero comparto energetico.

Secondo la stessa società d’analisi, tuttavia, le emissioni globali del ciclo di vita dell’energia eolica raggiungeranno i 55 milioni di tonnellate di anidride carbonica equivalente dal 2020 al 2050, come risultato dell’ampliamento della capacità a 3,7 TW.

Si è analizzato che fino all’86% delle emissioni del ciclo di vita dell’energia eolica sono attribuibili all’estrazione di materie prime e alla fabbricazione di turbine. Ciò include l’utilizzo di metalli come acciaio, alluminio e rame. Il restante 14% delle emissioni deriva da trasporto, installazione, operazioni e manutenzione (O&M), smantellamento e smaltimento. Wood Mackenzie stima che entro la fine del decennio si potrebbe ridurre fino al 60% la CO2 dei segmenti trasporti e O&M. Ciò sarebbe possibile grazie alle maggiori dimensioni degli aerogeneratori che si traducono in un minor numero di unità e minori viaggi ai siti di installazione. Ma anche grazie ad un migliore consumo di carburante del trasporto terrestre, un maggiore uso di veicoli elettrici e miglioramenti della tecnologia delle turbine stesse, per minori ispezioni e una vita più lunga. Anche le fonti di elettricità utilizzate nel processo produttivo possono fare la differenza. Le turbine eoliche prodotte nei paesi sviluppati potrebbero potenzialmente rilasciare fino al 53% di emissioni in meno a causa della minore intensità di carbonio dell’energia in rete. La società d’analisi presta un occhio anche al fine vita, prevedendo che la capacità di dismissione a livello mondiale aumenterà di sei volte entro la fine di questo decennio, raggiungendo gli 11 giga watt. Per il settore, questo rappresenta una sfida dal momento che le attuali pale sono difficili da riciclare.

Fortunatamente, si stanno prendendo in considerazione nuove politiche per vietare l’uso della discarica per lo smaltimento delle pale e le principali aziende di turbine eoliche stanno investendo in nuove tecnologie per riciclare i materiali compositi”, spiegano gli analisti. “I principali fornitori globali di turbine mirano a essere carbon neutral nelle

operazioni a breve termine, con piani per decarbonizzare le emissioni del ciclo di vita a lungo termine” [1].

Per valutare a fondo i benefici ambientali derivanti dalla scelta dell'energia eolica è opportuno considerare

non solo la fase di esercizio dell'impianto ma l'intero ciclo di vita dello stesso (“from cradle to grave”, dalla culla alla tomba). Lo strumento utilizzato per analisi di questo tipo è il *Life Cycle Assessment* (LCA). Tramite l'LCA è possibile quantificare, attraverso indici di prestazione ambientale, l'effettivo impatto a lungo termine di un bene, un prodotto una tecnologia analizzandone l'intero ciclo di vita dalla fornitura della materia prima fino all'utilizzo del prodotto stesso e al suo smaltimento finale. Nel caso particolare di un impianto eolico è interessante valutare due aspetti sostanziali, la quota parte di CO₂ prodotta nell'intero ciclo di vita (per una turbina da 2 MW considerando il mix energetico italiano è pari a circa 1.920 tCO₂) e l'energy payback time (EPBT), ovvero il tempo necessario a raggiungere il pareggio tra energia spesa per le fasi di estrazione, produzione, progettazione, trasporto, installazione, futuro smantellamento e riciclaggio dell'opera e quella prodotta in fase di esercizio. Si stima per una turbina eolica un EPBT medio intorno ai 9 mesi. Dopo 9 mesi quindi una turbina eolica ha già prodotto l'energia necessaria a tutto il suo ciclo di vita, dall'estrazione delle materie prime necessarie alla costruzione, fino allo smaltimento dell'ultimo componente.

Per la valorizzazione delle emissioni di anidride carbonica dovute alle fasi di produzione dei materiali per la costruzione degli aerogeneratori e alla messa in opera dell'impianto, si fa riferimento alla metodologia LCA (Life Cycle Assessment) per la valutazione degli impatti ambientali connessi con l'impianto eolico in progetto durante l'intero ciclo di vita: dall'estrazione delle materie prime necessarie per la produzione dei materiali e dell'energia per la produzione dei componenti degli aerogeneratori, fino al loro smaltimento o riciclo finale.

Il riferimento normativo internazionale per l'esecuzione di valutazioni di LCA è rappresentato dalle norme ISO della serie 14010:

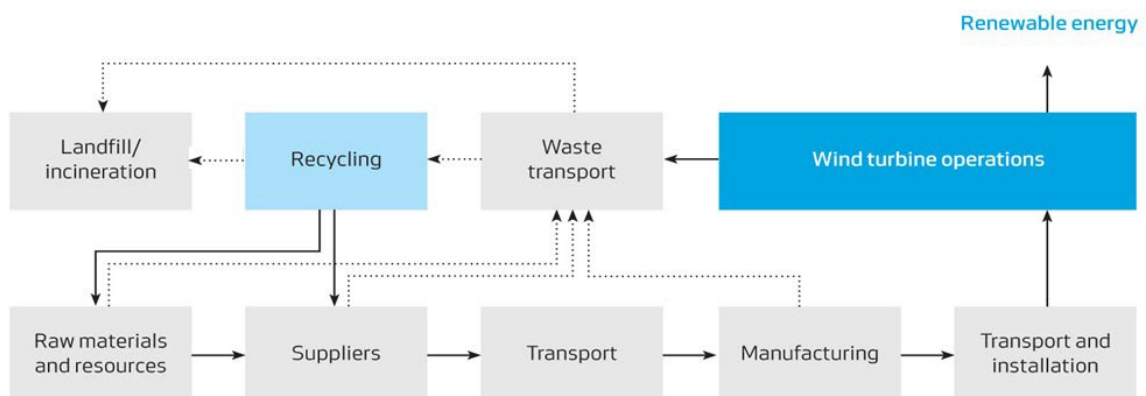
- UNI ISO 14040:2006 Gestione ambientale - Valutazione del ciclo di vita - Principi e quadro di riferimento;
- UNI ISO 14044:2018 Gestione ambientale - Valutazione del ciclo di vita - Requisiti e linee guida.

La società VESTAS fornisce, per ogni tipologia di turbina di loro produzione, l'analisi del Life Cycle Assessment di cui di seguito si riportano degli estratti tradotti in italiano.

L'attuale LCA di Vestas si basa su una storia di LCA delle proprie turbine condotta dal 2001. Di conseguenza, la metodologia ha raggiunto un elevato livello di maturità e lo studio viene eseguito in modo professionale utilizzando metodi all'avanguardia. La modellazione LCI utilizzata per lo studio è eccezionale per quanto riguarda il livello di dettaglio e la quantità di dati primari utilizzati. Copre circa 30.000 componenti che rappresentano oltre il 99,7% della massa totale dei materiali del prodotto. Per la parte produttiva, lo studio include informazioni provenienti da oltre 100 siti. Per scenari di utilizzo plausibili, Vestas può fare affidamento sui dati sulle prestazioni in tempo reale di oltre 68.000 turbine eoliche in tutto il mondo, che coprono il 16% dell'attuale capacità eolica installata a livello mondiale. Di conseguenza, il rapporto è ritenuto rappresentativo per un impianto eolico V162-6,2 MW.

Il rapporto LCA di Vestas presenta le prestazioni ambientali delle ultime turbine EnVentus V162-6.2 MW (Mark 0), che sono il modello di produzione in serie venduto nel mondo. La LCA della turbina eolica EnVentus V162-6,2 MW ha valutato l'intera distinta base della turbina, che comprende circa 25.000 parti che compongono la macchina. Viene valutato l'intero impianto eolico fino alla rete elettrica, compresa la turbina stessa, le fondazioni, il cablaggio del sito che collega le turbine tra loro e altre parti del sito come la stazione di trasformazione. Questa LCA ha coperto oltre il 99,4% della massa totale della turbina stessa e oltre il 99,7% dell'intera massa della centrale elettrica. Le informazioni mancanti si riferiscono a parti in cui il materiale non è stato identificato.

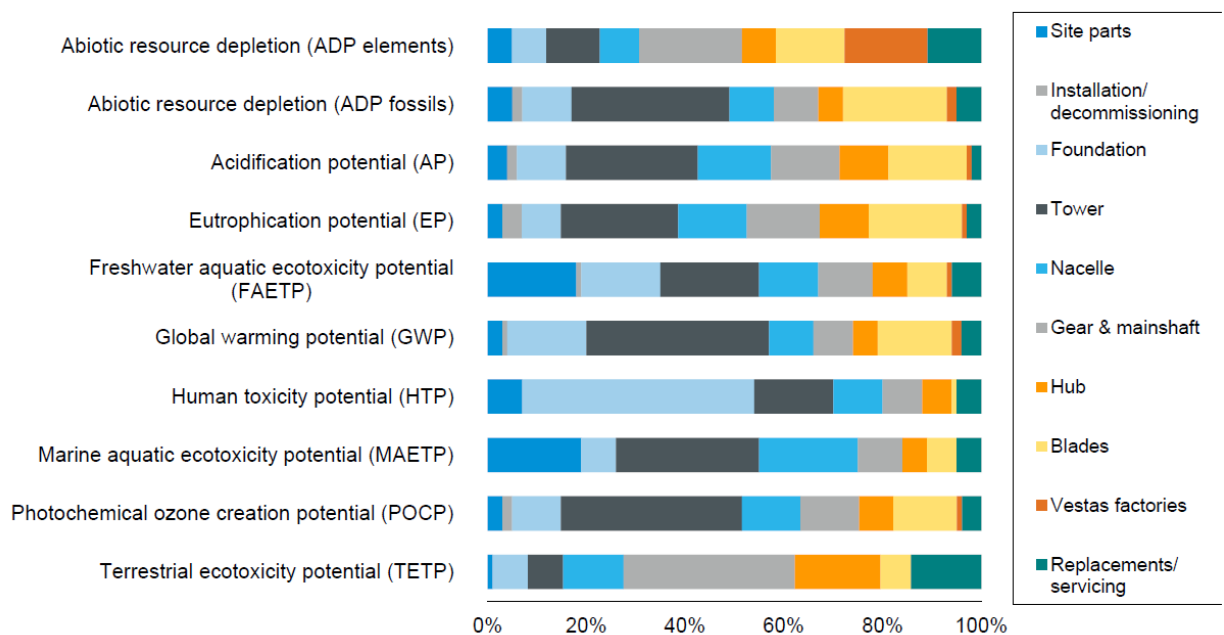
Ogni parte dell'impianto eolico viene valutato lungo l'intero ciclo di vita, dalla nascita allo smantellamento. I potenziali impatti ambientali vengono calcolati per ciascun componente della turbina in relazione al grado specifico del materiale del componente, ai processi di produzione, al paese di origine, alla manutenzione del componente e alle specifiche fasi di smaltimento e riciclaggio a fine vita. Ciò fornisce una visione completa delle prestazioni ambientali. La figura seguente mostra il ciclo di vita generico della turbina valutato nella LCA.



Si evidenzia come siano sempre più richiesti, a livello internazionale, i parametri di prestazione per le tonnellate totali di CO₂-e per MW per un impianto eolico e solo quelli per le turbine eoliche.

Per EnVentus V162-6.2 MW, i risultati sono 430 tonnellate di CO₂ per MW per l'intero impianto eolico e 313 tonnellate di CO₂-e per MW per la sola turbina, durante l'intero ciclo di vita. La figura seguente presenta anche gli impatti ambientali per i diversi componenti della centrale elettrica per la produzione, la manutenzione e il funzionamento (ovvero tutte le fasi del ciclo di vita esclusa la fine vita).

Production and use-phase environmental impacts of EnVentus V162-6.2 MW



La tabella seguente mostra gli altri indicatori ambientali valutati nell'ambito dell'LCA, incluso il ritorno energetico dell'impianto eolico. L'energia di ritorno fornisce un'indicazione del bilancio energetico della centrale elettrica, mostrando la relazione tra il fabbisogno energetico durante l'intero ciclo di vita dell'impianto eolico (ovvero, produzione, funzionamento, manutenzione e smaltimento) rispetto alla produzione di energia elettrica dall'impianto eolico.

Whole-life environmental indicators of EnVentus V162-6.2 MW (units shown in g or MJ per kWh)

Non-impact indicators:	Unit	Quantity
*Primary energy from renewable raw materials	MJ	0.02
*Primary energy from non-renewable resources	MJ	0.08
**AWARE water scarcity footprint	g	Not assessed
Blue water consumption	g	Not assessed
***Return-on energy	Number of times	37
****Turbine recyclability (not life cycle based, turbine only)	% (w/w)	84%
*****Turbine circularity (not life cycle based, turbine only)	-	0.64

* Net calorific value

** Based on WULCA model for water scarcity footprint that assesses available water remaining water (Boulay, 2018)

*** Based on 'Net energy' calculation defined in Section 6

**** Rounded up or down to the nearest half percentage point.

***** Based on Circularity indicator calculation defined in Section 5.3.6

Il periodo di ammortamento è misurato in mesi in cui il fabbisogno energetico per il ciclo di vita dell'impianto eolico è pari all'energia prodotta.

Lo studio LCA sviluppato da Vestas per le turbine V162-6.2 MW si basa su un impianto di 16 turbine con vento a basso regime.

Il tempo di pareggio dell'EnVentus V162-6,2 MW è di 6,5 mesi in condizioni di vento basso (IECS). Ciò può essere interpretato nel senso che, nel corso del ciclo di vita, l'impianto eolico EnVentus V162-6,2 MW restituirà 37 volte più energia di quella consumata durante il ciclo di vita dell'impianto.

Vedere allegato LCA di Vestas inserito nella presente relazione.

8. Analisi impatto ambientale come emissione CO₂ per la demolizione del parco Monte Cerchio

La demolizione del parco eolico Monte Cerchio necessita ovviamente l'utilizzo di svariate tipologie di mezzi che consentono la realizzazione delle opere civili necessarie alla rimozione dell'impianto, del trasporto e smontaggio in opera delle turbine, e nella sistemazione delle strade di accesso

Con la presente analisi si vuole andare a stimare il consumo di carburante necessario per la demolizione dell'opera al fine di valutare l'emissione di CO₂ che i lavori comportano per lo smobilizzo del parco.

Come dato iniziale di valutazione dei mezzi necessari si utilizza la relazione di cantierizzazione a cui si rimanda per l'esplicitazione dei mezzi utilizzati nel montaggio in quanto risultano gli stessi necessari per lo smontaggio.

In particolare per la realizzazione dei lavori si hanno le seguenti fasi:

- Intervento di smontaggio aerogeneratori
- Allontanamento degli elementi e trasporto a discarica
- Interventi di sistemazione generale piazzole

Si rammenta che la strada di collegamento non viene ridotta in quanto è stata sviluppata proprio per considerarla come pista tagliafuoco.

Le piazzole vengono rinverdite nella zona ove vi era la torre in quanto, a plinto di fondazione demolito, si vuole ripristinare la condizione di verde del resto della piazzola. Si evidenzia solamente che non è detto che, a fine vita degli aerogeneratori (20-30 anni) non sia decisamente più conveniente procedere al revamping degli stessi in quanto l'area è già stata oggetto di sistemazione per garantire l'accesso ai mezzi necessari per la manutenzione anche straordinaria delle turbine, l'infrastruttura è presente e quindi, in presenza di un incremento della corrente prodotta, si renderà necessario solo sostituire i cavi e le celle nelle cabine elettriche, la popolazione si sarà ampiamente abituata alla presenza delle turbine che diverrà notizia il loro smantellamento viste le ricadute di energia green che l'impianto è in grado di dare.

8.1 Intervento di smontaggio aerogeneratori

Il progetto di dismissione degli aerogeneratori prevede il trasporto in loco di una gru in grado di raggiungere le altezze del mozzo delle pale eoliche, l'attività di montaggio delle gru cingolata analoga a quella che si è resa necessaria per il montaggio, le successive

fasi di smontaggio degli elementi: pale, hub, navicella, conci torre. Mano a mano che gli elementi giungono al piano della piazzola, si prevede, poiché da portare a riciclo, di non caricarli su motopropulsi ma bensì di sezionare le ali con idonei escavatori dotati di pinze caricandone i relativi pezzi su autotreni di normale lunghezza. Analogamente l'hub e la navicella si ritiene che sia più conveniente procedere allo smontaggio parziale degli elementi dividendo già in macro-elementi i pezzi smontati degli aerogeneratori e portarli in idoneo piazzale per la cernita degli elementi da portare in discarica, dividendoli per tipologia di rifiuto. Analogamente i conci della torre possono essere sezionati con la fiamma ossidrica e caricati su normali bilici.

I trasporti per l'allontanamento degli elementi degli aerogeneratori si ritiene di concentrarli in 4 mesi, in quanto le attività di smontaggio dell'aerogeneratore non durano più di 10-15 gg l'uno e analogamente le attività di sezionamento per il carico sugli autotreni, per singolo aerogeneratore. si esegue poi lo stoccaggio a Savona presso l'area di Vernazza ove si procederà poi al successivo deassemblaggio degli elementi così da poter facilmente condurre a discarica i materiali.

I mezzi previsti in questa fase sono gru di differente portata, camion, autotreni con rimorchi vari, escavatore con pinza idraulica.

8.1.1 Interventi di demolizione plinti

L'attività è indispensabile per rimuovere la fondazione che esce dal piano campagna. Poiché è ragionevole pensare che le fondazioni in fase di realizzazione siano state costruite su micropali, si procederà solamente alla demolizione della fondazione fino ad 1 m di profondità così da evitare la demolizione dell'intero plinto per non andare a compromettere i micropali che garantiscono comunque la stabilità del pendio. Le operazioni di demolizione avvengono con escavatori dotati di idoneo martellone, escavatori e pali dotate di benne per il caricamento su autocarri 4 assi.

8.1.2 Interventi di ripristino piazzole

Analogamente alla lavorazione indicata in precedenza, la lavorazione ha la funzione di ripristinare l'area a verde prevede il trasporto in loco di terreno vegetale con autocarri, lo spargimento del materiale secondo i profili di progetto del ripristino con escavatori dotati di benne, la successiva idrosemina dell'area per facilitare l'attecchimento del verde.

I mezzi quindi previsti sono escavatore, camion e mezzo per idrosemina.

8.1.3 Interventi di sfilamento delle trecce di connessione alla sottostazione elettrica

L'attività rappresenta la rimozione delle trecce di rame che collegano il parco alla sottostazione Terna. Si prevede di fare delle buche che successivamente vengono ripristinate e di sfilare le trecce di rame che vengono poi portate al recupero del rame. Il cavidotto si ritiene che sia più utile cederlo alle amministrazioni comunali ove passa il cavidotto così da poterlo utilizzare come collegamento per la fibra o per altri usi ora non ipotizzabili ma avere un cavidotto che connette più aree a disposizione può sempre essere utile alle amministrazioni.

I mezzi utilizzati sono miniescavatore per realizzazione buca, argano per lo sfilamento delle trecce, escavatore con scarificatore d'asfalto per il ripristino delle buche, vibrofinitrice e rullo compattatore.

Le cabine elettriche, anche in questo caso, possono essere lasciate in uso all'amministrazione comunale per una loro conversione a locale espositivo in area particolare o ad uso esercizio commerciale quale bar per chi fruisce dell'area o completamente rimosse. Nel caso di rimozione è sufficiente l'utilizzo di 2 escavatori dotati di martello e di benna e di un automezzo per il trasporto al frantoio del materiale demolito. Nel frantoio si provvederà alla separazione del calcestruzzo dal ferro 'armatura per il loro successivo riuso.

8.2 Analisi dei risultati

Premesso che tutti i mezzi previsti nella demolizione dell'impianto di Monte Cerchio si ritiene che siano del tipo moderno con motori Euro 6 diesel con additivo dell'Adblue o, visto che si parla di interventi tra 20-30 anni, di mezzi dotati di motori ad idrogeno o elettrici, così da emettere già loro una minor quantità di sostanze inquinanti se non addirittura, nessuna emissione, l'analisi delle lavorazioni precedenti considerate come se venissero svolte ora, di cui alcuni dati sono stati reperiti dagli "Appunti di Tecnica e Gestione dei Lavori" - Prof. ing. Francesco Paolo Russo dell'Università degli Studi di Federico II – Napoli, porta ai seguenti risultati:

Smontaggio turbine		
<i>Montaggio gru principale</i>		
n. viaggi per assemblaggio gru	60	
km presunti per trasporto elementi	25	km
km totali per assemblaggio gru	3000	
consumo presunto L/km	0.4	L
consumo presunto L di gasolio per trasporto	1200	L
consumo presunto per gru carico/scarico	25	L/h
h per carico e scarico elementi gru principale	120	h
consumo presunto gasolio per assemblaggio gru	3000	L
h per montaggio turbine - gru principale a pezzo	4	h
h per montaggio turbine - gru secondaria a pezzo	4	h
consumo presunto L/h di gasolio gru principale	100	L
consumo presunto L/h di gasolio gru secondaria	50	L
n. turbine	7	
n. pezzi per turbina	11	
Consumo presunto L gru principale	30800	L
Consumo presunto L gru secondaria	15400	L
consumo totale	50400	L

Demolizione plinti		
n. plinti	7	cad
mc x plinto	30	mc
mc tot	210	mc
h/mc demolizione	0.2	h/mc
h demolizione plinti	42	h
giorni di demolizione - si considera che il rimanente della giornata venga utilizzato per lo spostamento tra un plinto ed il successivo	7	g
Serbatoio di gasolio		
Escavatore con benna	400	L Komatsu PC290
Escavatore con martellone	472	L Volvo PC290
Consumo di gasolio		
Escavatore con benna	320	L/g Komatsu PC290
Escavatore con martellone	377.6	L/g Volvo PC290
totale consumi demolizione plinti	4883	L

Demolizione cabine elettriche		
mc cls cabine	76	mc
h/mc demolizione	0.2	h/mc
h demolizione cabine	15.2	h
giorni di demolizione	2	g
Serbatoio di gasolio		
Escavatore con benna	400 L	Komatsu PC290
Escavatore con martellone	472 L	Volvo PC290
Consumo di gasolio		
Escavatore con benna	320 L/g	Komatsu PC290
Escavatore con martellone	377.6 L/g	Volvo PC290
totale consumi demolizione cabina elettriche	1395	L

Trasporto a discarica materiale demolito		
mc di materiale demolito da trasportare a discarica	286	mc
fattore di maggiorazione volume	1.3	
mc di materiale da trasportare a discarica	371.8	mc
volume camion 4 assi	18	mc
n viaggi previsti	16	
distanza media discarica	35	km
km presunto viaggi pieni e ritorno a vuoto	1112	km
consumo presunto L/km	0.35	L
consumo presunto L di gasolio	389	L

Sistemazione piazzole		
n. piazzole	7	
mc terreno per piazzola da sistemare	250	mc
mc totale da sistemare	1750	mc
fattore di maggiorazione volume	1.3	
totale mc da sistemare	2275	mc
volume camion 4 assi	18	mc
Consumo di gasolio		
Escavatore con benna - Komatsu PC290	320	L/g
n. giorni presunti di lavoro	10	
consumo presunto di gasolio	3200	L
n. viaggi camion 4 assi per trasporto materiale	126	
distanza media discarica	35	km
km presunto viaggi pieni e ritorno a vuoto	8847	km
consumo presunto L/km	0.35	L
consumo presunto L di gasolio	3097	L
consumo totale gasolio	6297	L

Idrosemina		
giorni di idrosemina	3	g
consumi g /idroseminatrice su automezzo	300	L/g
consumo totale	900	L

Supervisione, DL		
DL e sicurezza	4000	km
Supervisione cantiere	1000	km
Totale	5000	km
Consumo medio km/L	15	km/L
consumo presunto per supervisione cantiere	333	L
varie	5000	L
Totale	5333	L

Da cui il risultato dell'emissioni di CO₂ per la realizzazione del parco eolico sono stimabili, considerando un incremento del 60% rispetto a quelle analizzate, per tener conto di lavorazioni che vengono necessariamente eseguite in questa fase ma non sono state valutate ed eventuali sottostime di consumi, in:

CONSUMO PRESUNTO GASOLIO PER IL CANTIERE DI DEMOLIZIONE ED EMISSIONI CO₂			
Smontaggio turbine	50400 L	Emissione di CO ₂ per L gasolio	2650 g/L
Demolizione plinti	4883 L		
Demolizione cabine elettriche	1395 L	Emissioni CO ₂ per cantiere	1.84E+08 g
Trasporto a discarica materiale demolito	389 L		
Sistemazione piazzole	6297 L	Emissioni CO₂ per cantiere	184 ton
Idrosemina	900 L		
Supervisione, DL	5333 L		
TOTALE	69598 L		
		<i>Il valore viene incrementato del 60% per tener conto di macchinari non analizzati quali il muletto telescopico, escavatori di dimensioni inferiori a supporto delle macchina di dimensioni maggiori, furgoncini delle</i>	
		% di incremento	60%
		Emissioni CO₂ per cantiere	295 ton

Tenendo conto che la centrale è in grado di produrre un risparmio di 35440 ton/anno di CO₂ in base alla producibilità attesa e valutata in funzione del vento presente e tenendo conto la fonte Ispra per la valutazione della CO₂, si evince che in poco meno di **3 g** la centrale è in grado di risparmiare la CO₂ emessa per la demolizione dell'impianto stesso.

9. Metodo Matriciale di valutazione degli impatti ambientali

La valutazione degli impatti ambientali di un'opera può essere condotta anche attraverso l'utilizzo di matrici di valutazione che consistono in checklists bidimensionali in cui vengono messe in rapporto tra di loro una lista di attività di progetto (fattori), previste per la realizzazione dell'opera, con una lista di componenti ambientali, per identificare le potenziali aree di impatto. Per ogni intersezione tra gli elementi delle due liste viene data una valutazione del relativo effetto mediante assegnazione di un valore basato su una scala a scelta, purché giustificata. Si ottiene così una rappresentazione bidimensionale delle relazioni causa/effetto (fattore/componente) tra le attività di progetto e le variabili ambientali potenzialmente suscettibili di impatti.

Il metodo delle matrici risulta essere di semplice lettura grazie alla immediatezza visiva della rappresentazione grafica delle relazioni causa-effetto che permette di introdurre nelle celle una valutazione, qualitativa o quantitativa, degli impatti.

Le valutazioni fornite dalle matrici possono essere:

- *Qualitative*: quando si definisce solo la correlazione tra causa ed effetto senza dare indicazioni aggiuntive;
- *semi-quantitative*: quando la matrice individua gli impatti e ne definisce anche la rilevanza tramite un'apposita notazione, secondo parametri quali ad esempio: positività o negatività dell'impatto, intensità dell'impatto, reversibilità o irreversibilità dell'impatto
- *quantitative*: quando ha lo scopo di ottenere valori confrontabili tra loro e quindi in forma adimensionale.

Tra i metodi atti a stimare le interazioni, in termini di impatti tra progetto e ambiente, trovano efficace applicazione le matrici di interrelazione.

L'elemento fondamentale dell'impostazione della matrice è la corretta individuazione di tutte le azioni e delle varie componenti ambientali, già analizzate nei paragrafi precedenti.

L'uso delle matrici garantisce alcuni importanti vantaggi tra cui:

- definizione delle relazioni fra i diversi gruppi di variabili e parametri;
- identificazione degli impatti nelle diverse fasi del progetto;
- sintetizza i risultati delle valutazioni del quadro di riferimento ambientale.

Tramite questo strumento si ottiene dunque una chiara fotografia dell'esistenza dell'impatto in termini di intensità e importanza rispetto all'ambiente in cui si va a rapportare.

Lo studio in esame è stato condotto attraverso l'applicazione della matrice di Leopold (quantitativa), approccio ad oggi più utilizzato nel campo della Valutazione di Impatto Ambientale. Detta matrice offre una serie di righe atte ad individuare i fattori ambientali e socio-economici a fronte di un insieme di colonne costituito dalle azioni necessarie alla realizzazione, messa in esercizio del progetto e alla eventuale dismissione.

Nella definizione delle classi di impatto si ritiene di dover far riferimento ai criteri condivisi e utilizzati sia in letteratura che nella prassi procedurale, ovvero quelli pubblicati all'interno delle Linee Guida V.I.A. di A.N.P.A. del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio.

Tale definizione si chiama *significatività* declinato secondo le seguenti fasi:

- **Impatto non significativo** (ininfluente) ovvero quando il suo effetto non è distinguibile da quelli preesistenti;
- **Impatto scarsamente significativo** (basso) ovvero quando le stime effettuate portano alla conclusione che il suo contributo non porterà a un peggioramento significativo attestandosi a circa <5%;
- **Impatto significativo** (medio) quando la stima del suo contributo porta a livelli che implicano un peggioramento significativo (>5%) oppure se rapportato ad una situazione già critica e vicina naturalmente ai limiti di superamento di legge;
- **Impatto molto significativo** (alto) quando il contributo porta ad un superamento dei livelli di inquinamento oltre la soglia di legge.

Nella tabella allegata al fondo della relazione la trasposizione di questi valori viene identificata mediante utilizzo di colori utilizzando il bianco per tutti quegli impatti nulli o non significativi, giallo per quelli di scarso valore, arancione per quelli significativi e arancione scuro per quelli molto identificativi. Con il colore verde sono stati invece identificati tutti quelli impatti che possono portare un valore aggiunto al territorio.

legenda	
-1	benefici
0	non significativo
1	
2	
3	scarsamente significativo
4	
5	
6	significativo
7	
8	
9	molto significativo
10	

In sintesi, dai risultati della analisi si evince che tra le fasi di cantiere, esercizio e dismissione quella che porta ad avere maggiori impatti verso le componenti ambientali sarà la fase di cantiere che comporta l'utilizzo di mezzi meccanici e la realizzazione di opere di modesta entità in grado di portare delle alterazioni temporanee dello stato di luoghi.

All'interno di questa fase saranno le opere civili e di cantierizzazione quelle comportanti maggiori impatti ambientali; tra le componenti le più sensibili risultano essere quella del *suolo e sottosuolo*, *rumore e vibrazioni* tuttavia anche le altre componenti ambientali necessitano di attenzioni durante le fasi di cantierizzazione in quanto comunque soggette ad impatti significativi.

Per quanto concerne la fase di esercizio si ritiene che gli impatti più rilevanti siano afferenti alla componente paesaggio, data dalla presenza fisica degli aerogeneratori, tuttavia anche la fauna (soprattutto l'avifauna) risulta essere una componente sensibile.

Tra gli apporti che il progetto potrà portare all'area vi sono le opere di sistemazione viaria e di consolidamento dei pendii e delle scarpate, le opere di compensazione ambientale previste, l'indotto di lavoro che ne deriverebbe tramite sottoscrizione di convenzioni alberghiere e interpellando ditte locali per l'approvvigionamento di materiale e, ovviamente, il contributo energetico *green* che tale impianto porterebbe alla comunità.

Al fine di ottimizzare l'impatto visivo e il rapporto con il paesaggio delle varie opere in progetto si adotteranno le seguenti soluzioni:

- Le aree degradate e le scarpate verranno sistemate mediante tecniche di ingegneria naturalistica con adeguato sistema di drenaggio al fine di impedire l'erosione e favorire una crescita vegetazionale;
- L'utilizzo di turbine eoliche di ultima generazione limita la necessità di utilizzarne un numero maggiore per pari potenza generata;
- La tipologia di aerogeneratore considerata è un tre pale che significa avere un impatto acustico minore dato dalla rotazione più lenta dei rotori;
- Rinverdimento delle aree ad uso temporaneo e necessarie nella fase di cantiere;
- Utilizzo di materiali drenanti nella realizzazione delle piste di cantiere che conferiscono una colorazione più naturale alle vie e un migliore inserimento cromatico nel contesto, oltre ad evitare limitazioni nell'assorbimento del terreno.

10. Piano di Monitoraggio Ambientale

In conformità alle indicazioni tecniche contenute nelle “Linee Guida per la predisposizione del Progetto di Monitoraggio Ambientale (PMA) delle opere soggette a procedure di VIA (D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii., D.Lgs. 163/2006 e ss.mm.ii), a supporto e corredo dello Studio di Impatto Ambientale è stato predisposto un Piano di Monitoraggio Ambientale, a cui si rimanda per gli aspetti specifici:

In generale il PMA ha l'obiettivo di:

- verificare lo scenario ambientale di riferimento utilizzato nel documento di Valutazione di Impatto ambientale e caratterizzazione delle condizioni ambientali di partenza (ante operam);
- verificare l'effettivo manifestarsi delle previsioni di impatto individuate nel documento di VIA mediante la rilevazione di parametri di riferimento per le diverse componenti ambientali (in corso d'opera e post operam);
- correlare i vari stadi del monitoraggio, ante operam, corso d'opera e post operam, per stimare l'evolversi della situazione ambientale;
- individuare eventuali impatti ambientali non previsti o di entità superiore rispetto alle previsioni del documento di VIA e pianificare eventuali misure correttive;
- comunicare gli esiti delle precedenti attività (alle autorità preposte al controllo e al pubblico).

Il Piano di Monitoraggio rappresenta un documento che garantisca la piena coerenza con i contenuti del documento di VIA relativamente alla caratterizzazione dello stato dell'ambiente nello scenario di riferimento antecedente l'attuazione del progetto (ante operam) e alle previsioni degli impatti ambientali significativi derivanti dalla sua realizzazione (in corso d'opera e post operam).

Il Piano di Monitoraggio dovrà soddisfare quindi i seguenti requisiti:

- deve avere per oggetto la programmazione del monitoraggio delle componenti ambientali per le quali sono stati individuati impatti significativi, in coerenza con quanto documentato nel procedimento di VIA ed essere commisurato alla significatività dei suddetti impatti;
- deve prevedere il coordinamento e l'integrazione con le attività di monitoraggio svolte dalle autorità istituzionalmente preposte al controllo della qualità dell'ambiente, che operano nell'ambito della tutela e dell'uso delle risorse ambientali;

- deve contenere la programmazione spazio-temporale delle attività di monitoraggio con definizione degli strumenti e delle modalità di rilevamento coerenti con la vigente normativa e utilizzo di metodologie validate e di comprovato rigore tecnico-scientifico;
- deve individuare parametri ed indicatori facilmente misurabili e rappresentativi delle varie situazioni ambientali;
- deve definire il numero, le tipologie e la distribuzione spaziale delle stazioni di misura, motivandone la scelta in base alle interferenze e alla sensibilità/criticità dell'ambiente interessato e programmando la frequenza delle misure in maniera proporzionata alle componenti da monitorare;

deve prevedere la restituzione periodica e programmata delle informazioni e dei dati strutturati e georeferenziati, di facile utilizzo ed aggiornamento.

Il monitoraggio ante operam avrà lo scopo di fornire un quadro esauriente sullo stato delle componenti ambientali, principalmente con la finalità di:

- definire lo stato fisico dei luoghi, le caratteristiche dell'ambiente naturale ed antropico esistenti prima dell'inizio delle attività;
- rappresentare la situazione di partenza, da utilizzare quale termine di paragone per valutare l'esito dei successivi rilevamenti inerenti la fase in corso d'opera e la fase post operam.

Il monitoraggio in corso d'opera ha lo scopo di consentire il controllo dell'evoluzione dei parametri ambientali influenzati dalle attività di cantiere e dalla movimentazione dei materiali, nei punti recettori soggetti al maggiore impatto, individuati anche sulla base dei modelli di simulazione. Tale monitoraggio ha la finalità di:

- analizzare l'evoluzione dei parametri rispetto alla situazione ante operam;
- controllare situazioni specifiche, al fine di adeguare la conduzione dei lavori.

Il monitoraggio post operam comprende le fasi di pre – esercizio dell'opera e dovrà iniziare non prima del completo smantellamento e ripristino delle aree di cantiere; tale monitoraggio sarà finalizzato al confronto degli indicatori definiti nello stato ante e post operam e al controllo dei livelli di ammissibilità.

Le componenti ambientali per le quali sarà necessario prevedere il monitoraggio sono:

- Atmosfera e Clima (qualità dell'aria);
- Ambiente idrico (acque sotterranee e acque superficiali);
- Suolo e sottosuolo (qualità dei suoli, geomorfologia);
- Ecosistemi e biodiversità (componente vegetazione, fauna);
- Salute Pubblica (rumore).

I punti di monitoraggio individuati, dovranno essere gli stessi per le fasi ante, in corso e post operam, al fine di verificare eventuali alterazioni nel tempo e nello spazio e di monitorare l'efficacia delle mitigazioni e compensazioni previste.

Per quanto concerne le fasi in corso e post operam, sarà necessario identificare le eventuali criticità ambientali non individuate durante la fase ante operam, che potrebbero richiedere ulteriori esigenze di monitoraggio.

In corso d'opera, il monitoraggio dovrà essere eseguito con particolare attenzione nelle aree prossime ai cantieri, dove è ipotizzabile si possano osservare le interferenze più significative. In fase di esercizio, nel caso di opere puntuali potrà essere utile individuare un'area (buffer) di possibile interferenza all'interno della quale compiere i rilievi; nel caso di infrastrutture lineari, potranno essere individuati transetti e plot permanenti all'interno dei quali effettuare i monitoraggi.

La localizzazione è strettamente legata alle metodologie da adottare per i vari gruppi tassonomici oggetto di monitoraggio i quali, prevedono operazioni diversificate in relazione ai vari gruppi/ specie.

Per il monitoraggio della fauna è alquanto difficile fornire indicazioni generali sulle tempistiche, in quanto esse dipendono dal gruppo tassonomico, dalla fenologia delle specie, dalla tipologia di opera e dal tipo di evoluzione attesa rispetto al potenziale impatto.

Si predisporrà, quindi, un calendario strettamente calibrato sugli obiettivi specifici del P.M.A. in fase esecutiva, in relazione alla scelta di uno specifico gruppo di indicatori.

11. Conclusioni

Il presente studio è stato elaborato per un parco eolico avente potenza di picco pari a 43,4 MW composto da n. 7 aerogeneratori collocati sui territori comunali di Cengio e Cairo Montenotte e relative opere connesse.

Dopo aver verificato la coerenza tra il progetto e gli strumenti di programmazione territoriale e la coerenza dello stesso rispetto agli strumenti di controllo e alle norme territoriali vigenti, si sono analizzati gli impatti che potrebbero ricadere sulle diverse componenti ambientali sia in fase di realizzazione che di esercizio e dismissione.

Per individuare e stimare gli impatti si è utilizzato il metodo delle matrici di interrelazione all'interno delle quali sono state messe in relazione tra loro le azioni di progetto (delle tre differenti fasi di vita del parco eolico, ovvero fase di cantiere, di esercizio e dismissione) con le componenti ambientali. Dall'incrocio tra le righe e le colonne si sono andati a definire gli impatti potenziali che hanno portato ad un quadro complessivo della scena progettuale. L'applicazione di questo metodo matriciale ha mostrato che le componenti ambientali sono praticamente tutte impattate con valori più o meno simili tra loro ma comunque lontani da situazioni irreversibili e dannose per l'ambiente.

In fase di cantiere, ovvero dove le componenti ambientali risultano essere maggiormente sensibili, verrà prestata molta attenzione all'applicazione delle misure di mitigazione e compensazione previste al fine di limitare gli impatti previsti e di provvedere alla restituzione di un ambiente salubre e, dove possibile, riqualificato.

Le opere di rinverdimento e di sistemazione di scarpate e strade rimarranno di fatto alla comunità per propria fruizione e contribuiranno alla bonifica delle infrastrutture danneggiate o private evidentemente di manutenzione.

In virtù della presenza di idonee misure di mitigazione e/o compensazione adottate dalla soluzione progettuale, l'intervento in progetto può ritenersi, in linea di massima, ancora compatibile con la struttura ambientale complessa in cui si inserisce; le varie componenti ambientali, a seguito della realizzazione dell'intervento, non subiranno presumibilmente evoluzioni di entità apprezzabile in quanto la modifica dei livelli di qualità ambientale preesistente non si ritiene essere eccessiva.

Tra gli apporti positivi che il progetto è in grado di dare al contesto in cui viene inserito vi è sicuramente la sua capacità di limitare lo sfruttamento della combustione da fonti fossili contribuendo a tutelare la salute umana e ambientale, fortemente colpita dai processi di industrializzazione degli ultimi decenni, tenendosi perfettamente in linea con le politiche

Europee, Nazionali e Regionali volte a valorizzare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Nel caso specifico si stima infatti che, considerando la produzione di energia a regime di 75 Gwh/anno, i benefici in termini numerici sarebbero pari a:

- Bacino utenze civili per una popolazione di circa 83.000 abitanti [Provincia di Savona 276.000 - 30%] - Fonte Enel;
- Risparmio emissioni Co₂ in atmosfera 35440 tonnellate/anno [ISPRA];
- Risparmio consumo di petrolio 44100 barili/anno [ENI];
- Risparmio consumo di petrolio 6.150 tonnellate/anno [ENI];
- 51700 autoveicoli elettrici uso trasporto persone alimentabili in base ai dati delle percorrenze medie [ACI] e dei consumi di energia [Enel]; 169.000 autovetture circolanti in Provincia di Savona nel 2021 [Istat].

In conclusione, si ritiene che l'intervento in oggetto abbia delle buone caratteristiche che ne giustificano la fattibilità ad un costo ambientale accettabile e comunque compensato da opere di mitigazione e benefici ottenuti.

ALLEGATO LCA v162-6.2 VESTAS



Life Cycle **Assessment**

Of electricity production from an Onshore
V162-6.2 MW wind plant



Wind. It means the world to us.™



**Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore
EnVentus V162-6.2 MW Wind Plant**

January 2023

Authors:

Sagar Mali, Peter Garrett

Vestas Wind Systems A/S

Vestas Wind Systems A/S

Hedeager 42

Aarhus N, 8200

Denmark

Wind. It means the world to us.™

Phone: (+45) 97 30 00 00

Fax: (+45) 97 30 00 01

Email: sustainability@vestas.com

Reference: Vestas, (2022). Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore Enventus V162-6.2 MW Wind Plant – 31st January 2023. Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, Aarhus N, 8200, Denmark.

Critical review

LIFE CYCLE ASSESSMENT OF ELECTRICITY PRODUCTION FROM AN ONSHORE ENVENTUS V162-6.2 MW WIND PLANT

Commissioned by: Vestas Wind Systems A/S
Aarhus, Denmark

Reviewer: Prof. Dr. Matthias Finkbeiner
Berlin, Germany

Reference: ISO 14040 (2006): Environmental Management - Life Cycle Assessment - Principles and Framework
ISO 14044 (2006): Environmental Management - Life Cycle Assessment – Requirements and Guidelines
ISO/TS 14071 (2014): Environmental management -Life cycle assessment - Critical review processes and reviewer competencies: Additional requirements and guidelines to ISO 14044:2006

Scope of the Critical Review

The reviewer had the task to assess whether

- the methods used to carry out the LCA are consistent with the international standards ISO 14040 and ISO 14044,
- the methods used to carry out the LCA are scientifically and technically valid,
- the data used are appropriate and reasonable in relation to the goal of the study,
- the interpretations reflect the limitations identified and the goal of the study, and
- the study report is transparent and consistent.

The review was performed according to paragraph 6.2 of ISO 14044, because the study is not intended to be used for comparative assertions intended to be disclosed to the public. This review statement is only valid for this specific report in its final version 1.1 received on 31st January 2023.

The analysis and the verification of individual datasets and an assessment of the life cycle inventory (LCI) model are outside the scope of this review.

Review process

The review process was coordinated between Vestas and the reviewer. The review was performed at the end of the study. As a first step the draft final report of the study was provided to the reviewer on 09.01.2023. The reviewer provided 30 comments of general, technical and editorial nature to the commissioner by the 19.01.2023.

The feedback provided and the agreements on the treatment of the review comments were adopted in the finalisation of the study. The final version of the report was provided on 31st January 2023. All critical issues were comprehensively addressed, and basically all recommendations of the reviewer were addressed in a comprehensive and constructive manner.

The reviewer checked the implementation of the comments and agreed to the final report. The reviewer acknowledges the unrestricted access to all requested information as well as the open and constructive dialogue during the critical review process.

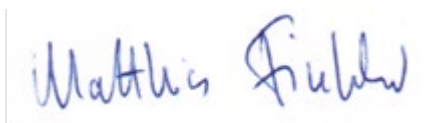
General evaluation

The current LCA builds upon a history of conducting LCAs of Vestas turbines since 2001. As a result, the methodology has reached a high level of maturity and the study is performed in a professional manner using state-of-the-art methods. The LCI modelling used for the study is outstanding with regard to the level of detail and the amount of primary data used. It covers around 30,000 components representing over 99.7% of the total mass of materials of the product. For the manufacturing part, the study includes information from over 100 sites. For plausible use phase scenarios, Vestas can rely on real-time performance data of over 68,000 wind turbines around the world, which covers 16% of current worldwide installed wind capacity.

As a result, the report is deemed to be representative for a V162-6.2 MW Wind Plant. The defined and achieved scope for this LCA study was found to be appropriate to achieve the stated goals.

Conclusion

The study has been carried out in conformity with ISO 14040, ISO 14044 and ISO/TS 14071. The reviewer found the overall quality of the methodology and its execution to be of a high standard for the purposes of the study. The study is reported in a comprehensive manner including a transparent documentation of its scope and methodological choices.



Prof. Dr. Matthias Finkbeiner

4th February 2023

Contents

Critical review.....	3
Executive summary.....	11
Glossary.....	17
1. Introduction.....	19
1.1 Background.....	19
1.2.1 Goal and scope phase.....	20
1.2.2 Life cycle inventory (LCI) and life cycle impact assessment (LCIA) phases.....	20
1.2.3 Benchmarking wind turbine performance.....	21
1.2.4 Improvements.....	21
2. Goal of the study.....	22
3. Scope of the study.....	24
3.1 Functional unit.....	25
3.2 System description.....	25
3.2.1 Life cycle stages.....	27
3.2.1.1 Manufacturing.....	27
3.2.1.2 Wind plant set up.....	27
3.2.1.3 Site -operation.....	27
3.2.1.4 End-of-life.....	28
3.2.2 Technology coverage.....	28
3.2.3 Temporal coverage.....	28
3.2.4 Geographical coverage.....	28
3.2.5 Data collection / completeness.....	29
3.3 Cut-off criteria.....	30
3.4 Assumptions.....	31
3.4.1 Lifetime of turbine and site parts.....	31
3.4.2 Electricity production.....	31
3.4.3 Materials Input.....	32
3.4.4 End-of-life treatment.....	32
3.4.5 Sulphur hexafluoride (SF ₆) gas.....	33
3.4.6 Foundations.....	34
3.4.7 Electrical/electronic components in turbine.....	34
3.4.8 Transport.....	34

3.5	Allocation.....	35
3.6	Inventory analysis.....	35
3.7	Modelling the life cycle phases.....	35
3.8	Impact assessment categories and relevant metrics	36
3.9	Interpretation	38
3.10	Report type and format.....	40
3.11	Critical review	40
4	Material breakdown of V162-6.2 MW wind power plant	41
5	Impact assessment.....	46
5.1	Summary of results	46
5.2	Analysis of results: impact categories	47
5.2.1	Abiotic resource depletion (elements)	49
5.2.2	Abiotic resource depletion (fossil).....	50
5.2.3	Acidification potential	51
5.2.4	Eutrophication potential	52
5.2.5	Freshwater aquatic ecotoxicity potential.....	53
5.2.6	Global warming potential	54
5.2.7	Human toxicity potential.....	55
5.2.8	Marine aquatic ecotoxicity potential.....	56
5.2.9	Photochemical oxidant creation potential	57
5.2.10	Terrestrial ecotoxicity potential.....	58
5.3	Analysis of results: non CML-impact indicators.....	59
5.3.1	Primary energy from renewable raw materials (net calorific value)	59
5.3.2	Primary energy from non-renewable resources (net calorific value).....	60
5.3.3	AWARE water scarcity footprint.....	61
5.3.4	Blue water consumption	62
5.3.5	Recyclability (not life cycle based, turbine only)	63
5.3.6	Circularity indicator (not life cycle based, turbine only)	64
5.3.6.1	Discussion and analysis	65
6	Return-on-energy from V162-6.2 MW wind power plant	67
7	Interpretation.....	68
7.1	Results and significant issues	68
7.2	Sensitivity analyses	70
7.2.1	Power rating at 5.6 MW and 6.0MW	70

7.2.2 Wind plant lifetime	71
7.2.3 Repair and replacement parts	72
7.2.4 Variation in hub height: 119m and 125m	72
7.2.5 Transport distance from production to wind plant site	73
7.2.6 Distance of wind plant to electricity grid.....	74
7.2.7 High ground water level type foundations.....	75
7.2.8 Potential incidence of turbine switchgear blow-out.....	76
7.2.9 Potential effects of recycling method	76
7.3 Data quality checks	77
7.4 Conclusions and recommendations	78
Literature.....	80
A.1 Impact category descriptions	84
A.2 Impact categories.....	84
A.3 Non CML-impact indicators.....	86
A.4 Circularity Indicator	86
Circularity formula.....	87
Annex B General description of wind plant components	88
B.1 Nacelle module	88
B1.1 Gearbox.....	88
B1.2 Generator	89
B1.3 Nacelle foundation.....	89
B1.4 Nacelle cover.....	89
B1.5 Other parts in the nacelle	89
B.2 Blades	89
B.3 Hub	89
B.4 Tower	89
B.5 Turbine transformer	90
B.6 Cables.....	90
B.7 Controller units and other electronics	90
B.8 Anchor.....	90
B.9 Foundation	90
B.10 Site cables	91
B.11 Wind plant transformer.....	91
B.12 Access roads	91

Annex C	Manufacturing processes.....	92
Annex D	Data quality evaluation.....	93
Annex E	Turbine wind class	102
Annex F	General uncertainties in life cycle assessment.....	105
	F.1 Foreground (primary) data	105
	F.2 Background (secondary) data.....	105
	F.3 Allocation.....	105
	F.4 Recycling approach.....	105
	F.5 Impact assessment	106
Annex G	Life cycle inventory	107
Annex H	Additional Life cycle impact assessment results.....	111

Figures

Figure 1: Life cycle of a wind power plant.....	20
Figure 2: Scope of LCA for a 100MW onshore wind power plant of EnVentus V162-6.2 MW turbines 24	
Figure 3: Scope of the power plant components	26
Figure 4: Life cycle stages of a typical onshore wind plant including typical activities.....	27
Figure 5: Material breakdown of V162-6.2 MW turbine-only (% mass).....	41
Figure 6: Material breakdown of 100MW power plant of V162-6.2 MW turbines (% mass).....	41
Figure 7: Production and use-phase environmental impacts of V162-6.2 MW	47
Figure 8: Contribution by life cycle stage to Abiotic resource depletion (element) per kWh	49
Figure 9: Contribution by life cycle stage to Abiotic resource depletion (fossil) per kWh.....	50
Figure 10: Contribution by life cycle stage to Acidification potential per kWh	51
Figure 11: Contribution by life cycle stage to Eutrophication potential per kWh	52
Figure 12: Contribution by life cycle stage to Freshwater aquatic ecotoxicity potential per kWh.....	53
Figure 13: Contribution by life cycle stage to Global warming potential per kWh	54
Figure 14: Contribution by life cycle stage to Human toxicity potential per kWh	55
Figure 15: Contribution by life cycle stage to Marine aquatic ecotoxicity potential per kWh.....	56
Figure 16: Contribution by life cycle stage to Photochemical oxidant creation potential per kWh	57
Figure 17: Contribution by life cycle stage to Terrestrial ecotoxicity potential per kWh	58
Figure 18: Contribution by life cycle stage to Primary energy from renewable raw materials (net calorific value) per kWh.....	59
Figure 19: Contribution by life cycle stage to Primary energy from non-renewable resources (net calorific value) per kWh.....	60

Tables

Table 1: Baseline wind plant assessed.....	26
Table 2: Electricity Production	31
Table 3: End-of-life treatment of turbine components not already mentioned in the text.....	32
Table 4: Transport of wind plant components from Vestas to the wind plant site.....	34
Table 5: Data quality requirements for inventory data	39
Table 6: Material breakdown of 100MW power plant of V162-6.2 MW turbines (units shown in tonne per total wind plant).....	42

Table 7: Material breakdown of 100MW power plant of V162-6.2 MW turbines (units shown in mg per kWh).....	44
Table 8: Whole-life environmental impacts of V162-6.2 MW plant (units shown in g, mg or MJ per kWh).....	46
Table 9: Whole-life environmental impacts of V162-6.2 MW by life cycle stage (units shown in g, mg or MJ per kWh)	48
Table 11: Whole-life environmental impacts of varying power (units shown in g, mg or MJ per kWh)	70

Executive summary

The present Life cycle assessment (LCA) is the final reporting for the electricity produced from a 100MW onshore wind power plant composed of Vestas EnVentus V162-6.2 MW turbines (Mark 0). Vestas Wind Systems A/S has prepared the report and the underlying LCA model.

The study has been critically reviewed by an external expert, Prof. Dr. Matthias Finkbeiner, according to ISO TS 14071 (2014) and paragraph 6.2 of ISO 14044 (2006a), as the study is not intended for comparative assertions intended to be disclosed to the public.

Context

The current LCA builds upon a history of conducting LCAs of Vestas turbines since 2001 as part of the Vestas' ongoing sustainability agenda.

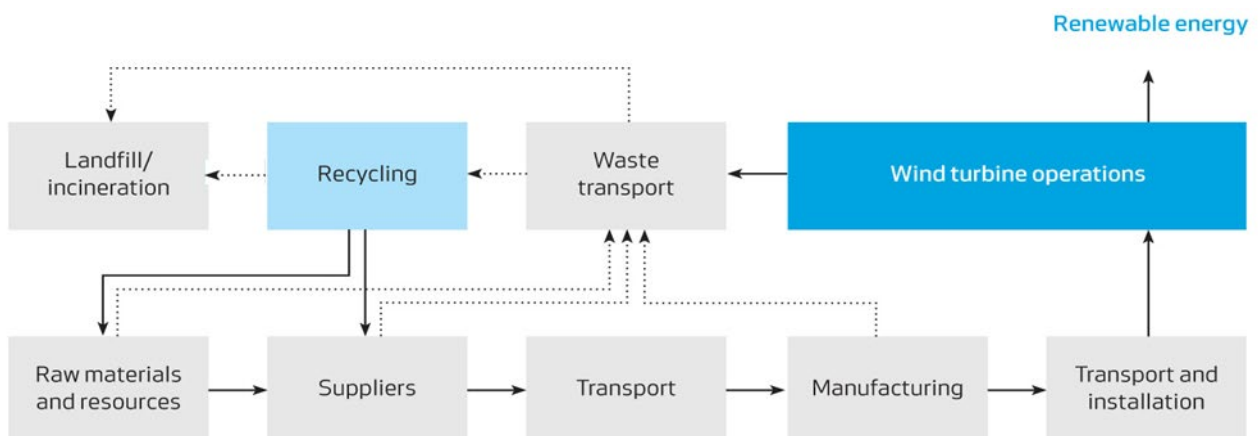
This LCA report presents the environmental performance of the latest EnVentus V162-6.2 MW turbines (Mark 0) turbine, which represents the serial-production model. The turbine includes further product improvements relating to optimised turbine design, increased power rating, improved electricity production and modular product design.

This LCA of the EnVentus V162-6.2 MW power plant has assessed the turbine's entire bill-of-materials accounting for around 25,000 parts that make up the turbine. The complete wind power plant is assessed up to the point of the electricity grid, including the turbine itself, foundations, site cabling that connects the turbines together and other site parts such as the transformer station.

This LCA has covered over 99.4% of the total mass of the turbine itself, and over 99.7% of the entire mass of the power plant. Missing information relates to parts where the material was not identified. Scaling of the turbine up to 100% of total mass has not been conducted.

Each part of the wind plant is assessed over the entire life cycle from cradle to grave. The potential environmental impacts are calculated for each turbine component relating to the specific material grade of the part, manufacturing processes, country of origin, part maintenance, and specific disposal and recycling steps at end-of-life. This provides a comprehensive view of the environmental performance. The figure below shows the generic turbine life cycle assessed in the LCA.

Life cycle of the wind power plant



Turbine specification

The Table below gives an overview of the baseline wind power plant assessed in this life cycle assessment.

Baseline wind plant assessed

Description	Unit	Quantity
Lifetime	years	20
Rating per turbine	MW	6.2
Generator type	-	Permanent Magnet Synchronous
Turbines per power plant	pieces	16
Plant size	MW	99.2
Hub height	m	149
Rotor diameter	m	162
Wind class	-	Low (IECS)
Tower type	-	Standard steel
Foundation type		Low ground water level (LGWL)
Production @ 7.4 m/s	MWh per year	21568
Grid distance	km	20
Plant location	-	Germany*
Vestas production location	-	Global average

Note: The above figure for electricity production includes all losses, assuming an availability of 98.0%, total plant electrical losses up to grid of 2.5% and average plant wake losses of 6.0%.

Note: IECS refers to "IEC Special" where the turbine is designed for special wind conditions for the low, medium or high IEC wind class. Refer to Annex F for further details of IEC wind classes. Germany is chosen plant location as this represents a significant market for the EnVentus Platform.*

The functional unit

The functional unit is the 'reference unit' used to report the environmental performance of the wind power plant, which is assessed according to the following:

The functional unit for this LCA study is defined as:

1 kWh of electricity delivered to the grid by a 100MW wind power plant.

The functional unit is based on the design lifetime of the power plant (of 20 years), along with the total electricity produced over the lifetime based on low (IECS) wind conditions.

Vestas turbines are designed to meet different functional requirements both in terms of onshore and offshore locations, as well as the wind classes for which they are designed to operate. The wind class determines which turbine is suitable for a particular site, and effects the total electricity output of the power plant and the design of the turbine itself ¹.

The Vestas EnVentus V162-6.2 MW wind turbine has been designed to operate under low (IECS) wind conditions and for this study, low (IECS) wind conditions have been selected to evaluate environmental performance.

Environmental impacts

The Table below presents the total potential environmental impacts of a 100MW onshore wind power plant of EnVentus V162-6.2 MW turbines, covering the entire power plant over the life cycle, per kWh of electricity delivered to the grid.

The results show that raw material and component production dominate the environmental impacts of the power plant, followed by end-of-life recycling credits, and other phases to a lesser extent. Of production the tower, nacelle, blades, and foundations contribute most significantly to all studied environmental impact indicators. Vestas factories contribute between 1% and 8% across all impact categories. Transport of the turbine components contributes between around 1% and 40% across all impact categories, and 10% to the total global warming potential impacts².

Whole-life environmental impacts of EnVentus V162-6.2 MW plant (shown in g, mg or MJ per functional unit of 1kWh)

Environmental impact categories:	Unit	Quantity
Abiotic resource depletion (ADP elements)	mg Sb-e	0.11
Abiotic resource depletion (ADP fossils)	MJ	0.07
Acidification potential (AP)	mg SO ₂ -e	24
Eutrophication potential (EP)	mg PO ₄ -e	2.9
Freshwater aquatic ecotoxicity potential (FAETP)	mg DCB-e	36
Global warming potential (GWP)	g CO ₂ -e	6.2
Human toxicity potential (HTP)	mg DCB-e	3347
Marine aquatic ecotoxicity potential (MAETP)	g DCB-e	803
Photochemical oxidant creation potential (POCP)	mg Ethene	1.9
Terrestrial ecotoxicity potential (TETP)	mg DCB-e	39

Note: impact indicators are based on CML impact assessment method Version 2016 (CML, 2016)

Increasingly Vestas customers and national authorities request a performance metric for total tonnes of CO₂-e per MW for a wind plant and wind turbine-only. For the EnVentus V162-6.2 MW, the results

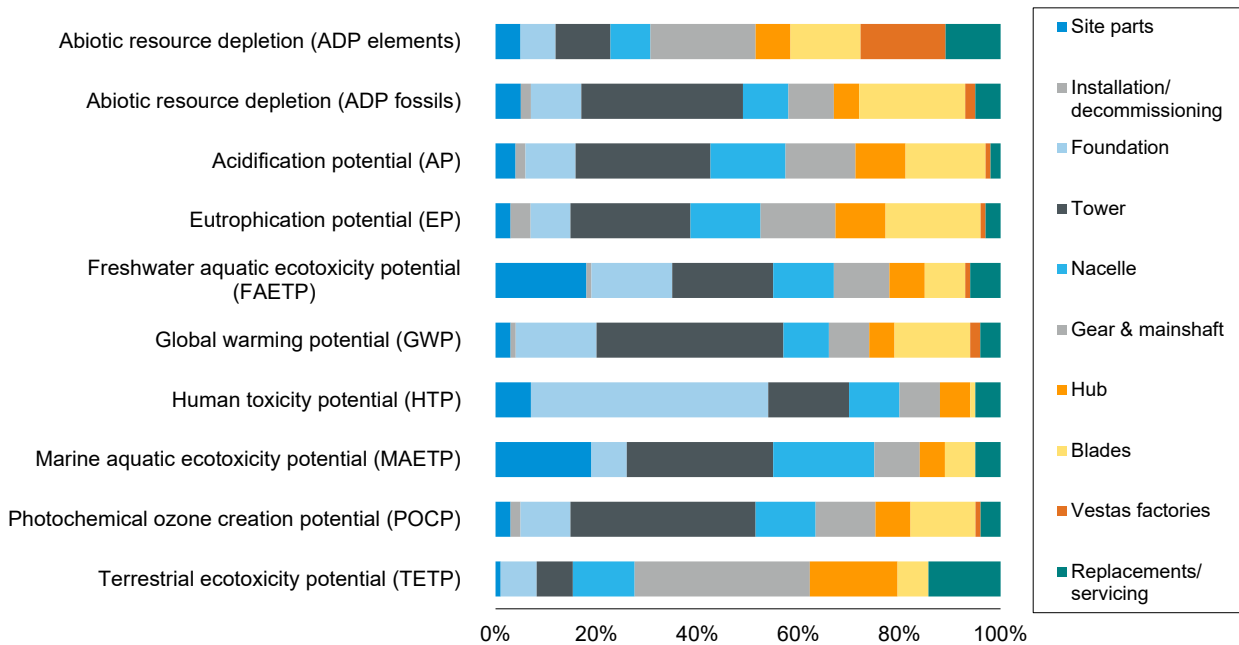
¹ Other site parameters are also important when establishing the performance of a wind power plant, such as, wind plant size, turbine power output, distance to grid, availability, plant losses, plant lifetime, etc.

² Transport refers to the aggregated impacts covering all transport stages in the life cycle.

are 430 tonnes CO₂ per MW for the complete wind plant and 313 tonnes CO₂-e per MW for the turbine-only, over the full life-cycle.

The Figure below also presents the environmental impacts for different components of the power plant for the production, maintenance, and operation (i.e. all life cycle stages excluding end-of-life).

Production and use-phase environmental impacts of EnVentus V162-6.2 MW



Other environmental indicators

The Table below shows the other environmental indicators assessed as part of the LCA, including return-on energy of the wind plant. Return-on energy provides an indication of the energy balance of power plant, showing the relationship between the energy requirement over the whole life cycle of the wind plant (i.e., to manufacture, operate, service and dispose) versus the electrical energy output from the wind plant. The payback period is measured in months where the energy requirement for the life cycle of the wind plant equals the energy it has produced.

The breakeven time of the EnVentus V162-6.2 MW is 6.5 months for low (IECS)wind conditions. This may be interpreted that over the life cycle of the EnVentus V162-6.2 MW wind power plant will return 37 times more energy back than it consumed over the plant life cycle.

The recyclability indicator represents the percentage mass of the wind turbine that is recyclable at end-of-life, considering recycling rates for the turbines components and material composition. Refer to Section 5.3.5 for further description.

Additionally, a Material Circularity Indicator (MCI) provides a measure of the material flows of the turbine according to the circular economy method from the Ellen MacArthur Foundation (EMF, 2015). Refer to Section 5.3.6 for further description. For the EnVentus V162-6.2 MW turbine, this has been calculated as 0.64. This means that 64% of the turbine product is managed according to the circular economy principles mentioned above while 36% of the product has linear material flows.

It should be noted that non-impact indicators for water have been excluded due to an inconsistency in the dataset modelling for plate steel provided by worldsteel (2019) and cast iron in the Sphera database (2021). As such, it has not been possible to evaluate the full life cycle results using the AWARE or Bluewater methods in the current LCA. These results are currently excluded from the report until further clarifications or dataset updates are completed.

Whole-life environmental indicators of EnVentus V162-6.2 MW (units shown in g or MJ per kWh)

Non-impact indicators:	Unit	Quantity
*Primary energy from renewable raw materials	MJ	0.02
*Primary energy from non-renewable resources	MJ	0.08
**AWARE water scarcity footprint	g	Not assessed
Blue water consumption	g	Not assessed
***Return-on energy	Number of times	37
****Turbine recyclability (not life cycle based, turbine only)	% (w/w)	84%
*****Turbine circularity (not life cycle based, turbine only)	-	0.64

* *Net calorific value*

** *Based on WULCA model for water scarcity footprint that assesses available water remaining water (Boulay, 2018)*

*** *Based on 'Net energy' calculation defined in Section 6*

**** *Rounded up or down to the nearest half percentage point.*

***** *Based on Circularity indicator calculation defined in Section 5.3.6*

Study assumptions and limitations

In accordance with ISO standards for LCA (ISO 14040/44), the assumptions and limitations of the study have been identified and assessed throughout the study. In general, there have been few places of uncertainty, but where there has been, a conservative approach has been adopted, which would have the tendency to overestimate the potential environmental impacts. The primary parameters for the study relate to the following:

- **Power plant lifetime:** the power plant lifetime is a dominant factor when determining the impacts of the electricity production per kWh. This LCA assumes a turbine lifetime of 20 years which matches the standard design life. Nonetheless, the wind turbine industry is still young (starting for Vestas in 1979), and few turbines have ever been disposed, with some turbines reaching operational lives of 30 years and over, for other Vestas turbine models. Although variations occur, the design lifetime for this study of 20 years for a 'typical' plant, is considered reasonable. The sensitivity of this assumption is tested in the LCA.
- **Electricity production:** the electricity production per kWh is substantially affected by the wind plant siting and site-specific wind conditions that the turbine operates under (i.e., low, medium, or high wind classes defined by the IEC). Vestas wind turbines are designed to match these different wind classes and wind speeds, so it is not always the size of the rotor or the generator rating (in MW) that determines the electricity production of the turbine; but wind class is a dominant factor. Nonetheless, electricity production is very accurately measured for Vestas

turbines when the wind speed and conditions are known. The EnVentus V162-6.2 MW turbine assessed in this LCA is designed for the low (IECS) wind class, which fairly reflects a 'typical' power plant.

- *Impacts of material production and recycling:* the turbine is constructed of around 87% metal (primarily iron and steel, and to a lesser extent aluminium and copper), and it is the production-phase and end-of-life phase that dominate the studied environmental impacts. Datasets for metal production are based on established and credible industry association sources (such as those from worldsteel and the European Aluminium Association). End-of-life recycling of metals in the power plant also provides environmental credits. This LCA uses an 'avoided impacts' approach accounting also for burdens of input scrap of raw materials; methodologically speaking, this is a consistent approach to environmental crediting for recycling. Additionally, specific parts of the turbine and power plant are applied different recycling rates dependent on their ease to disassemble and recycle. Furthermore, the effect of using a 'recycled content' approach is also estimated in the LCA. Concrete is the other main mass-flow material, which uses industry-specific production datasets accounting for the concrete grade. Polymer materials also use established and credible industry datasets. The impacts of electronics production have been evaluated at an individual component level.

Vestas operates sophisticated real-time diagnostic tools and sensors which measure individual turbine performance, power output and health status (such as fatigue loading and turbine condition). These systems operate on over 68,091 wind turbines around the world, correlating to over 154 GW total capacity, which represents around 16 per cent of current worldwide installed wind capacity (WWEA, 2022). This provides highly detailed and valuable data for specific turbine performance and site operating conditions, which allows the above assumptions relating to the turbine to be carefully understood and reflected in the LCA.

Updates over recent LCAs

Several updates have been made in the current LCA since the previous study of the 4MW Platform evaluations conducted by Vestas in 2019 (Vestas 2019 e). Most notably, there have been the following updates:

- The LCA reflects the complete bill-of-materials for the EnVentus V162-6.2 MW turbine;
- Vestas production data has been updated to reflect production in 2021;
- Environmental impact from Vestas employee air travel globally has been included; and
- LCA model updates use the latest GaBi datasets updated to version 8007 (Sphera 2021).

Conclusions and recommendations

Overall, the study represents a robust and detailed reflection of the potential environmental impacts of a 100MW onshore wind power plant consisting of sixteen EnVentus V162-6.2 MW turbines. The LCA is based upon accurate product knowledge and current state-of-the-art in the field of LCA, both in the methodologies applied and datasets used to account for environmental impacts, as well as the LCA tools and software applied. The LCA could further benefit from considering the following:

- evaluating recycling rates for non-metal components of the turbine; and
- to assess the indicator for the AWARE water scarcity footprint and the indicator for 'Blue water consumption'.

Glossary

Abbreviation	Definition
3D CAD	three-dimensional computer aided design
AP	acidification potential
ADP _{elements}	abiotic resource depletion (elements)
ADP _{fossil}	abiotic resource depletion (fossils)
AEP	annual energy production
AWARE	Available water remaining
BOM	bill of materials
CML	Institute of environmental sciences (CML), Leiden University, The Netherlands.
CNC	computer numerical control
DCB	dichlorobenzene
Dfx	Dfx is a gabi lca software extension that allows automated import of an entire product bill of materials (consisting of thousands of parts) into the software lca model.
DFIG	double fed induction generator
EIA	environmental impact assessment (a complimentary assessment technique to LCA)
EP	eutrophication potential
EPD	environmental product declaration
FAETP	freshwater aquatic ecotoxicity potential
GHG	greenhouse gas
GWP	global warming potential
HGWL	high ground water level (referring to water level of turbine foundations)
HTP	human toxicity potential
IEC	International electrotechnical commission
ILCD	international reference life cycle data system
ISO	International organization for standardization
ICT	information and communications technology
JRC	Joint research centre
KPI	key performance indicator
kWh	kilowatt hour
LCA	life cycle assessment
LCI	life cycle inventory

LCIA	life cycle impact assessment
LGWL	low ground water level (referring to water level of turbine foundations)
MAETP	marine aquatic ecotoxicity potential
MCI	material circularity indicator
MVA	megavolt amp
MW	megawatt
MWh	megawatt hour
OEF	organisational environmental footprint
PCB	printed circuit board
PEF	product environmental footprint
POCP	photochemical oxidant creation potential
T-CAT	technology cost assessment tool
TETP	terrestrial ecotoxicity potential
UNEP	United nations environment programme
VOC	volatile organic compound
Wind plant	the wind power plant includes the wind turbines, foundations, site cabling (connecting the individual wind turbines to the transformer station) and site equipment (e.g. transformer station) up to the point of the existing grid.
Wind turbine	the wind turbine refers to the turbine itself and excludes the foundation and other site parts.
WULCA	water use in life cycle assessment
w/w	weight for weight

1. Introduction

The present Life cycle assessment (LCA) is the final reporting for the electricity produced from a 100MW onshore wind power plant composed of Sixteen Vestas EnVentus V162-6.2 MW turbines. Vestas Wind Systems A/S (hereafter called Vestas) has prepared the report and the underlying LCA model. This study conforms to the requirements of the ISO standards for LCA (ISO 14040: 2006, ISO 14044: 2006) and has undergone an external critical review according to ISO TS 14071 (2014) to assure the robustness and credibility of the results, conducted by Prof. Dr. Matthias Finkbeiner.

1.1 Background

As part of the Vestas' ongoing sustainability agenda, Vestas has successfully conducted LCAs for a number of wind turbines since 2001. As part of the Vestas' ongoing sustainability agenda, previous LCAs have been conducted for a number of wind turbines. The current LCA builds upon a history of conducting LCAs of Vestas turbines since 2001.

This LCA report presents the environmental performance of the latest EnVentus V162-6.2 MW (Mark 0).

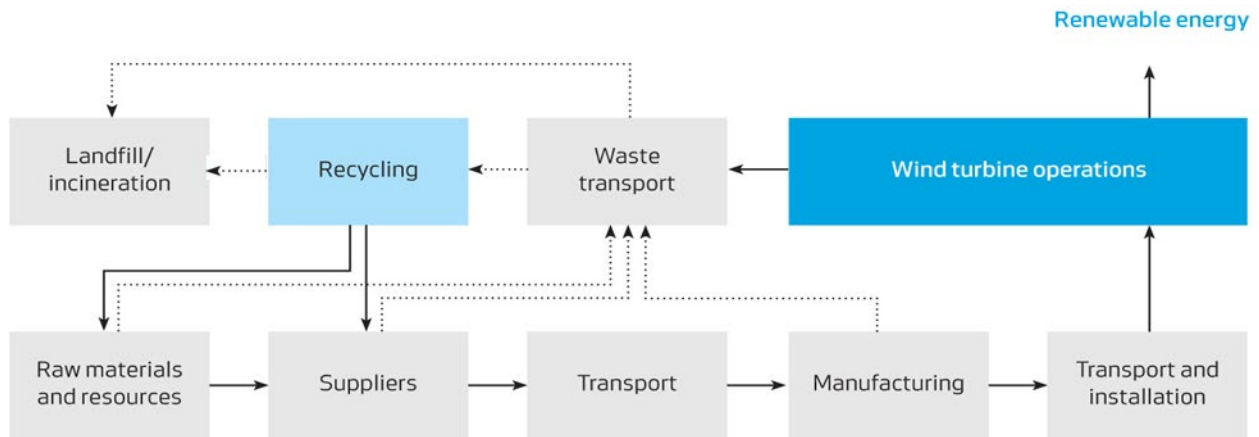
The EnVentus V162-6.2 MW turbine is part of the EnVentus Platform of turbines, which consists of the V150-5.6/6.0 MW and V162-5.6/6.0/6.2 MW. These turbines share a significant number of common components (around 90% of total weight). The primary difference between the turbines relates to the total diameter of the blades (i.e. 150m, 162m total diameter) and the 'hub and nose cone' module which has some differences in construction. Additionally, the turbines operate with different tower heights depending on the market and wind conditions that they are designed to operate within.

The turbines are designed and built to meet specific wind conditions which range from low to high wind speeds (see Section 3.4.2 for further details). The size of the turbine (e.g. blade diameter and MW rating of generator) does not alone determine the total amount of electricity production from the turbine, but the siting of the turbine and the particular wind climate that it is operating within (i.e. low, medium or high wind conditions) is also a dominant factor.

1.2 Life cycle assessment

LCA addresses the environmental aspects and potential environmental impacts (e.g. use of resources and environmental consequences of releases) throughout a product's life cycle from raw material acquisition through to production, use, end-of-life treatment recycling and final disposal (i.e. cradle-to-grave) as shown in Figure 1.

Figure 1: Life cycle of a wind power plant



According to the International Organization for Standardization (ISO) 14040/44 standards, a LCA study consists of four phases: (1) goal and scope (framework and objective of the study); (2) life cycle inventory (input/output analysis of mass and energy flows from operations along the product’s value chain); (3) life cycle impact assessment (evaluation of environmental relevance, e.g. global warming potential); and (4) interpretation (e.g. optimisation potential) (ISO 14040, 2006 and ISO 14044, 2006).

Environmental LCA is a comprehensive methodology to assess the environmental matters, nonetheless it requires additional environmental management techniques for a broader environmental understanding (e.g. noise and impacts on fauna), such as risk assessment, environmental performance evaluation and environmental impact assessment. Likewise, other tools may be used to address social and economic aspects which are not included in environmental LCA.

The LCA model, which is developed in the GaBi 9.2.1.68 DfX software, has been created for the complete ‘EnVentus Platform’ which includes different turbine variants which that are designed in a modular-design approach.

1.2.1 Goal and scope phase

In general terms, the goal and scope phase outline the: rationale for the study; the anticipated use of the results of the study; the boundary conditions; the data requirements and assumptions made to analyse the product system under consideration; and any other similar technical specifications.

The goal of the study is to answer the specific questions that have been raised by the target audience and the stakeholders involved, while considering potential uses of the study’s results.

The scope of the study defines the: system’s boundary in terms of technological, geographical, and temporal coverage; attributes of the product system; and the level of detail and complexity addressed by the study.

1.2.2 Life cycle inventory (LCI) and life cycle impact assessment (LCIA) phases

The life cycle inventory (LCI) phase qualitatively and quantitatively analyses the following for the product system being studied:

- the materials and energy used (inputs);
- the products and by-products generated; and
- the environmental releases in terms of non-retained emissions to specified environmental compartments and the wastes to be treated (outputs).

The LCI data can be used to: understand total emissions, wastes and resource-use associated with the material, or the product being studied; improve production or product performance; and be further analysed and interpreted to provide insights into the potential environmental impacts from the product system being studied (i.e. life cycle impact assessment (LCIA) and interpretation).

1.2.3 Benchmarking wind turbine performance

Vestas turbines are designed to meet different functional requirements both in terms of onshore and offshore locations, as well as the wind classes for which they are designed to operate within. The wind climate determines which turbine is suitable for a particular site, and effects the power output of the turbine. Other site parameters are also important when establishing the performance of a wind power plant, such as, wind plant size, turbine power output, distance to grid, availability, and electrical losses, amongst others.

The calculation of use-phase power output of the turbine is based on defined wind classes in this study which allows for a more robust benchmarking of wind power plants.

There are three wind classes for wind turbines which are defined by an International Electrotechnical Commission standard (IEC 61400-1), corresponding to high, medium, and low wind. Each wind class is primarily defined by the average annual wind speed (measured at turbine hub height), along with turbulence intensity and extreme winds (occurring over 50 years).

If benchmarking a wind turbine performance from one wind turbine to another it is important that this is made on an equivalent functional basis and should only be compared within the same wind classes and conditions for the wind turbine (Garrett, 2012). Annex E provides further details of the wind classes and shows which Vestas turbines operate in different wind classes.

The current LCA (as with previous Vestas LCAs) has been performed in a way that makes it possible to compare the impacts of electricity produced from a wind power plant with electricity produced from power plants based on different technologies (i.e. for electricity delivered to grid).

1.2.4 Improvements

Several improvements were made in LCA of the EnVentus turbines, including:

Data improvements:

- *GaBi 2021 databases* (including a software upgrade to GaBi 9.2.1.68) are included as updates in the current LCAs. Additionally, CML has been updated to version 4.6, January 2016. Overall, these updates cause relatively small increases or decreases in the inventory and impact assessment results.
- *Vestas production*: updates have been made to include Vestas production for year 2021 which represents production for the entire year. However, this excludes data for consumables at Vestas production units which is no longer gathered since 2014. This from previous LCA studies of the 4MW Platform represents a minor amount of below < 4% of GWP of Vestas production when compared data for energy use, raw materials, wastes, water and emissions as a whole.

- *Turbine bill-of-materials*: the study assesses the latest turbine design for the EnVentus turbine, which includes all components within the turbine (i.e. around 30,500 lines in the product-tree for the complete platform).
- *Repairs and replacements*: lifetime repairs of main components like gearbox and generator have been included in this study, where a component is repaired or refurbished for a second use.

Method updates:

- **AWARE method for water consumption**: a method for water scarcity footprint estimation has been introduced in the present life cycle assessment (Boulay, 2018). The AWARE is a mid-point performance indicator to show the water scarcity footprint over the life cycle of the product.
- **Blue water consumption**: Blue water refers to water withdrawn from ground water or surface water bodies. The blue water inventory includes all freshwater inputs but excludes rainwater. The water input flows refer to total water use. This method is recommended by UNEP-SETAC Life cycle initiative, PEF/OEF Program of the European Commission and the International EPD system (UNEP, 2016).

However, it should be noted that due to an inconsistency in the dataset modelling for plate steel provided by worldsteel (2019) and cast iron in the Sphera database (2021), then it has not been possible to evaluate the full life cycle results using these methods in the current LCA. These results are currently excluded from the report until further clarifications are completed.

2. Goal of the study

The goal of this study is to evaluate the potential environmental impacts associated with production of electricity from a 100MW onshore wind plant comprised of Sixteen (16) V162-6.2 MW wind turbines from a life cycle perspective. A 100MW plant represents a typical plant size for these turbines³. This assessment includes the production of raw materials, fabrication and assembly of the wind turbine by Vestas and its suppliers, site parts (e.g. transformers, grid connections, cabling, etc.), use-phase replacements, servicing and losses (e.g. transformer losses, etc.), end-of-life treatment and transport.

The environmental impacts evaluated in this study include a range of commonly applied LCA impact categories, such as global warming potential and abiotic resource depletion, as well as other non-CML impact indicators, such as recyclability and water-use. These are listed in Section 3.8 and further explained in Annex A.

The study assesses a ‘typical’ onshore wind plant layout consisting of EnVentus V162-6.2 MW turbines and does not make any comparative assessments with other wind turbines or electricity generation methods. As a consequence, the results of the study are not intended to be used in comparative assertions intended to be disclosed to the public. Accordingly, the results of the study will be used by Vestas to:

The results of the study will be used by Vestas to:

- inform senior management involved in decision making processes;

³ The plant size of 100MW is selected in this LCA to maintain consistency with previous LCAs. Furthermore, sales forecast for EnVentus turbines also indicates a similar average plant size (of around 100MW).

- identify optimisation and improvement areas for technology and product development within Vestas;
- to support environmental reporting at a product-level;
- to develop a framework for product LCAs at Vestas to integrate environmental considerations in product design and procurement, target setting and decision making; and
- develop marketing materials to communicate the environmental performance of their products to their customers and other stakeholders.

Hence, the main audience for the study results will be:

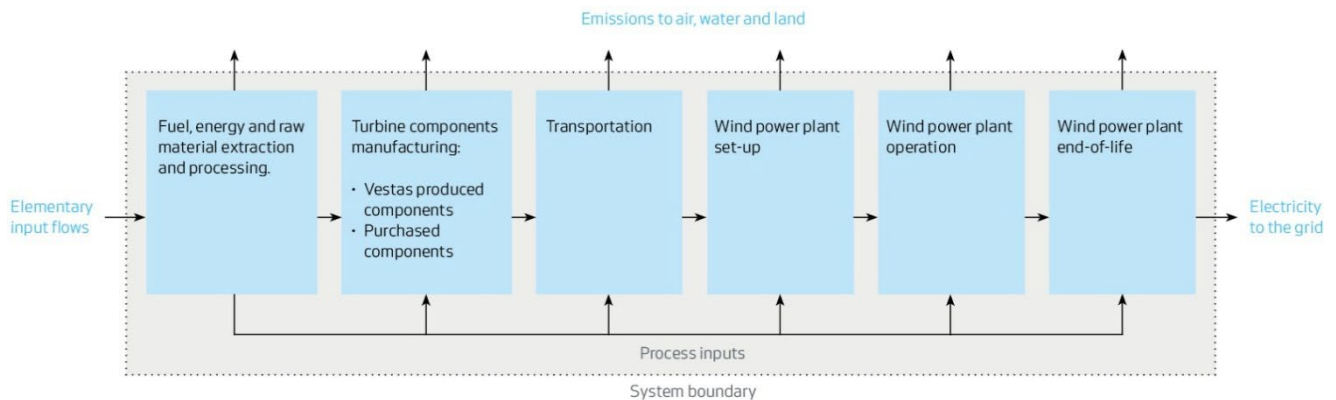
- customers of Vestas;
- internal Vestas Wind Systems A/S;
- investors of Vestas Wind Systems A/S; and
- other stakeholders and members of the general public with interests in renewable energy from wind and its associated potential environmental impacts.

3. Scope of the study

This study is a cradle-to-grave LCA, assessing the potential environmental impacts associated with electricity generated from a 100MW onshore wind power plant comprising of Vestas EnVentus V162-6.2 MW wind turbines over the full life cycle.

This includes extraction of raw materials from the environment through to manufacturing of components, production of the assembled wind turbines, logistics, power plant maintenance, and end-of-life management to the point at which the power plant is disposed and returned to the environment (or is reused or recycled). Production and maintenance of capital goods (i.e., used for manufacture of turbine components) have been excluded from the scope of this study, unless specifically noted. However, power plant infrastructure itself is included in the study, i.e., those parts relating to cabling, roads, etc. needed to construct a complete wind power plant. Figure 2 shows the system boundary for the for the wind power plant system.

Figure 2: Scope of LCA for a 100MW onshore wind power plant of EnVentus V162-6.2 MW turbines



The following processes have been considered:

- **Production of all parts of the wind plant:** (a description of main components can be found in Annex B). This includes parts that are manufactured by Vestas' factories as well as supplier fabricated parts. Most of the information on parts and components (materials, weights, manufacturing operations, scrap rates) was obtained from bills of materials, design drawings and supplier data, covering over 99.4% of the turbine mass.
- **Manufacturing processes at Vestas' sites:** which includes both the Vestas global production factories (i.e. for casting, machining, tower production, generator production, nacelle assembly and blades production), as well as other Vestas activities (e.g. sales, servicing, etc.)
- **Transport:** of turbine components to wind plant site and other stages of the life cycle including incoming raw materials to production and transport from the power plant site to end-of-life disposal;
- **Installation and erection:** of the turbines at the wind power plant site, including usage of cranes, onsite vehicles, diggers and generators;
- **Site servicing and operations (including transport):** serviced parts, such as oil and filters, and replaced components (due to wear and tear of moving parts within the lifetime of a wind turbine) are included;

- **Use-phase electricity production:** including wind turbine availability (the capability of the turbine to operate when wind is blowing), wake losses (arising from the decreased wind power generation capacity of wind a certain distance downwind of a turbine in its wake) and transmission losses; and
- **End-of-life treatment:** of the entire power plant including decommissioning activities.

3.1 Functional unit

The function of the wind power plant is the production of electricity including its delivery to the electricity grid.

It is important to consider the wind conditions onsite when assessing the potential environmental impacts from a wind plant. The Vestas EnVentus V162-6.2 MW wind turbine has been designed to operate under low (IECS) wind conditions which have been selected as the baseline scenario.

Refer to Section 3.4.2 for further details of turbine electricity generation.

The functional unit for this LCA study is defined as:

1 kWh of electricity delivered to the grid by a 100MW wind power plant.

The total electricity production of the 100MW wind power plant is 6902 GWh over a 20 year plant lifetime which results in a reference flow of $1.45 \cdot 10^{-10}$ power plants per 1 kWh delivered.

The functional unit and reference flow have been derived on the design lifetime of the power plant (of 20 years), along with the total energy produced over the lifetime based on electricity production in low (IECS) wind conditions. Refer to Section 3.4.2 and Annex E for further details.

It is also worth noting that the functional unit could have been derived on the ‘total electricity production’ basis (i.e. total electricity over the lifetime of the plant), but it has been chosen to define the functional unit in this study on a ‘unit of electricity delivery’ basis (i.e. per one kWh).

Please also note that the functional unit is for electricity delivered to the electricity grid, as with other Vestas LCAs, and not delivered to the consumer. If this study should be used for comparison with electricity delivered to the consumer, then grid distribution losses should be considered.

3.2 System description

The wind power plant itself includes the wind turbines, foundations, cabling (connecting the individual wind turbines to the transformer station) and the transformer station, up to the point of existing grid as shown in Figure 3.

The boundaries of the wind plant are taken to be the point at which the electrical power is delivered to the existing distribution grid.

Figure 3: Scope of the power plant components

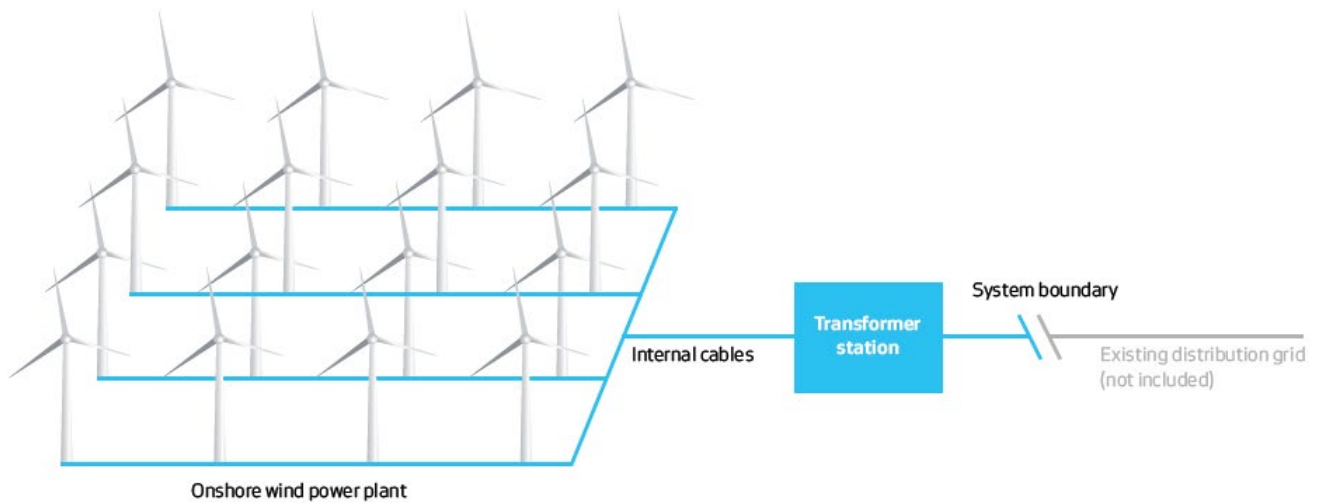


Table 1 gives an overview of the baseline wind power plant assessed in this life cycle assessment, which is further described in detail throughout Section 3.

Table 1: Baseline wind plant assessed

Description	Unit	Quantity
Lifetime	years	20
Rating per turbine	MW	6.2
Generator type	-	Permanent magnet synchronous
Turbines per power plant	pieces	16
Plant size	MW	99.2
Hub height	m	149
Rotor diameter	m	162
Wind class	-	Low (IECS)
Tower type	-	Standard steel
Foundation type	-	Low ground water level (LGWL)
Production @ 7.4 m/s	MWh per year	21568
Grid distance	km	20
Plant location	-	Germany*
Vestas production location	-	Global average

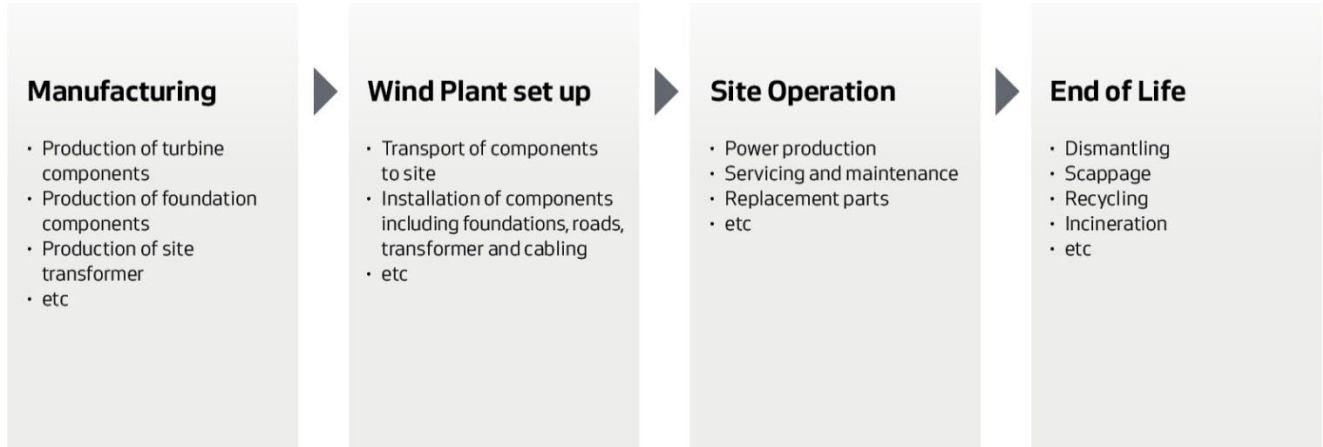
Note: The above figure for electricity production includes all losses, assuming an availability of 98.0%, total plant electrical losses up to grid of 2.5% and average plant wake losses of 6.0%.

Note: IECS refers to "IEC Special" where the turbine is designed for special wind conditions for the low, medium or high IEC wind class. Refer to Annex F for further details of IEC wind classes.

3.2.1 Life cycle stages

The entire life cycle of a wind plant can be separated into individual life cycle stages, as shown in Figure 4 used for this study.

Figure 4: Life cycle stages of a typical onshore wind plant including typical activities



The life cycle of the wind plant has been modelled using a modular approach corresponding to the life cycle stages shown in Figure 4. This allows the various life cycle stages of the wind plant to be analysed individually.

An overview of the modelling approach of each of the life cycle stages is presented in Section 3.7.

3.2.1.1 Manufacturing

This phase includes production of raw materials and the manufacturing of wind plant components such as the foundations, towers, nacelles, blades, cables, and transformer station. Transport of raw materials (e.g. steel, copper, epoxy, etc.) to the specific production sites is included within the scope of this study.

3.2.1.2 Wind plant set up

This phase includes transport of wind plant components to site and installation and erection of the wind power plant. Construction work on site, such as the provision of roads, working areas and turning areas, also falls under this phase. Processes associated with laying the foundations, erecting the turbines, laying internal cables, installing/erecting the transformer station, and connecting to the existing grid are included in the scope of the study.

This study provides an update over previous LCAs for the power plant layout (i.e., of cable lengths and specification of the high voltage cables used for inter-connecting the turbines in the wind plant).

Transport to site for installation of the wind power plant includes transport by truck and by sea vessel, where specific data on fuel consumption (and vehicle utilisation) has been used. Vestas has established global production facilities that operate within their global region to service that particular region. As such, transport reflects a reasonable description of the current supply chain.

3.2.1.3 Site -operation

The site-operation phase deals with the general running of the wind turbine plant as it generates electricity. Activities here include change of oil and filters, and renovation/replacement of worn parts

(e.g., the gearbox) over the lifetime of the wind plant. The transport associated with operation and maintenance, to and from the turbines, is included in this phase and reflects estimated vehicles and servicing.

3.2.1.4 End-of-life

At the end of its useful life the wind plant components are dismantled, and the site is remediated to the agreed state (which is usually specified as a condition of obtaining planning permission and may vary from site to site). It has been assumed in this LCA that any land use change (e.g., resulting in the removal of vegetation for set-up of the plant) is restored to original site conditions. This reflects a common condition for site permits. The end-of-life treatment of materials is also considered in this phase. Waste management options include: recycling; incineration with energy recovery; component reuse; and deposition to landfill. The LCA model for disposal of the turbine accounts for specific recycling rates of different components, depending on their material purity and ease of disassembly, based upon industry data. Section 3.4.4 provides further details of end-of-life treatment and Section 7.2.9 presents a sensitivity analysis on this issue.

3.2.2 Technology coverage

This study assesses the production of the Vestas EnVentus V162-6.2 MW wind turbine, transportation of components to site, erection of wind turbines/wind plant set up, site operations/maintenance, as well as dismantling and scrapping of the wind plant components at end-of-life. These processes have been modelled based on state-of-the-art technologies used by Vestas.

3.2.3 Temporal coverage

The reference year for this study is 2021 which was chosen as it is the most representative and the most recent year for annual throughput of turbines. The time period for service/maintenance represents the typical 20-year design life. The EnVentus V162-6.2 MW turbine represents the most recent model of turbine. For turbine production at Vestas facilities a global production for the calendar year of 2021 is selected for this LCA study as it is deemed most complete and representative of the supply chain. Refer to Section 1.2.4.

3.2.4 Geographical coverage

For the purpose of this study a typical “virtual” wind plant site has been assessed. The aim is to give an overall picture of wind power production rather than to assess any particular location. The actual electricity output is based on wind classes (described in Annex E). Nonetheless, specific sensitivity analyses have been conducted to assess the importance on the overall impacts for both:

- transport distances to the site; and
- distance to the grid for delivered electricity.

The geographical coverage of the “virtual” wind plant relates to a European scenario, for example, relating to the following:

- the production of metals (iron, steel, copper and aluminium) of which the wind turbine is constituted around 87% metals uses datasets (such as those from worldsteel, Sphera international copper association);
- datasets used for polymer and composites production include those from Plastics Europe,
- Sphera datasets are used for concrete; and
- end-of-life recycling also uses datasets (such as those from worldsteel) for crediting.

For Vestas operations, the following is assumed:

- Vestas manufacturing of the turbine represents the weighted average of all Vestas global production facilities in 2021; and
- turbine transport represents Vestas global footprint for transport – which is based on Vestas' approach to “be in the region for the region”, offering a regional supply chain.

The above data covers the majority of flows with environmental significance. Datasets selected are considered the most comprehensive and representative of the supply chain and dataset selection takes a conservative approach to estimate impacts. This is further discussed in Annex D.

3.2.5 Data collection / completeness

Previous LCAs of Vestas turbines show that the most significant environmental impacts will typically arise during manufacturing of the turbines and final disposal of the turbines. Conversely, the operation of the turbine does not directly contribute in a significant way to overall environmental impacts, except that electricity production and turbine lifetime are significant factors when assessing the impacts per kWh of electricity produced (PE, 2011 and Vestas, 2006, 2011a,b,c, 2013a,b, 2014a,b,c,d, 2015a,b,c, 2017a,b,c,d,e and 2022a). Therefore, data collection has focused on procuring as precise data as possible for the production and disposal stages of the life cycle. Additionally, other areas have been updated for this LCA relate to the wind plant layout, the composition of electronics and controls used in the turbine, and the recycling efficiencies at end-of-life.

Primary data have been collected from Vestas and from their suppliers. These primary data have been sourced through close co-operation with relevant functions at Vestas within their production processes, taken from item lists, via technical drawings, from the 3D CAD system used for component design, and from supplier declarations in the form of technical specification documents.

Instances where primary data have been used in this study include:

- materials composition of Vestas produced wind plant components;
- manufacturing process for Vestas produced wind plant components;
- utilities and materials consumption for Vestas production sites;
- materials composition of larger purchased components of the wind plant, such as, the gearbox and transformer, etc. (directly from suppliers);
- transport of Vestas components to erection site (fuel and vehicle utilisation data from suppliers);
- utilities and materials consumption for wind plant site preparation, operation and maintenance;
- electricity production of the wind plant based on measured data for turbine performance and using the Vestas software that forecasts power output; and
- electrical losses in the entire power plant (for transformers, site cables and turbine electricity consumption, etc) from Vestas; and
- recycling rates of specific components used in the turbine.

Where primary data have not been readily available from Vestas or component suppliers, secondary data have been used to fill these gaps. Secondary data have also been used to account for background processes that are upstream in the supply chain.

Instances where secondary data have been used in this study include:

- country-specific electricity grid mix information;
- production of primary materials (e.g. steel, iron, aluminium, fibre glass, plastic granulates);
- transport processes for raw material inputs;
- material composition of smaller standard purchased items (e.g. seals, washers, hex-nuts, screws and bolts);
- manufacturing processes for smaller standard purchased items (e.g. plastics injection moulding, thread turning and stamping); and
- end-of-life processes, for example, the landfill, incineration and recycling of steel.

Most secondary datasets are supplied by Sphera (2021) and also include secondary sources from industry association, such as:

- worldsteel;
- Eurofer;
- European aluminium association; and
- Plastics Europe.

Details of data source and discussion of data quality is shown in Annex D:

3.3 Cut-off criteria

The following cut-off criteria were used to ensure that all relevant potential environmental impacts were appropriately represented:

- **Mass** – if a flow is less than 0.1% of the mass at a product-level, then it may be excluded, provided its environmental relevance is not of concern.
- **Energy** – if a flow is less than 1% of the energy at a product-level, then it may be excluded, provided its environmental relevance is not a concern.
- **Environmental relevance** – if a flow meets the above criteria for exclusion but is considered to potentially have a significant environmental impact, it has been included. All material flows which leave the system (emissions) and whose environmental impact is higher than 1% of the whole impact of an impact category that has been considered in the assessment, shall be included.
- The **sum** of the neglected material flows shall not exceed 5% of total mass, energy, or environmental relevance, at a product-level.

Over 99.4% of the total mass of materials in the EnVentus V162-6.2 MW turbine (i.e. covering all parts of the turbine-only, excluding foundation, site cables and site parts) have been accounted for, covering around 25,000 components that make-up the entire turbine. Scaling of the turbine up to 100% of total mass has not been conducted. Additionally, all site parts, foundations and cables are also included in their entirety for the complete wind power plant. As such, the LCA includes all materials and all components of environmental significance, with over 99.7% of the entire power plant accounted for by mass. The cut-off-criteria applied in the secondary data is addressed in the respective documentation (Sphera 2021).

3.4 Assumptions

This section outlines the primary assumptions used in the LCA which affect the environmental performance of the wind power plant.

3.4.1 Lifetime of turbine and site parts

The lifetime of the wind plant is assumed to be 20 years. This corresponds to the design lifetime of the EnVentus V162-6.2 MW turbine and applies to all components of the wind plant, except for certain replacement parts. However, as the wind turbine industry is still relatively young (starting up in 1979) the actual lifetime of a particular wind plant is uncertain and some variance around this assumed 20-year figure is expected. For instance, Vestas has direct knowledge of a number of its turbines exceeding the design lifetime of 20 years. Additionally, other site components such as the site cabling and foundations may have a significantly longer useful lifetime (around 50 years). The effects of varying the lifetime of a wind plant on potential environmental impacts are discussed in Section 7.

3.4.2 Electricity production

A typical site for a EnVentus V162-6.2 MW turbine with a low (IECS) wind of 7.4 m/s at an 149m hub height is assessed for the LCA, which represents, for example, a realistic site placement in Germany. Table 2 shows the electricity production from the power plant.

Based on low (IECS) wind speed curves, the electricity production from a 100MW onshore wind power plant of EnVentus V162-6.2 MW turbines is 6902 GWh over 20 years (equivalent to 21568 MWh per turbine per year).

All electrical losses are included up to the grid, including within the turbine, transformer station and site cables. These are estimated to be 2.5% based on Vestas plant layout for medium voltage (MV) of 36kV cables connecting between the turbines and a 20km distance to grid with a voltage of 110kV. The wake losses (which result from turbine losses downstream of each other) are also included within the above electricity production figures which represent an average 6% loss for this turbine and power plant size. Turbine availability losses are also included which represent the time the turbine is not operating (e.g. due to site maintenance), which represents 2.0% total loss.

Table 2 shows the electricity production, as delivered to the grid, for the EnVentus V162-6.2 MW turbine.

Table 2: Electricity Production

Turbine	Wind class	Wind speed	Location	Grid distance	Per turbine per year (AEP)	Per 100MW plant per 20 years
		ms ⁻¹		km	MWh	GWh
V162-6.2 MW	Low (IECS)	7.4	Onshore	20	21568	6902

Source: Vestas internal data for the electricity production of the wind turbine. This is based upon actual turbine test data for a typical power production curve and using analysis software (based on T-CAT) of the specific turbine performance. The annual energy production is reported in increments of 0.25 ms⁻¹ within the different wind classes and total electricity production is determined over the range of 0 ms⁻¹ to 25 ms⁻¹ of the entire power curve for the specific turbine. Note: The above figure for

electricity production includes all losses, assuming an availability of 98.0%, total plant electrical losses up to grid of 2.5% and average plant wake losses of 6.0%.

3.4.3 Materials Input

At the time that this study was carried out, it was not possible to obtain reliable data on the degree of recycled content of materials used in the product system. As such, it has been assumed that all materials entering the production system are sourced from primary material; however, for iron, steel, aluminium, and copper, the secondary (or scrap metal) inputs to primary production have been adjusted to assign a burden to all secondary metal inputs (using primary production or worldsteel ‘scrap value’ for these burdens). This provides a fair and representative approach to assess the impacts of metal production and recycling. See Section 3.4.4 for further details of recycling approaches adopted in the LCA.

The EnVentus V162-6.2 MW use rare earth elements in the generator design (which are heavy rare-earth free) and within the turbine tower for attaching internal fixtures. The production of these materials is based on specific production datasets for sourcing from Europe and Asia.

3.4.4 End-of-life treatment

End-of-life treatment of the turbine is extensive and detailed. It is assumed that the entire turbine is “collected” at the end-of-life. However, the entire turbine is not recycled homogeneously as further explained below.

All large metal components that are primarily mono-material (e.g. tower sections, cast iron frame in nacelle, etc.) are assumed to be 98% recycled. Other major components, such as generator, gearbox, cables, and yaw system parts are 95% recycled and all other parts of the turbine are treated as shown in Table 3.

Table 3: End-of-life treatment of turbine components not already mentioned in the text

Material	Treatment			Credited material datasets*
	Recycling	Incineration	Landfill	
Steel	92%	0%	8%	Value of scrap from worldsteel. No further distinction made between material grades.
Aluminium	92%	0%	8%	Aluminium ingot mix (2010). No further distinction made between material grades.
Copper	92%	0%	8%	Copper mix (global) from Sphera . No further distinction made between material grades.
Polymers	0%	50%	50%	No credit assigned
Fluids	0%	100%	0%	No credit assigned
All other materials	0%	0%	100%	No credit assigned.

*Refers to the general datasets used for end-of-life crediting for these material groups for the entire turbine and wind plant

The information for recycling rates of turbine components comes from the full recycling of a nacelle of a Vestas turbine (Vestas and Averhoff, 2012), along with expert judgement and data obtained from previous LCA studies performed by Vestas.

At end-of-life, full credits are given for the material recovered (i.e. relating only to metal parts made of steel, iron, copper and aluminium), which is based upon an 'avoided impacts approach' to providing credits for recycling. This 'avoided impacts approach' (also called closed-loop approach) is supported by the metals industry (Atherton, 2007; PE International 2014), and is consistent with ISO 14044 and for purposes of environmental modelling, decision-making, and policy discussions involving recycling of metals.

Additionally, the use of an avoided impacts approach provides a business measure to drive-up the total recyclability of the wind turbine, which can be accurately measured using the LCA models; allowing Vestas to promote business activities in this area, for example by focusing on recycling/reuse of non-metallic parts, such as composite blade materials, controllers, and polymers. Details of turbine recyclability can be found in Section 5.3.4.

However, it is also recognised that, from a scientific perspective, a 'recycled-content' approach for crediting may also be applied to wind turbines (Garrett, 2012). As such, Section 7.2 presents the LCA results if a 'recycled content' approach for crediting were applied. This is based upon the standard industry datasets (such as worldsteel) which contain average recycled content for metal materials and therefore represent an estimate for the actual situation for a Vestas turbine, as the exact recycled content of all the turbine parts is not precisely known.

The datasets for landfill disposal relate to the material type being disposed to sanitary landfill, for example, for generic polymers or steel and aluminium material for metals. The datasets for incineration of lubricants does not include a credit for thermal energy recovery, while incineration of plastics relates to a glass-filled nylon polymer type, also with credits for energy recovery.

3.4.5 Sulphur hexafluoride (SF₆) gas

Sulphur hexafluoride is a very potent greenhouse gas which is used in switchgears as an electrical insulator for medium- and high-voltage applications. The gas acts as an electrical insulator for the operation of the switchgear. Each turbine contains switchgears, and they are also used onsite for connecting the turbines and transformer substation.

For the switchgear application this usually only becomes an issue if the gas is released into the environment during a blow-out. Occurrences of blow-outs are extremely rare and have not been modelled in this study. During normal operation the turbine switchgear may potentially release up to 0.1% w/w of the sulphur hexafluoride per year, accounting for a potential 2% w/w total release over 20 years of operation. The potential effect of a blow-out is assessed in the sensitivity analysis, as shown in Section 6.7.

At end-of-life the switchgears are collected, and the sulphur hexafluoride gas is reclaimed for reuse in new equipment. Vestas has established procedures and is working in partnership with customers and suppliers to assure the safe disposal of switchgears used in Vestas power plants. Based on supplier data it is estimated that a maximum of 1% w/w of the SF₆ gas may be released to atmosphere during the reclamation and recycling process at end-of-life. Vestas estimates that 95% of all switchgears will be returned for reclamation at end-of-life. The remaining 5% are assumed to have all the sulphur hexafluoride gas released to atmosphere at end-of-life.

3.4.6 Foundations

There are two basic kinds of foundations for onshore wind turbine towers depending on the ground water level, as follows:

- high groundwater level (HGWL): indicates a (maximum) groundwater level equal to the level of the terrain, which requires more concrete and steel reinforcement; and
- low groundwater level (LGWL): low ground water scenario (requiring less concrete and steel reinforcement).

The low groundwater level case has been chosen as the base case as it is more representative of the majority of wind power plant sites. The size of the foundation will also vary depending on the turbine tower height and the wind class for the EnVentus V162-6.2 MW turbine, which affects the mechanical loads on the foundation. These variations are also accounted for in the study.

3.4.7 Electrical/electronic components in turbine

This study provides an update over previous LCA studies, whereby all individual electronic components and printed circuit boards have been mapped much more accurately on an individual part-by-part basis as they are designed in-house at Vestas. All controllers on the turbine were mapped specifically for component types, such as resistors, capacitors, integrated circuits, etc according to component size and specification

3.4.8 Transport

Transport steps that have been included in this study are described below:

- **Transport associated with incoming raw materials** to Vestas' suppliers is assumed to be 600km by truck, except for foundation concrete materials where 50km is assumed. This covers the transport from raw material manufacturers to Vestas' suppliers.
- **Transport associated with incoming large components to Vestas production sites** is assumed to be 600km by truck. This accounts for 90% of turbine mass (excluding foundation) and covers the transport of the components from the supplier to Vestas' factories.
- **Transport associated with moving wind plant components** from Vestas' factories to the site are given in Table 4 below.

Table 4: Transport of wind plant components from Vestas to the wind plant site

Component	Truck (km)	Ship (km)
Nacelle	600	9000
Hub	600	8600
Blades	1450	5100
Tower	425	0
Foundation	50	0
Other site parts	600	0

Note: transport distances assume a European plant location and the supply chain distances are based on average sales for 2021. Foundations and other site parts are estimated distances by Vestas.

- **Transport associated with end-of-life recycling or disposal** assumed to be 200km to a regional recycling or disposal operator, except for foundation concrete materials where 50km is assumed.
- **Transportation of maintenance crew** to and from the site during servicing operations is updated based on servicing data and is estimated to be 1500km per plant per year.
- **Air transportation of Vestas personnel** for business purposes is included in the transport scenario. This is updated based on data for Vestas global business flights in 2021.

The current LCA also uses truck and sea vessel fuel consumption (and vehicle utilisation) with specific data for the transport of the various turbine components (such as, tower sections, blades and the nacelle). These are based on measured data and specific distances with actual wind turbine transports. A scenario analysis on the transport of components to the wind plant has been carried out to determine the significance of these activities in the context of the full life cycle, assuming a likely best-case and worst-case approach.

3.5 Allocation

Wind turbines have electricity as the single appreciable product output. However, since Vestas produces several models of turbines and production data were collected at a factory level for all global production facilities, allocation was required to assign the correct production burdens (from the different manufacturing locations) to the particular wind turbine model.

3.6 Inventory analysis

This LCA study follows an attributional process-based approach, which focuses on quantifying the relevant environmental flows related to the wind power plant itself and describes the potential impacts of the power plant based on the physical material and energy flows⁴.

The life cycle inventories generated for each product are compiled from the inputs and outputs of the component processes. All environmentally relevant flows of energy and materials crossing the system boundaries have been accounted for (e.g. energy, material resources, wastes and emissions). These flows are recorded for each unit process and summarised across the entire wind power plant system.

The GaBi LCA software and databases together with GaBi DfX were used to model the scenarios and to generate the life cycle inventories and impact assessments on which the study conclusions are based. The DfX software extension allows import of a complete product bill-of-materials (BOM) into a LCA model, which represents a state-of-the-art tool for carrying out LCAs (Sphera 2021)

3.7 Modelling the life cycle phases

Modelling of the life cycle begins with a bill-of-materials (containing a part-tree of the entire turbine). Each part is associated with a material, manufacturing process and country of origin. This is extremely

⁴ Note: in contrast, a 'consequential approach' to conducting a LCA could also be adopted; however, this approach, does not aim to describe the impacts of the actual wind power plant itself, but rather it aims to describe the 'response to decisions' that might arise from installing the wind power plant. For example, how will electricity consumers react to purchasing the quantity of available of wind energy, etc. The 'consequential approach' is not suitable for the goal of this study.

extensive, where a selected BOM (i.e. excluding all turbine options) for the EnVentus V162-6.2 MW turbine accounts for around 25,000 parts. Modelling this many components “conventionally” in LCA is not practicable. However, using GaBi DfX allows this BOM to be imported into the LCA software where materials and manufacturing processes are mapped to individual components in the complete BOM.

Vestas’ manufacturing process models are created with only the energy and consumables linked to these life cycle inventories (as turbine parts are already included in the BOM). Site operations and balance-of-plant components are modelled similarly.

The LCA software generates a ‘product model’ that includes all the material and energy resources involved in the production of the turbine, including material losses from the production processes and possible internal recycling loops.

The DfX software also provides the functionality to disassemble the entire turbine (or parts of it) into its source components. This allows for an extremely detailed end-of-life model to be created that is part-specific. This feature is used for the end-of-life treatment of the turbine where certain parts that can be more easily dismantled and recycled will receive higher efficiencies than the rest of the turbine.

3.8 Impact assessment categories and relevant metrics

The selection of the impact categories assessed in this study is representative of those impacts that are likely to arise from a wind plant system, based on the CML (2016) baseline characterisation factors for mid-point potential impacts. For example, the selected impact categories cover those associated with metal production, fabrication, and recycling (of which the turbine itself is constituted of around 87% metals), as well as other materials contained with the turbine and power plant, such as concrete, polymers and composite materials. Ozone depletion potential (ODP) has been omitted from the selected impact categories as this is not considered to be a significant issue since the introduction of the Montreal Protocol in 1987 which has drastically reduced both the consumption and emission of ozone depleting substances (UNEP, 2007).

The following environmental impact categories and non CML-impact indicators are evaluated in the LCA:

Environmental impact categories (based on CML):

- Abiotic resource depletion (ADP elements)
- Abiotic resource depletion (ADP fossils)
- Acidification potential (AP)
- Eutrophication potential (EP)
- Freshwater aquatic ecotoxicity potential (FAETP)
- Global warming potential (GWP)
- Human toxicity potential (HTP)
- Marine aquatic ecotoxicity potential (MAETP)
- Photochemical oxidant creation potential (POCP)
- Terrestrial ecotoxicity potential (TETP)

Non-impact indicators (not based on CML):

- Primary energy from renewable raw materials (net calorific value)

- Primary energy from non-renewable resources (net calorific value)
- Turbine recyclability (not life cycle based, turbine only)
- Product waste (not life cycle based, turbine only)
- Turbine circularity (not life cycle based, turbine only)

The impact modelling method used is that developed and maintained by the Centre for Environmental Science, Leiden University (CML, 2016) and which is incorporated into the GaBi LCA software tool. The chosen CML-method has been used in the current and previous LCAs by Vestas to give robust results for mid-point potential impacts. Furthermore, a recent study also confirmed that more recently published LCIA methods are not necessarily scientifically superior to CML as described by the paper titled: *Approach to qualify decision support maturity of new versus established impact assessment methods—demonstrated for the categories acidification and eutrophication* (Bach, Finkbeiner, 2017).

Also contained in Annex H the following additional results are presented:

- impact assessment methods for the Product Environmental Footprint version v1.09 (EC, 2016).

It was intended to assess an indicator for water scarcity footprint in this environmental assessment called AWARE water scarcity footprint method (Boulay, 2018). This method supersedes the water use method used in previous LCAs (along with the ‘Blue water consumption’ indicator). This indicator shows the water scarcity footprint based on available water remaining per unit area of watershed relative to the world average after water demand for human and aquatic ecosystems. This method is in accordance with the ISO 14046 standard for water footprint and is recommended by the UNEP-SETAC life cycle assessment initiative, PEF/OEF programme of the European Commission and the international EPD system (UNEP, 2016).

Additionally, it was also intended to assess ‘Blue water consumption’ which refers to water withdrawn and returned to ground water and surface water bodies. The blue water inventory includes all freshwater inputs and outputs but excludes rainwater. The water input flows refer to total water use. To quantify total freshwater consumption, all freshwater input flows and output flows are summed up. For impact assessment, only blue water (i.e. surface and groundwater) is considered. Sea water and rain water is also excluded from the aggregation.

However, due to an inconsistency in the dataset modelling for plate steel provided by worldsteel (2019) and cast iron in the Sphera database (2021), then it has not been possible to evaluate the full life cycle results for both AWARE and blue water. These results are currently excluded from the report until further clarifications are completed and will be included in an update to the report.

The CML impact categories focus on the so-called “midpoints” of the cause-effect chain. This means that they aggregate data on emissions (the starting points in the cause-effect chain) and characterise their potential impacts in various categories (e.g. global warming, acidification, etc.), but do not go as far as to assess the endpoints, such as loss of biodiversity, damage to human health, etc. caused by these impacts. As such, the impact assessment results generated are relative expressions and do not predict impacts on category end-points, the exceeding of thresholds, safety margins or risks.

These impact categories occur on different geographical scales, ranging from global impacts (such as GWP) to regional impacts (such as acidification potential) and local impacts (such as, aquatic toxicity or human toxicity potential), and the relevance of the point of emission becomes more important the more localised the impact that is being considered. For example, one kilogram of carbon dioxide

emitted anywhere in Denmark will give the same contribution to global warming as one kilogram of carbon dioxide emitted anywhere else in the world; whereas for more regionally confined impact categories, only emissions that occur in that location will have a measurable impact. As such, results generated using these impact categories should be considered to be worst-case potential impacts rather than actual impacts on the environment. Further details on the impact indicators can be found in Annex A.

For the 'non-impact' indicators assessed in the LCA some additional comments should also be noted in relation to water use and water footprinting. There is a standard to provide the framework for internationally harmonised metrics for water footprints: *ISO 14046, Water footprint – Requirements and guidelines* (ISO, 2014). This complements existing standards for life cycle assessment (i.e. ISO 14040/44), as well as others for product carbon footprinting and greenhouse gas (GHG) accounting and verification.

Also, in general, a life cycle assessment does not address some other environmental concerns, such as the potential impacts of land use, noise and local impacts on flora and fauna. In general, a LCA should not stand alone in the assessment of technologies; but other environmental management techniques, such as risk assessment and Environmental Impact Assessment (EIA), are valuable tools that address these environmental concerns. These types of assessments are normally conducted as part of the local permitting and planning process for installation of the wind power plant.

Additionally, it is noted that guidance already exists for preparing an Environmental Product Declaration (EPD) based on ISO 14025 (2006b) for electrical energy via the Product Category Rules (Environdec, 2015) for electricity generation and distribution. In general, those rules align with the current LCA in terms of functional unit, system boundaries and general data quality requirements. Although the current LCA has not adopted the EPD approach, it is in conformity with ISO 14040/44 (2006). Some differences in approach arise where end-of-life and recycling credits are excluded from the EPD boundary (but a recycled-content approach is adopted in the EPD), as well as the reporting of results, for example, where the EPD includes reporting of potential impacts both to the point of existing grid (as this LCA does), as well as to the point of the consumer (i.e., defined by voltage delivered). Some additional indicators are also reported within the EPD, such as waste generation, noise, land-use, impacts on biodiversity, as well as environmental risk assessment, which are not included in the LCA.

No normalisation, grouping, ranking, or weighting have been applied to the results.

3.9 Interpretation

The interpretation stage of the LCA has been carried out in accordance with the main steps defined in ISO 14044 (2006a) for life cycle assessment, which includes an assessment of the significant environmental flows and environmental impacts based upon the results of the life cycle inventory (LCI) and life cycle impact assessment (LCIA). The most significant turbine components, life cycle stages and inventory flows (substance extraction and emissions to/from the environment) are identified and assessed.

An evaluation of both the completeness and consistency of datasets and assumptions has been qualitatively evaluated in the LCA. The LCI datasets have been qualitatively assessed based on the requirements shown in Table 5.

Table 5: Data quality requirements for inventory data

Parameter	Description	Requirement
Time-related coverage	Desired age of data and the minimum length of time over which data should be collected.	Data should represent the situation in 2021 and cover a period representing a complete calendar year.
Geographical coverage	Area from which data for unit processes should be collected.	Data should be representative of the Vestas global supply chain.
Technology coverage	Technology mix.	Technology (for manufacture, product usage and end-of-life management) should be representative of global supply conditions and technology.
Precision	Measure of the variability of the data values for each data category expressed.	No requirement specified.
Completeness	Assessment of whether all relevant input and output data are included for a certain data set.	Specific datasets will be compared with literature data and databases, where applicable.
Representativeness	Degree to which the data represents the identified time-related, geographical, and technological scope.	The data should fulfil the defined time-related, geographical, and technological scope.
Consistency	How consistent the study methodology has been applied to different components of the analysis.	The study methodology will be applied to all the components of the analysis.
Reproducibility	Assessment of the methodology and data, and whether an independent practitioner will be able to reproduce the results.	The information about the methodology and the data values should allow an independent practitioner to reproduce the results reported in the study.
Sources of the data	Assessment of data sources used.	Data will be derived from credible sources and databases.

Sensitivity analyses have also been conducted to better understand the scale and importance of uncertainties in data and of the modelling assumptions for the wind power plant system. The following sensitivity analyses have been carried out for this study:

1. variation in WTG power rating: 5.6 MW and 6.0 MW;
2. variation in wind power plant rating: ± 4 years;
3. variation in frequency of parts replacement;
4. variation in hub height: 119m and 125m;
5. operating varying the transport distances for components to wind plant erection site;
6. varying the distance of the wind plant to the existing grid taking into account corresponding cable losses;

7. high ground water level type foundation;
8. incidence of a potential turbine switchgear blow-out; and
9. potential effects of method used for crediting recycling of metals.

Additionally, the major conclusions and recommendations for improvement have been identified (refer to Section 7). The study limitations are highlighted throughout the report, where relevant.

As part of the interpretation of the study, reference has also been made to LCA guidance and documents, including:

- ILCDC handbook: General guide for life cycle assessment (EC, 2010); and
- UNEP Global Guidance Principles for Life Cycle Assessment Databases (UNEP, 2011).

3.10 Report type and format

This report will be made available electronically via the Vestas website.

3.11 Critical review

The outcomes of this LCA study are intended to support external communication. In order to assure the rigour of the study and robustness of the results, an independent critical review of the study according to ISO TS 14071 (2014a) has been conducted.

The goal and scope of the critical review is defined in accordance with ISO 14044, paragraph 6.1. Following ISO 14044, the critical review process shall ensure that (ISO, 2006b):

- the methods used to carry out the LCA are consistent with this International Standard;
- the methods used to carry out the LCA are scientifically and technically valid;
- the data used are appropriate and reasonable in relation to the goal of the study;
- the interpretations reflect the limitations identified and the goal of the study; and
- the study report is transparent and consistent.

Prof. Dr. Matthias Finkbeiner⁵ has been nominated by Vestas based on his expertise in the field of sustainability and his experience of reviewing technical LCA studies. The review is performed as a critical review by an external expert according to paragraph 6.2 of ISO 14044 (2006a), as the study is not intended for comparative assertions intended to be disclosed to the public. The review is performed at the end of the study and excluded an assessment of the life cycle inventory (LCI) model as well as an assessment of individual datasets.

⁵ The reviewer acts and was contracted as an independent expert, not as a representative of his affiliated organisation.

4 Material breakdown of V162-6.2 MW wind power plant

Table 6 (per wind plant total) and Table 7 (per kWh delivered to grid) present the material breakdown for the complete onshore 100MW wind power plant of V162-6.2 MW turbines. The entire power plant is included in the presented inventory, with the exception of replacement parts. Additionally, Figure 5 shows the percentage breakdown of wind turbine-only by mass and Figure 6 shows the material breakdown for the entire wind power plant by mass.

The complete life cycle inventory results for the power plant are shown in Annex G, divided into substance flows and reported per main life cycle stage.

Figure 5: Material breakdown of V162-6.2 MW turbine-only (% mass)

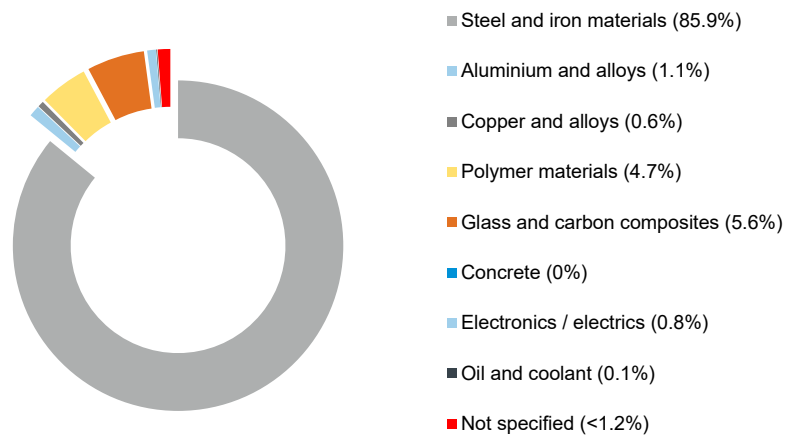


Figure 6: Material breakdown of 100MW power plant of V162-6.2 MW turbines (% mass)

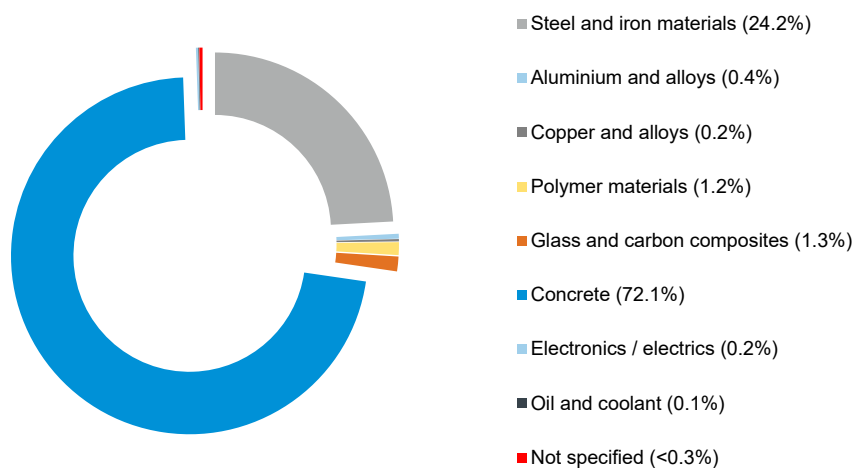


Table 6: Material breakdown of 100MW power plant of V162-6.2 MW turbines (units shown in tonne per total wind plant)

Material classification	Unit	Turbines	Foundations	Site cables	Site switchgears	Site transformer
Steel and iron materials (total)	tonne	11082	2026	0	6	32
Unalloyed, low alloyed	tonne	8583	1879	0	0	0
Highly alloyed	tonne	982	146	0	5	0
Cast iron	tonne	1517	0	0	<1	0
Lights alloys, cast and wrought alloys (total)	tonne	138	0	102	0	<1
Aluminium and aluminium alloys	tonne	0	0	73	0	<1
Nonferrous heavy metals, cast and wrought alloys (total)	tonne	76	1	28	2	8
Copper	tonne	76	1	26	2	8
Copper alloys	tonne	0	0	0	0	0
Zinc alloys	tonne	0	0	0	0	0
Nonferrous heavy metals, cast and wrought alloys (unspecified)	tonne	0	0	0	0	0
Polymer materials (total)	tonne	602	1	26	<1	1
Other materials and material compounds (total)	tonne	769	39257	0	<1	4
Modified organic natural materials	tonne	35	0	0	0	3

Ceramic / glass	tonne	727	0	0	0	1
Concrete	tonne	0	39257	0	0	0
SF ₆ gas	tonne	0.171	0	0	0.042	0
Magnets	tonne	8	0	0	0	0
Electronics / electrics (total)	tonne	109	<0.5	0	0	1
Electronics	tonne	27	0	0	0	1
Electrics	tonne	82	<0.5	0	0	0
Lubricants and liquids (total)	tonne	8	0	<0.5	0	13
Lubricants	tonne	8	0	<0.5	0	13
Coolant / other glycols	tonne	0	0	0	0	0
Not specified (total)	tonne	80	0	0	0	0
<hr/>						
Total mass	tonne	12878	41285	173	8	58
Total number of pieces	each	16	16	1	6	1
Mass of piece	tonne	805	2580	173	1	58

Note: the material breakdown represents the 'as-built' mass of the power plant and excludes production wastes or parts for servicing.

Table 7: Material breakdown of 100MW power plant of V162-6.2 MW turbines (units shown in mg per kWh)

Material classification	Unit	Turbines	Foundations	Site cables	Site switchgears	Site transformer
Steel and iron materials (total)	mg per kWh	1606	293	0	1	5
Unalloyed, low alloyed	mg per kWh	1244	272	0	0	0
Highly alloyed	mg per kWh	142	21	0	1	0
Cast iron	mg per kWh	220	0	0	<0.1	0
Lights alloys, cast and wrought alloys (total)	mg per kWh	20	0	15	0	<0.1
Aluminium and aluminium alloys	mg per kWh	<0.1	0	11	0	<0.1
Nonferrous heavy metals, cast and wrought alloys (total)	mg per kWh	11	<0.5	4	<0.5	1
Copper	mg per kWh	11	<0.5	4	<0.5	1
Copper alloys	mg per kWh	<0.1	0	0	0	0
Zinc alloys	mg per kWh	0	0	0	0	0
Nonferrous heavy metals, cast and wrought alloys (unspecified)	mg per kWh	0	0	0	0	0
Polymer materials (total)	mg per kWh	87	<0.5	4	0	<0.5
Other materials and material compounds (total)	mg per kWh	111	5688	0	0	<1

Modified organic natural materials	mg per kWh	5	0	0	0	<0.5
Ceramic / glass	mg per kWh	105	0	0	0	<0.1
Concrete	mg per kWh	0	5688	0	0	0
SF ₆ gas	mg per kWh	0.025	0	0	0.006	0
Magnets	mg per kWh	1	0	0	0	0
Electronics / electrics (total)	mg per kWh	16	<0.1	0	0	<0.5
Electronics	mg per kWh	4	0	0	0	0
Electrics	mg per kWh	12	<0.1	0	0	<0.5
Lubricants and liquids (total)	mg per kWh	1	0	<0.1	0	2
Lubricants	mg per kWh	1	0	<0.1	0	2
Coolant / other glycols	mg per kWh	<0.1	0	0	0	0
Not specified (total)	mg per kWh	12	0	0	0	0
Total mass	mg per kWh	1866	5982	25	1	8

Note: the material breakdown represents the 'as-built' mass of the power plant and excludes production wastes or parts for servicing.

5 Impact assessment

5.1 Summary of results

Table 8 presents the total potential environmental impacts associated with an onshore 100MW wind power plant of V162-6.2 MW turbines, covering the entire power plant over the life cycle. An additional breakdown of the results is shown in Section 5.2, which provides an assessment of each impact category by life cycle stage. Annex A contains a description of the impact categories assessed in the study.

Table 8: Whole-life environmental impacts of V162-6.2 MW plant (units shown in g, mg or MJ per kWh)

Environmental impact categories:	Unit	Quantity
CML-impact indicators:		
Abiotic resource depletion (ADP elements)	mg Sb-e	0.11
Abiotic resource depletion (ADP fossils)	MJ	0.07
Acidification potential (AP)	mg SO ₂ -e	24
Eutrophication potential (EP)	mg PO ₄ -e	2.9
Freshwater aquatic ecotoxicity potential (FAETP)	mg DCB-e	36
Global warming potential (GWP)	g CO ₂ -e	6.2
Human toxicity potential (HTP)	mg DCB-e	3347
Marine aquatic ecotoxicity potential (MAETP)	g DCB-e	803
Photochemical oxidant creation potential (POCP)	mg Ethene	1.9
Terrestrial ecotoxicity potential (TETP)	mg DCB-e	39
Non CML-impact indicators:		
*Primary energy from renewable raw materials	MJ	0.02
*Primary energy from non-renewable resources	MJ	0.08
**AWARE water scarcity footprint	g	Not assessed
Blue water consumption	g	Not assessed
***Return-on energy	Number of times	37
****Turbine recyclability (not life cycle based, turbine only)	% (w/w)	84%
*****Turbine circularity (not life cycle based, turbine only)	-	0.64

* Net calorific value

** Based on WULCA model for water scarcity footprint that assesses available water remaining water (Boulay, 2018),

*** Based on 'Net energy' calculation defined in Section 6

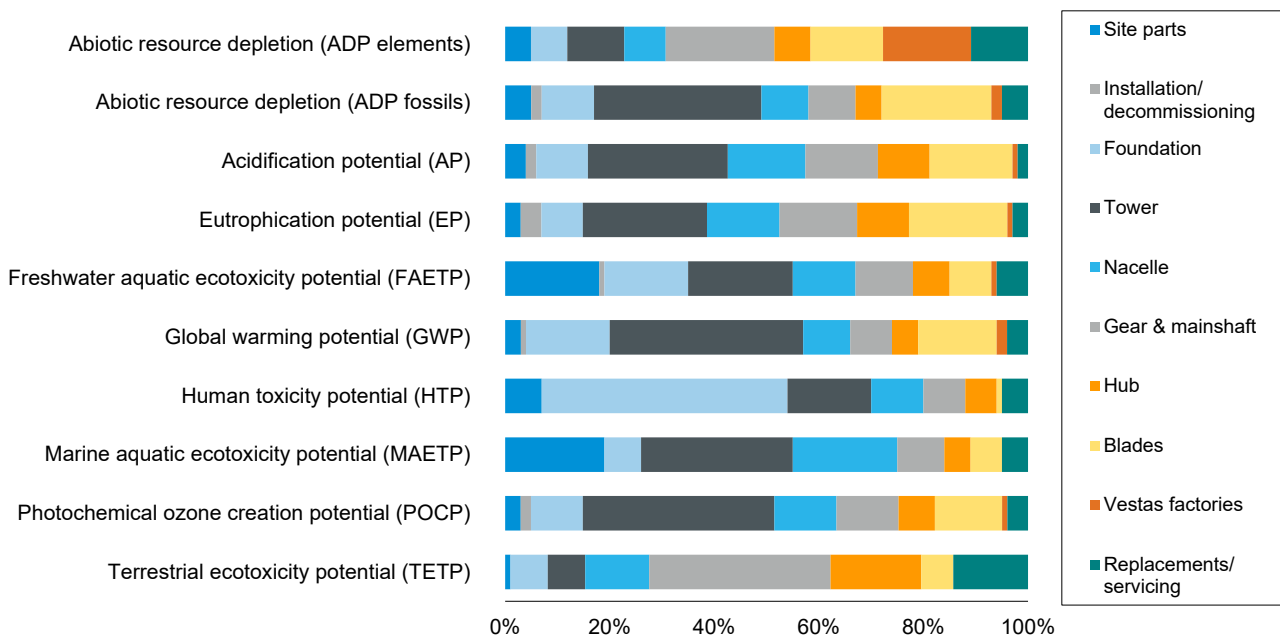
**** Rounded up or down to the nearest half percentage point.

***** Based on Circularity indicator calculation defined in section 5.3.6

Figure 7 presents the potential environmental impacts for raw material and component production stages of the life cycle, including servicing, maintenance during operation (i.e. all life cycle stages excluding end-of-life). The results show that for the turbine components, the nacelle, tower and the blades contribute most significantly to all environmental impact indicators. The next most significant components are the site parts and the foundations. Vestas factories contribute around 1% and 8% across all impact categories. It should be noted that transport, where this occurs, is included for each part and has not been disaggregated.

Increasingly Vestas customers and national authorities request a performance metric for total tonnes of CO₂-e per MW for a wind plant and wind turbine-only. For the EnVentus V162-6.2 MW, the results are 430 tonnes CO₂ per MW for the complete wind plant and 313 tonnes CO₂ per MW for the turbine-only, over the full life-cycle.

Figure 7: Production and use-phase environmental impacts of V162-6.2 MW



5.2 Analysis of results: impact categories

The results for each impact category are described in further detail in the following sections, identifying the potential impacts by life cycle stage of the wind power plant, and major contributing components and substances. Table 8 shows the results for each impact category, for the following main life cycle stages:

- *manufacture*: includes raw material extraction through to factory gate and transport to site;
- *plant set-up*: includes roads and onsite installation equipment (e.g. cranes, generators, etc);
- *operation*: includes power plant maintenance, servicing, and transport; and
- *end-of-life*: includes decommissioning, recycling, and waste disposal.

Annex A contains a description of the impact assessment methods and impact categories evaluated in this LCA.

Table 9: Whole-life environmental impacts of V162-6.2 MW by life cycle stage (units shown in g, mg or MJ per kWh)

Impact category	Unit	Manuf acture	Plant setup	Operation	End-of- life	Total
CML-impact indicators:						
Abiotic resource depletion (ADP elements)	mg Sb-e	0.16	0.00	0.01	-0.06	0.11
Abiotic resource depletion (ADP fossils)	MJ	0.10	0.00	0.00	-0.03	0.07
Acidification potential (AP)	mg SO ₂ -e	30	0	1	-7	25
Eutrophication potential (EP)	mg PO ₄ -e	3.08	0.06	0.11	-0.31	2.94
Freshwater aquatic ecotoxicity potential (FAETP)	mg DCB-e	37	0	2	-3	36
Global warming potential (GWP)	g CO ₂ -e	9.1	0.0	0.3	-3.2	6.2
Human toxicity potential (HTP)	mg DCB-e	4139	2	186	-986	3341
Marine aquatic ecotoxicity potential (MAETP)	g DCB-e	1143	1	55	-398	802
Photochemical oxidant creation potential (POCP)	mg Ethene	3.21	0.03	0.11	-1.49	1.85
Terrestrial ecotoxicity potential (TETP)	mg DCB-e	27	0	5	7	39
Non CML-impact indicators:						
*Primary energy from renewable raw materials	MJ	0.01	0.00	0.00	0.00	0.02
*Primary energy from resources	MJ	0.11	0.00	0.00	-0.03	0.08
**AWARE water scarcity footprint	g	-	-	-	-	Not assessed
Blue water consumption	g	-	-	-	-	Not assessed

* Net calorific value

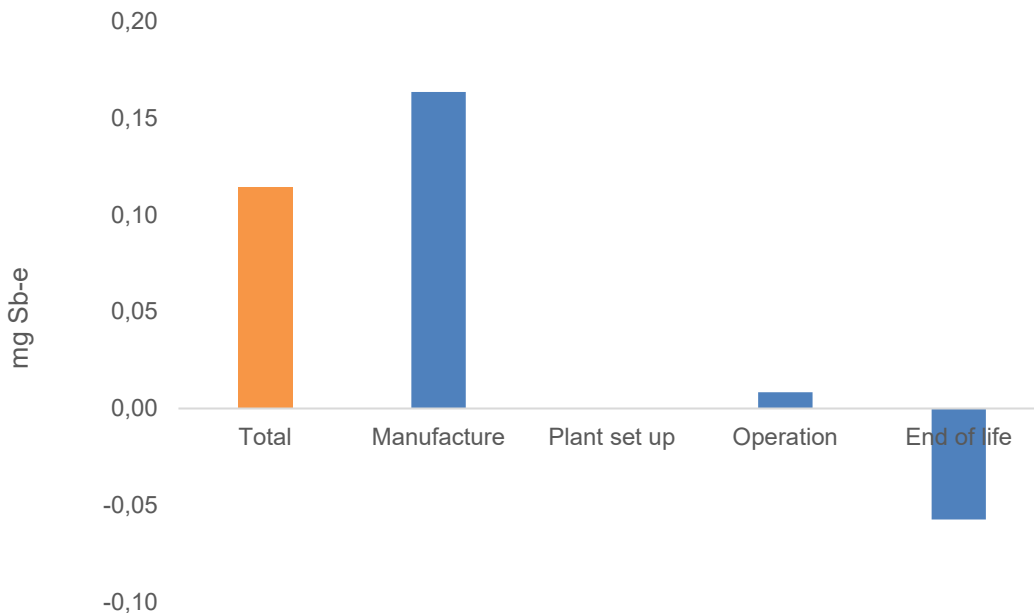
** Based on WUCLA model for water scarcity footprint that assesses available water remaining water (Boulay, 2018)

5.2.1 Abiotic resource depletion (elements)

Abiotic resource depletion (elements) provides an indication of the potential depletion (or scarcity) of non-energetic natural resources (or elements) in the earth's crust, such as iron ores, aluminium or precious metals, and it accounts for the ultimate geological reserves (not the economically feasible reserves) and the anticipated depletion rates. It is measured in mass of antimony equivalents.

Figure 8 shows the potential impacts by life cycle stage for abiotic resource depletion (elements) per kWh of electricity produced by the power plant. The manufacturing stage dominates the life cycle. This is primarily driven by use of metals, such as silver (29%), lead (28%), molybdenum (13%), colemanite (8%), zinc (5%), chromium (6%), and gold (5%). This potential impact mainly relates to the use of high-alloy steels in the nacelle parts, such as generator and gearbox, etc. Colemanite ore consumption is driven by the manufacture of the glass fibre in the blades of the turbine. The end-of-life phase also has a contribution, providing an environmental credit for the recycling of metals (around -33%), where production of these materials is avoided. The end-of-life stage is dominated by the recycling of steel. The impact from operation relates primarily to replacement parts over the lifetime of the turbine.

Figure 8: Contribution by life cycle stage to Abiotic resource depletion (element) per kWh



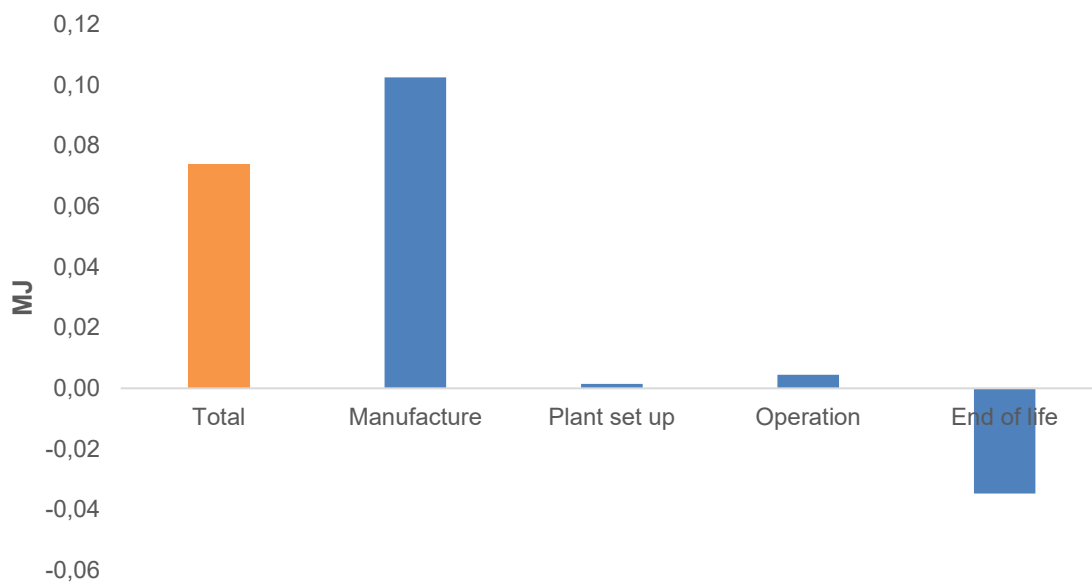
5.2.2 Abiotic resource depletion (fossil)

Acidification potential provides a measure of the decrease in the pH-value of rainwater and fog, which has the effect of ecosystem damage due to, for example, nutrients being washed out of soils and increased solubility of metals into soils. Acidification potential is generally a regional impact and is measured in mass of sulphur dioxide equivalents.

Figure 10 shows the potential impacts of acidification per kWh of electricity produced by the power plant. The manufacturing stage of the power plant dominates this impact category, which primarily relates to production of the tower (31%), blades (18%), foundations (11%), nacelle (9%), and site cables (3%). Overall, the impacts relate to the consumption of oil (35%), natural gas (35%) and coal (22%) for the production of metals and polymers.

The end-of-life phase also has an overall contribution, providing an environmental credit (of around -33%) for the recycling of metals, which avoids production of these materials. Similarly, the substances driving the environmental credit for end-of-life relate to the avoidance of sulphur-dioxide and nitrogen-oxide emissions to air.

Figure 9: Contribution by life cycle stage to Abiotic resource depletion (fossil) per kWh



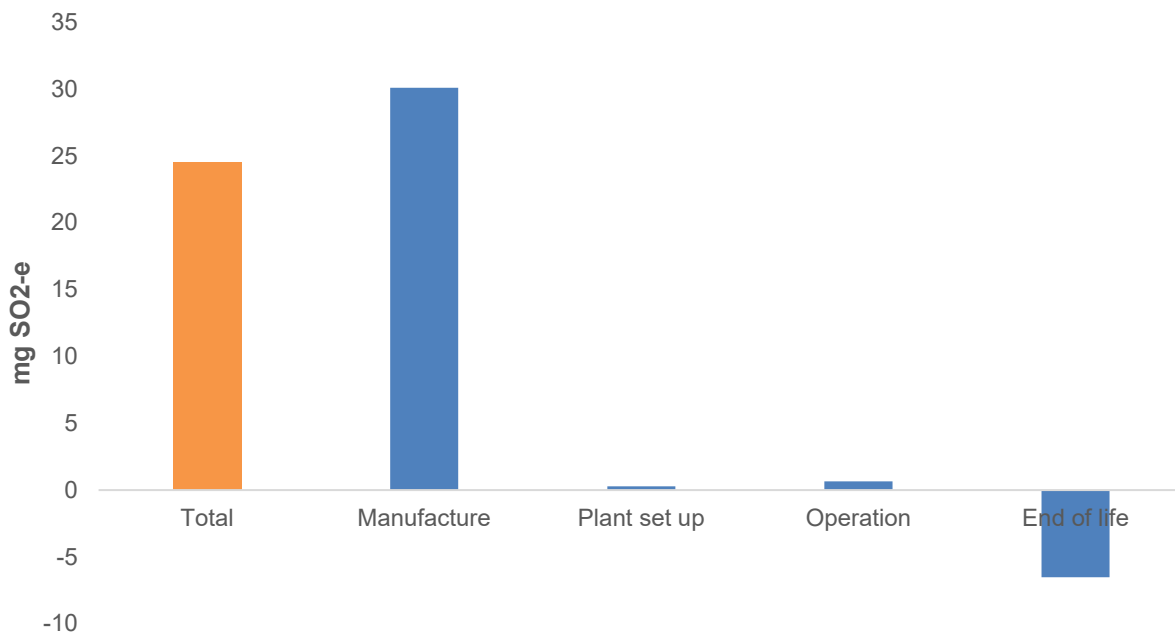
5.2.3 Acidification potential

Acidification potential provides a measure of the decrease in the pH-value of rainwater and fog, which has the effect of ecosystem damage due to, for example, nutrients being washed out of soils and increased solubility of metals into soils. Acidification potential is generally a regional impact and is measured in mass of sulphur dioxide equivalents.

Figure 10 shows the potential impacts of acidification per kWh of electricity produced by the power plant. The manufacturing stage of the power plant dominates this impact category, which primarily relates to production of the tower (26%), nacelle (15%), blades (14%), foundations (10%), and site cables (3%). The emissions to air of sulphur dioxide (62%) and nitrogen oxides (32%) are associated with the production of iron and steel and with glass fibres in the blades.

The end-of-life phase also has an overall contribution, providing an environmental credit (of around -22%) for the recycling of metals, which avoids production of these materials. Similarly, the substances driving the environmental credit for end-of-life relate to the avoidance of sulphur-dioxide and nitrogen-oxide emissions to air.

Figure 10: Contribution by life cycle stage to Acidification potential per kWh



5.2.4 Eutrophication potential

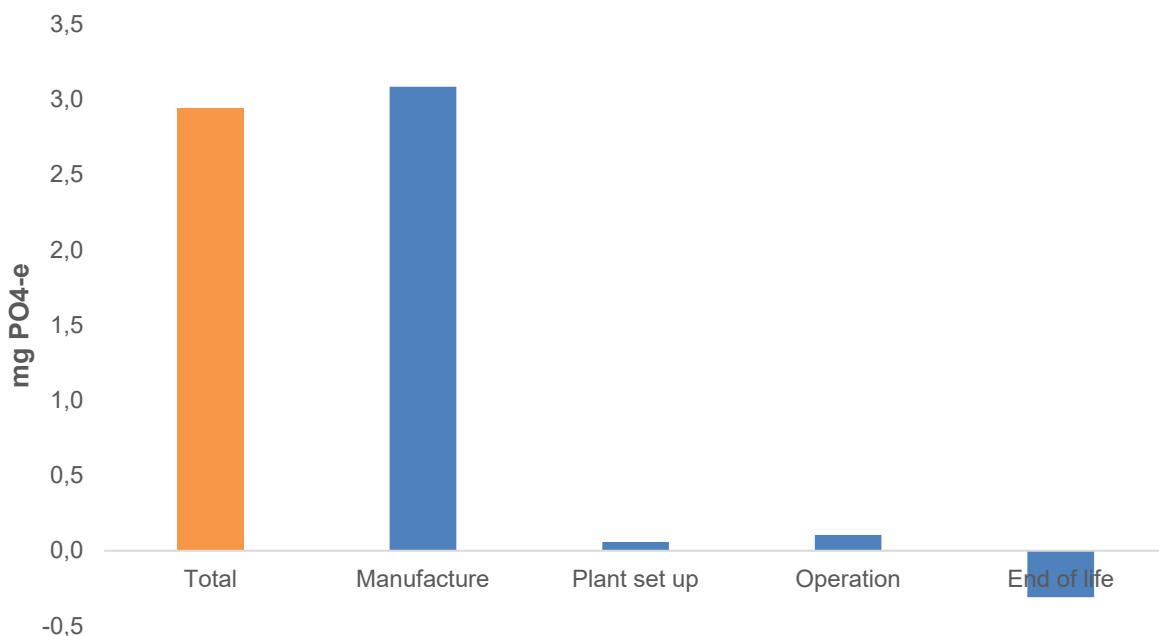
In general terms, eutrophication potential provides a measure of nutrient enrichment in aquatic or terrestrial environments, which leads to ecosystem damage to those locations from over-enrichment and is measured in mass of phosphate equivalents.

Figure 11 shows the potential impacts of eutrophication per kWh of electricity produced by the power plant. As with other impact categories, it is the manufacturing stage of the power plant that dominates the overall life cycle. Over the complete life cycle, the primary substances contributing to eutrophication are the emissions to air of nitrogen oxides (80%), nitrous oxide (1%) and inorganic emissions to fresh water (7%).

The principal turbine components contributing to eutrophication potential are the tower (23%), blades (18%) nacelle (13%), and foundation (8%). Additionally, the site cables contribute around 2%. The eutrophication impacts in the nacelle and tower are mainly due to the transportation associated with the same. In the blades, the contribution to eutrophication potential is from the manufacture of glass fibre; concrete in the foundations and aluminium contributes to eutrophication potential in the site cables.

The nitrous oxide emissions are driven mainly by the manufacture of the glass fibre used in the turbine blades. The end-of-life phase also has a relatively low overall contribution, providing an environmental credit (of around -11%). The relatively low credit at end-of-life for this impact category (in comparison to other impact indicators) relates to the relatively lower contribution of steel production to this impact category which corresponds to lower credits for steel recycling.

Figure 11: Contribution by life cycle stage to Eutrophication potential per kWh

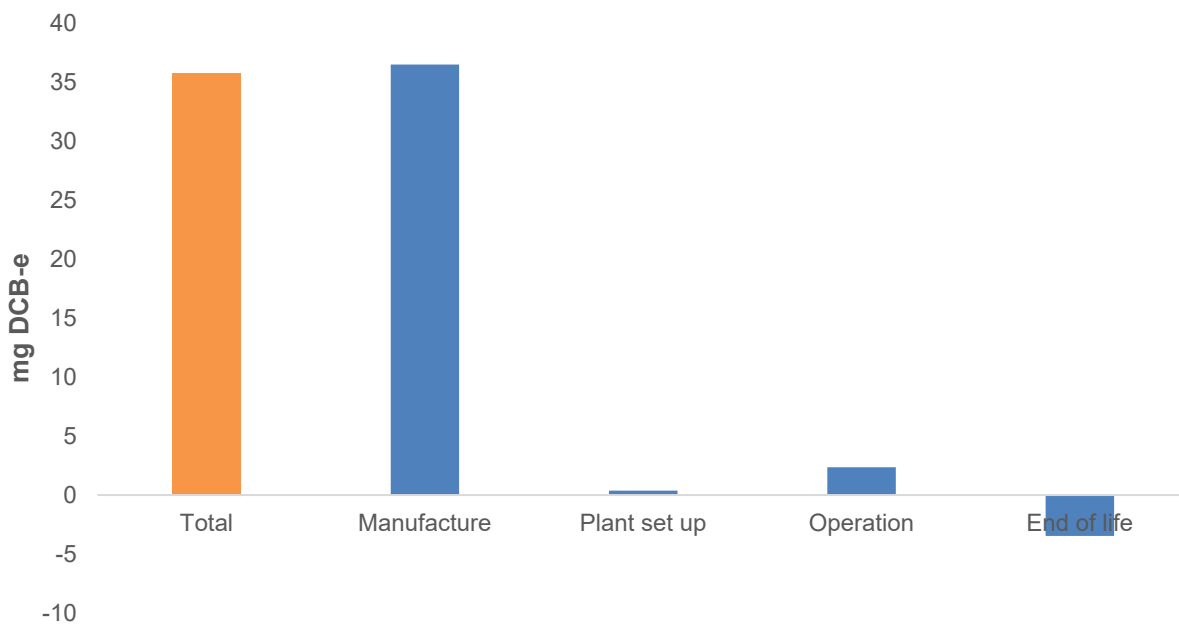


5.2.5 Freshwater aquatic ecotoxicity potential

Freshwater aquatic ecotoxicity potential, in general terms, refers to the impact on freshwater ecosystems, as a result of emissions of toxic substances to air, water and soil, and is measured in mass of dichlorobenzene equivalents.

Figure 12 shows the potential impacts of freshwater aquatic ecotoxicity per kWh of electricity produced by the power plant. The manufacturing stage dominates the life cycle impacts, with the production of site parts (60%), tower (19%), foundation (15%), nacelle (12%), blades (7%), and hub (7%). For the cables, it is the production of polymer materials (polyvinylchloride and polyethylene), which results in the emission of polychlorinated dibenzo-p-dioxins to fresh water. While other contributing substances relate to the release of heavy metals (51%) to water and to air, such as nickel, vanadium and barium. These heavy metal releases result from the production processes for metals used in the turbine. The environmental credit for end-of-life is also associated with the avoidance of heavy metal release to air and water (around -9%) from recycling.

Figure 12: Contribution by life cycle stage to Freshwater aquatic ecotoxicity potential per kWh

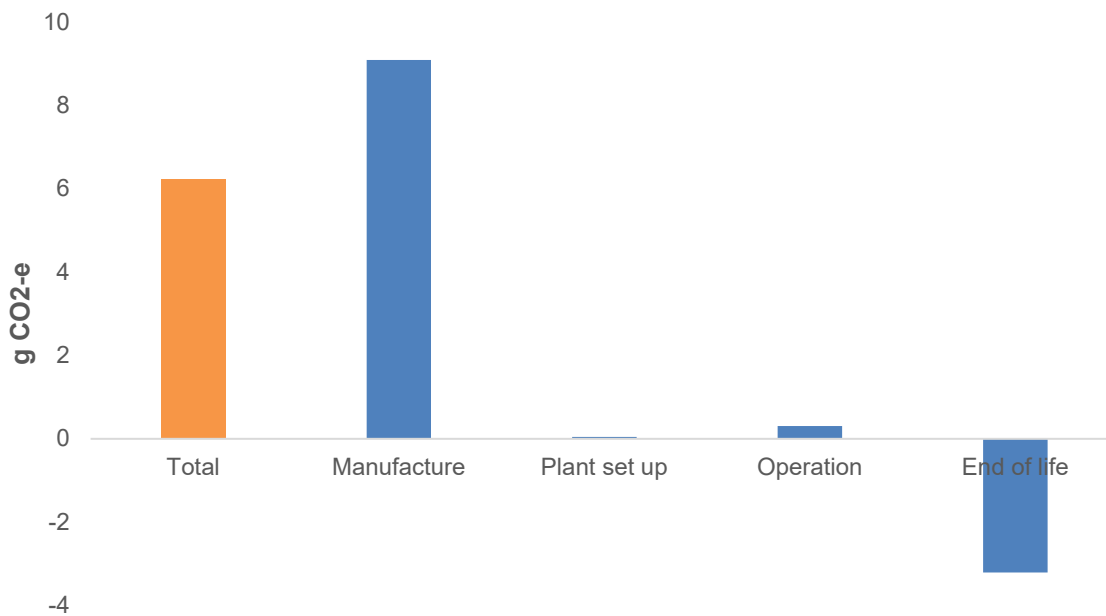


5.2.6 Global warming potential

Global warming potential impacts result in a warming effect of the earth's surface due to the release of greenhouse gases into the atmosphere and is measured in mass of carbon dioxide equivalents.

Figure 13 shows the potential impacts of global warming per kWh of electricity produced by the power plant. As with other impact categories, it is the manufacturing stage that dominates the life cycle, with the production of the tower (34%), foundations (16%), blades (13%), gear and mainshaft (11%), nacelle (9%), and cables (2%), being the primary components contributing to this impact category. Vestas production and operations contribute around 1% of the global warming impacts. The end-of-life phase also has a significant contribution (-34%), providing environmental credits associated with avoided metal production of iron, steel, copper and aluminium. The emission to air of carbon dioxide (92%) is the primary contributing substance, which results from the combustion of fuels in production of the turbine raw materials, as well as methane (6%) resulting from glass fibre and steel production. Other lesser contributing substances to global warming potential include the release of sulphur hexafluoride gas to air (0.0003%) from improperly disposed switchgears, and nitrous oxide (0.7%) from various production processes, including glass fibre production used in the blades.

Figure 13: Contribution by life cycle stage to Global warming potential per kWh



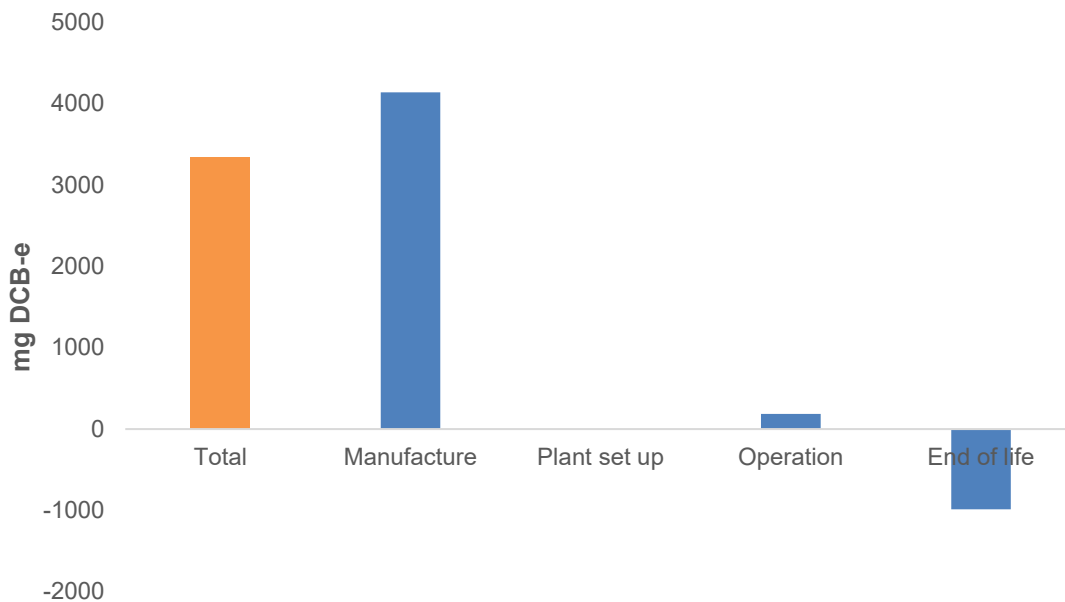
5.2.7 Human toxicity potential

Human toxicity potential, in general terms, refers to the impact on humans, as a result of emissions of toxic substances to air, water and soil, and is measured in mass of dichlorobenzene equivalents.

Figure 14 shows the potential impacts of human toxicity per kWh of electricity produced by the power plant. The manufacturing stage dominates the life cycle impacts, with the production of site parts (43%), tower (16%), nacelle (10%), gear and main shaft (8%) being the principal contributing components. The end-of-life phase also provides a large environmental credit (around -23%) from the recycling of metals.

The release of heavy metals to air (12%), like nickel and arsenic and the emission of non-methane volatile organic compounds (83%) are the main contributors to the human toxicity potential. The non-methane volatile organic compounds are released primarily from the manufacture of aluminium from the site cables and glass fibre from the blades.

Figure 14: Contribution by life cycle stage to Human toxicity potential per kWh

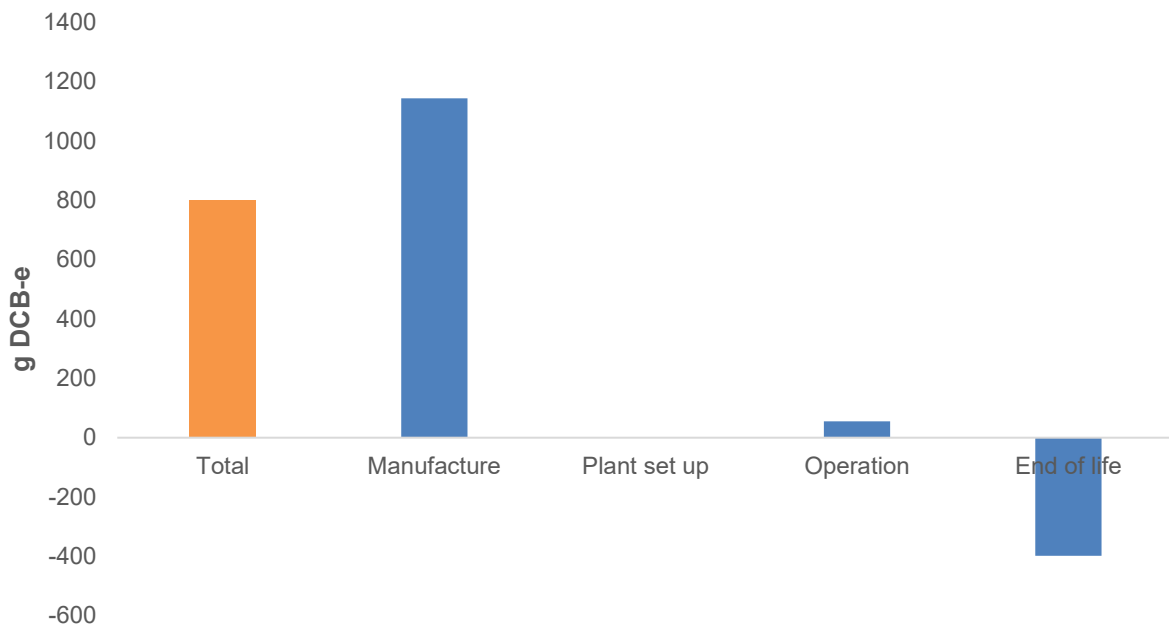


5.2.8 Marine aquatic ecotoxicity potential

Marine aquatic ecotoxicity potential, in general terms, refers to the impact on marine water ecosystems, as a result of emissions of toxic substances to air, water and soil, and is measured in mass of dichlorobenzene equivalents.

Figure 15 shows the potential impacts of marine aquatic ecotoxicity per kWh of electricity produced by the power plant. As with the other toxicity impacts presented the LCA, it is the manufacturing stage that dominates the life cycle impacts. The potential impacts for marine aquatic ecotoxicity are primarily due to emissions of hydrogen fluoride to air (84%) from both aluminium and steel production processes, where the aluminium is used in the site cables, tower cables, tower internals, and steel throughout many parts of the turbine. The remaining impacts primarily result from emissions of heavy metals to air (10%), fresh water (1%) and sea water (0.2%), which result, for example, from the production of stainless-steel materials. The end-of-life stage also offers substantial environmental credits (around -33%), which is mainly associated with the avoided emissions of hydrogen fluoride to air from aluminium and steel production.

Figure 15: Contribution by life cycle stage to Marine aquatic ecotoxicity potential per kWh

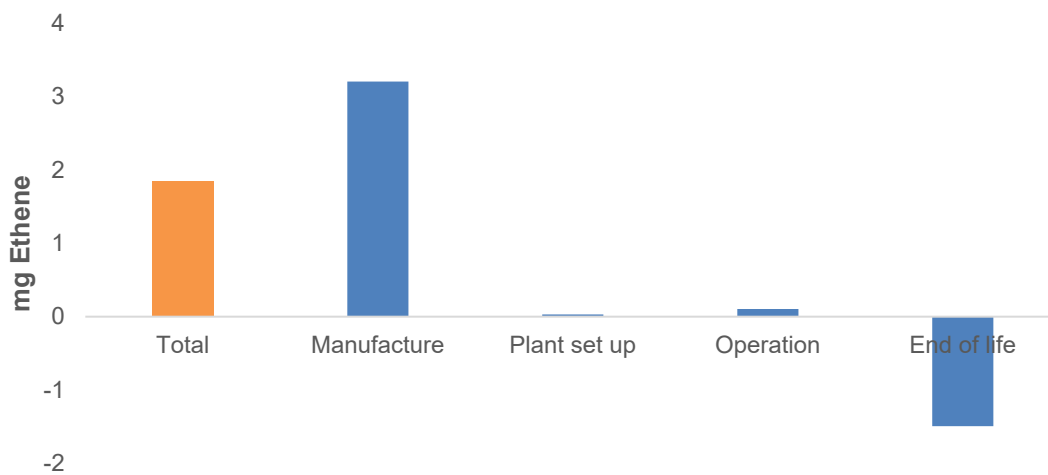


5.2.9 Photochemical oxidant creation potential

Photochemical oxidant creation provides a potential indication of low-level oxidant formation, also known as summer smog, which damages vegetation and in high concentrations is toxic to humans.

Figure 16 shows the potential photochemical oxidant creation per kWh of electricity produced by the power plant. The results show that manufacturing stage dominates the life cycle, which is primarily related to the tower (33%), gear and main shaft (14%), nacelle (11%), blades (11%) and foundation (11%). The main contributing substances are carbon monoxide (40%), sulphur dioxide (23%), non-methane volatile organic compounds (19%), nitrogen oxides (17%) and VOCs (2%) from steel, aluminium, copper, and glass fibre production processes. Transport contributes 1% to photochemical oxidant creation which is primarily from shipping operations. End-of-life recycling provides a credit of around -45% of potential impacts. Vestas production and operations contribute about 1% overall to this impact category.

Figure 16: Contribution by life cycle stage to Photochemical oxidant creation potential per kWh

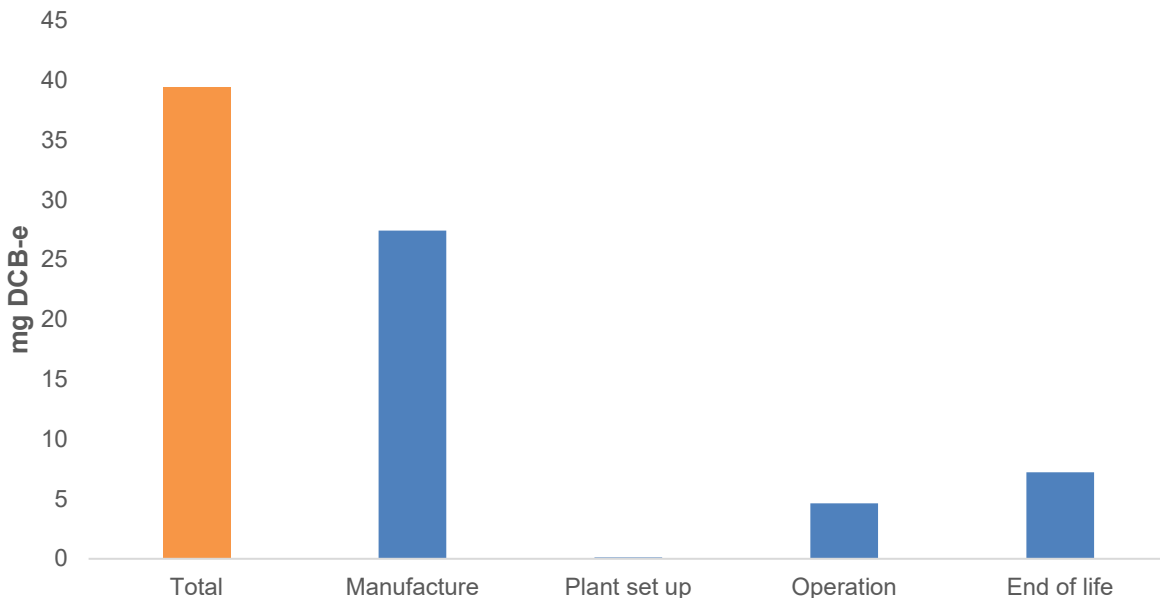


5.2.10 Terrestrial ecotoxicity potential

Terrestrial ecotoxicity potential, in general terms, refers to the impact on terrestrial ecosystems, as a result of emissions of toxic substances to air, water and soil, and is measured in mass of dichlorobenzene equivalents.

Figure 17 shows the potential impacts of terrestrial ecotoxicity per kWh of electricity produced by the power plant. As with other impact categories in the LCA, the results show that the manufacturing stage dominates the life cycle which is primarily driven by the release of heavy metals to air (96%), as well as heavy metal emissions to soil (3%). The heavy metals relate mainly to chromium, and mercury. These emissions mainly result from the production of metals used in the turbine, particularly production of, cast iron, steel, and stainless steels and in the gear and main shaft (34%), hub (17%), replacement parts (13%), nacelle (12%), tower (7%), and foundations (6%). End-of-life recycling provides a negative credit (of around +22%). This is due to a discrepancy in values of the steel dataset and the steel scrap dataset due to the steel recycling scrap value which causes an overall detrimental impact. Vestas production and operations contribute around 1% in total to this impact category.

Figure 17: Contribution by life cycle stage to Terrestrial ecotoxicity potential per kWh



5.3 Analysis of results: non CML-impact indicators

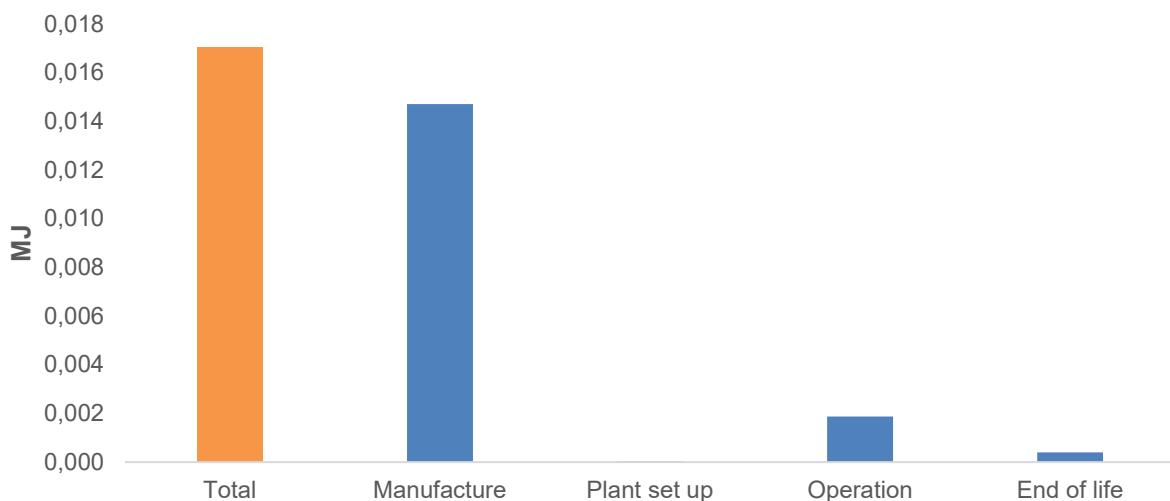
This section provides an analysis of the non-CML impact related indicators for the life cycle assessment.

5.3.1 Primary energy from renewable raw materials (net calorific value)

Primary energy from renewable raw materials gives a measure of the quantity of renewable energy consumed from hydropower, wind power, solar energy and biomass, measured in MJ.

Figure 18 shows the consumption of primary energy from renewable raw materials per kWh of electricity produced by the power plant. As with other results in the LCA, the manufacturing stage dominates the life cycle. Within the manufacturing stage, the most significant components are the gear and main shaft (20%), blades (14%), replacement parts (11%), tower (10%), nacelle (7%), site cables (5%), foundation (6%), hub (6%), and Vestas production (around 18%). The end-of-life provides a negative 0.02% credit due to discrepancy in the steel scrap and steel plate datasets from renewable sources like hydropower. The contributions to this indicator mainly arise from wind energy, hydropower and solar energy.

Figure 18: Contribution by life cycle stage to Primary energy from renewable raw materials (net calorific value) per kWh



5.3.2 Primary energy from non-renewable resources (net calorific value)

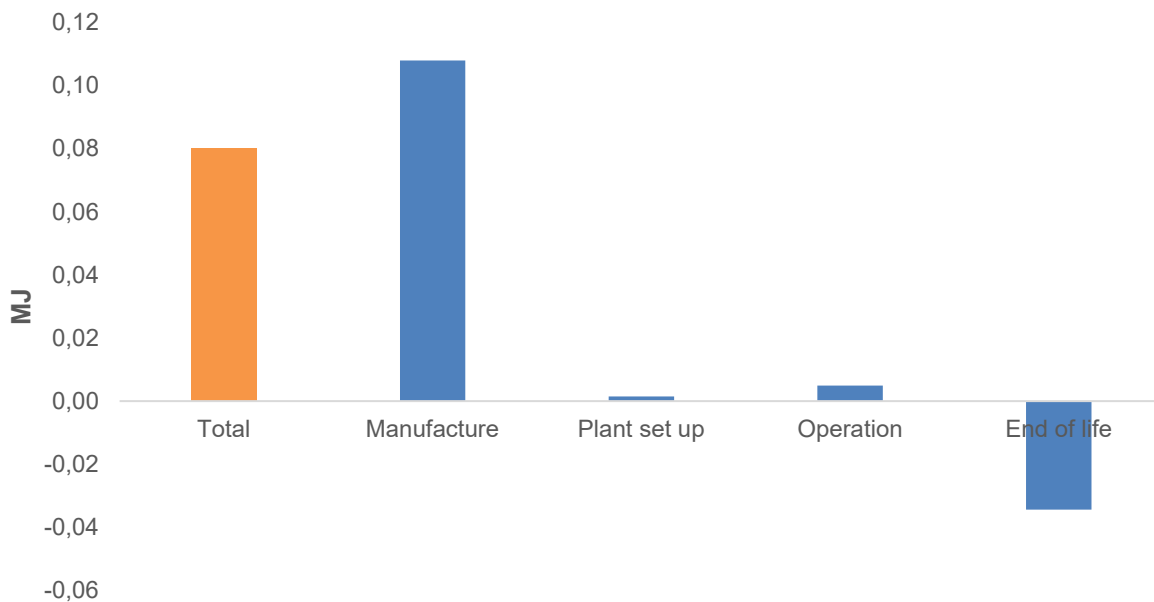
Primary energy from resources provides a measure of the consumption of non-renewable energy over the life cycle, for example, from coal, oil, gas and nuclear energy, measured in MJ.

Figure 19 shows the consumption of primary energy from resources per kWh of electricity produced by the power plant. As with other results in the LCA, the manufacturing stage dominates the life cycle, with end-of-life also providing a significant credit for this indicator.

Within the manufacturing stage, the most significant components are the tower (30%), blades (18%), foundation (10%), nacelle (9%), hub 6%, replacement part 5% and site cables (4%), while end-of-life provides a -31% credit.

Vestas production contributes around 1% to the total life cycle. The contributions to this indicator mainly arise from oil (32%), natural gas (32%), coal (21%) and uranium (8%).

Figure 19: Contribution by life cycle stage to Primary energy from non-renewable resources (net calorific value) per kWh



5.3.3 AWARE water scarcity footprint

The AWARE water scarcity footprint method (Boulay, 2018) determines the water scarcity footprint based on available water remaining per unit area of watershed relative to the world average after water demand for human and aquatic ecosystems. This method is in accordance with the ISO 14046 standard for water footprint.

This section is currently not included in the report due to an inconsistency in the dataset modelling for plate steel provided by worldsteel (2019) and cast iron in the Sphera database (2021), where it has not been possible to evaluate the full life-cycle results in the current LCA. These results are excluded from the report until further clarifications or updates are completed.

5.3.4 Blue water consumption

Blue water consumption provides an indication of the net balance of water inputs and outputs of freshwater throughout the life cycle of the power plant, presented in grams per kWh. This does not correspond to a water footprint but represents the net balance of water inputs and outputs of freshwater for production and disposal processes from the LCI datasets used in the study.

This section is currently not included in the report due to an inconsistency in the dataset modelling for plate steel provided by worldsteel (2019) and cast iron in the Sphera database (2021), where it has not been possible to evaluate the full life-cycle results in the current LCA. These results are excluded from the report until further clarifications or updates are completed.

5.3.5 Recyclability (not life cycle based, turbine only)

Recyclability provides a measure of the proportion of the turbine that can be usefully recycled at end-of-life. It accounts for specific recycling rates of various components within the turbine (refer to Section 3.4.4) and is measured as a percentage of total turbine mass. The measure only relates to the turbine itself and excludes the foundations, site parts and other components of the wind plant.

The following equation is used to calculate this indicator:

$$\text{Turbine recyclability (\%)} = \frac{[\text{sum for all turbine parts}] \text{ recycling rate (\%)}^6 \times \text{part mass (kg)}}{\text{total part mass (kg)}}$$

The overall recyclability of the V162-6.2 MW turbine is 84%. The components contributing primarily to recyclability relate to metal parts manufactured from iron, steel, aluminium, and copper, where the turbine consists of around 87% metal.

Other components within the entire wind power plant (i.e. the non-turbine parts, such as foundations, site cables, transformer station) are not included in the above indicator. From a LCA modelling perspective these parts are recycled at varying rates, such as the site cables receive a 95% recycling rate (as described in Section 3.4.4); however, these non-turbine components are not included in the 'recyclability' indicator.

The use of a 'recyclability' indicator (i.e. using an avoided impacts approach to crediting) provides a very 'usable' business measure to drive up the total recyclability of the wind turbine, which is accurately measured using the LCA models. This in turn drives business activities, for example by focusing on recycling/reuse of non-metallic parts, such as composite blade materials, controllers and polymers.

⁶ Refer to Section 3.4.4 for the recycling rates for the different metal parts of the turbine.

5.3.6 Circularity indicator (not life cycle based, turbine only)

This section presents an indicator to measure the Circularity of the present EnVentus V162 6.2MW turbine. A Circularity indicator aims to measure the restorative nature of the material flows of a product in the context of a Circular Economy, giving an indication of the circular flow of material resources.

The method applied follows the approach, published by the Ellen Mc Arthur Foundation (EMF, 2015) with Granta Design and co-funded by LIFE, European Union's financial instrument, aims to indicate the potential utilisation of materials relating to material flows into the product (i.e. virgin/recycled/reused content), the product lifetime and, lastly, the utilisation of materials at disposal (i.e. unrecovered/recycled/reused outputs). The indicator contains several aspects and is built on the following principles:

- using feedstock from reused or recycled sources;
- reusing components or recycling materials after the use of the product;
- keeping products in use longer (e.g. by reuse/redistribution); and
- making more intensive use of products (e.g. via service or performance models).

Indicators covering these principles are aggregated into a single score, which is not straightforward to interpret. Given this scope, it is evident that improving the Circularity Indicator of a product or a company will not necessarily translate as an improvement of the Circularity of the whole system. It should be also noted, that the indicator is not covering the full life-cycle of a product and a product with a better Circularity score needs to be evaluated in the context of other potential environmental impacts.

Specifically, the indicator is developed from the following four main flows:

1. Material input: aim is to maximise input of recycled and reused material content in the product bill-of-materials;
2. Product lifetime: aim is to maximise lifetime measured against industry average;
3. Material output: aim is to maximise recycling and reuse of material at disposal stage; and
4. Disposal efficiency: aim is to minimise disposal of materials directly to landfill or energy recovery and minimise leakage of materials from recycling or reuse processes that go to landfill (i.e. to minimise unrecovered materials).

A formula has been developed (EMF, 2015) which provides a score ranging from 0 to 1, where 1 indicates a maximum Circularity. For this wind turbine, the indicator has been calculated for the turbine-only and excludes site parts, such as the foundations, site cables, site switchgears and the balance of plant, as well as the other upstream and downstream elements of the product system according to LCA. This limited scope is consistent with turbine *Recyclability* indicators (shown in Section 5.3.4).

By applying the formula, further explained in Annex A.4, the Circularity score for the V162-6.2 MW turbine is 0.64. Accordingly, 64% of the turbine's materials are managed in a closed-loop way, while the remaining 36% of materials act in a linear manner.

The calculation of Circularity index of the EnVentus V162 turbine has been carried out in as shown in Table 10.

Table 10: Circularity index of the EnVentus V162 turbine

Name	Variable	Unit	Formula	Value
Turbine weight	M	tonne		827
Virgin feedstock	V	tonne	$(M - FR.M - FU.M)$	533
Recycled feedstock	FR.M	tonne	<i>Scrap content of metal proportion of the turbine</i>	294
Components reused	FU.M	tonne	<i>Not included</i>	0
Components collected for reuse	CU.M	tonne	<i>Not included</i>	0
Material collected for recycling	CR.M	tonne	<i>100% of the turbine is collected for recycling</i>	827
Material going to landfill/energy recovery	WO	tonne	$M - \text{metal content of the turbine}$	104
Waste from recycling process WF		tonne	$M * \frac{(1 - EF)FR}{EF}$	9
			<i>Fraction of feedstock from recycled sources, FR:0.28</i>	
			<i>Efficiency of recycling process used to produce recycled feedstock for a product, EF:0.97</i>	
Utility	X		$\frac{\text{lifetime (20 years)}}{\text{industry average lifetime (20 years)}}$	1
Unrecoverable waste from recycling	WC	tonne	$(1 - FR) * \text{metal content of the turbine}$	21
Total waste	W	tonne	$WO + WF + WC$	134
Linear flow index	LFI		$\frac{(V + W)}{2.M + \frac{WF - WC}{2}}$	0.40
Material Circularity Index	MCI		$\left(1 - LFI * \left[\frac{0.9}{X}\right]\right)$	0.64

The data used to calculate recycled material inputs to the wind turbine are based on recycled content of metals-only in the turbine using global average datasets from GaBi databases (2019). This gives a recycled input of about 25% of total turbine weight. Reused or repaired components are not currently included in the measure. The amount of recycled material after turbine-use relates to recycling of metals, polymers, electronics, electrics parts and fluids which is based on the same scope as the *Recyclability* indicator (see Section 5.3.4) which estimates recycling efficiency and losses by major turbine component. This indicates that 89% of the turbine total weight is usefully recycled at end-of-life. The wind turbine lifetime is evaluated to be the same as the industry average of 20 years design lifetime.

5.3.6.1 Discussion and analysis

Turbine components having a high metal content, for example towers and large iron castings, have high in Circularity score because they have a high recyclability rate at end-of-life, as well as a proportion of recycled-content input raw material; however, components heavy with polymers, glass fibres, etc. like composite blade materials are generally low in Circularity score, due to higher proportion of virgin

material inputs and may not always have viable recycling processes at end-of-life, depending on local infrastructure and technology at time of disposal. Several strategies could be implemented in order to close the loop, thus improving the circularity of the product:

- increase the recycled-content of metals within the turbine;
- increase recycled-content of other materials in the turbine and select higher recyclable materials;
- increase the reparability or reuse of service components;
- extend or optimise turbine lifetime; and
- improve both efficiency and viability of recycling processes.

Data availability would also need to be improved if improvements are to be measured; suppliers' specific data for recycled-content would be needed, rather than using industry average datasets, as currently. Additionally, recycled material quality should be considered further, in general, from a wider circular economy perspective.

Adopting a circular approach involves taking a systems viewpoint to resource flows rather than only at a product-level; thus, requiring new ways of thinking and wider collaboration to achieve such goals.

Overall, the Circularity of the turbine should be assessed in conjunction with other potential environmental impacts, such as global warming potential, resource depletion, toxicity impacts, as well as indicators for return-on energy or water-use; and, therefore, should not be evaluated in isolation.

Based on the method outlined hereabove, the Circularity score for the EnVentus V162-6.2 MW turbine is 0.64. As such, this estimates that 64% of the product's materials are managed in a restorative or circular nature, while the remaining 36% of materials act in a linear manner.

In order to improve Circularity performance the following two examples are applied:

- by achieving 100% recycling of the wind turbine blades the Circularity indicator for the V162-6.2 MW turbine would improve from 0.64 to 0.68 and
- increasing the recycled-content of steel to 60% (from 25% baseline) would also improve the Circularity score quite significantly from 0.64 to 0.79.

6 Return-on-energy from V162-6.2 MW wind power plant

Section 6 presents the environmental performance of the wind power plant in terms of return-on-energy over the life cycle of the plant. This provides an indication of the energy balance of power plant, showing the relationship between the energy requirement over the whole life cycle of the wind plant (i.e. to manufacture, operate, service and dispose) versus the electrical energy output from the wind plant. The payback period is measured in months where the energy requirement for the life cycle of the wind plant equals the energy it has produced.

There are two approaches that have been taken to measure this indicator:

1. *Net energy*: the energy requirement for the whole life cycle of the wind plant is divided by the electrical energy output from the wind plant and then multiplied by the power plant lifetime in months. This is an absolute indicator, as follows:

$$\text{Net energy payback (months)} = \frac{\text{life cycle energy requirement of the wind plant (MJ)} \times 240}{\text{electrical energy output from the wind (MJ)}}$$

2. *Primary energy*: the second approach is to conduct the same equation but to convert the electrical output from wind into the equivalent primary energy requirement from an example electricity grid (for example European average grid). This is a relative indicator, as follows:

$$\text{Primary energy payback (months)} = \frac{\text{life cycle energy requirement of the wind plant (MJ)} \times 240}{\text{primary energy input of EU average grid (MJ)}}$$

Following the net-energy approach, as defined above, the breakeven time of the onshore V162-6.2 MW is 6.5 months for low (IECS) wind. This may be interpreted that over the life cycle of the V162-6.2 MW wind power plant, the plant will return 37 times more energy back than it consumed over the plant life cycle.

The results of the second approach estimate a theoretical return on primary energy, based on typical electrical grid mix for different world regions. The approach accounts for the efficiency of the electricity power stations when determining the primary energy. There is no distinction made here as to whether base-load energy mix or marginal-load energy mix should be assessed. Nonetheless, the results show an estimated breakeven point for the V162-6.2 MW wind plant of 2 months for low (IECS) wind conditions, for this indicator when assessing example electricity mixes for United States, Europe, and China. The results differ slightly for each region which is a reflection of the primary fuels used for the particular electricity grid mix, as well as the electricity generation efficiencies of the power plants in those regions.

Overall, it may be concluded that the 'net return-on energy approach' does not include any relative conversions, which are required for the primary energy approach (as defined above), and therefore the 'net return-on energy' provides an absolute indication of performance (Garrett, 2012) and would be seen as the preferred indicator for this energy-investment indicator.

7 Interpretation

7.1 Results and significant issues

The results described in this report show the environmental profile for the production of electricity from a wind power plant comprising of Sixteen V162-6.2 MW wind turbines. This LCA is a comprehensive and detailed study covering over 99.4% of the total mass of the turbine itself, and over 99.7% of the entire mass of the power plant. The missing mass relates to components in the power plant where the material was not identified.

Both the life cycle inventory data (presented in Annex G) and the life cycle impact assessment (shown in Section 5) clearly show that the production phase of the life cycle dominates all potential environmental impacts and inventory flows for the EnVentus V162-6.2 MW power plant. Additionally, the avoided potential impacts associated with end-of-life recycling also provide substantial environmental credits, which represents the second most important phase in the power plant life cycle. Operation, maintenance, installation and servicing are much less significant stages in the life cycle.

The impacts of transport of the turbine from Vestas production locations to the wind plant erection site are also reasonably significant (between 1% and 40% depending on impact category). Transport includes specific fuel use (and vehicle utilisation) data for the transport of specific turbine components (for towers, hub, nacelles, and blades). These are based on measured data and specific distances with actual wind turbine transports. These specific datasets result in higher fuel consumption compared to default containerised-transport models used in previous LCAs of Vestas turbines (PE 2011 and Vestas 2006, 2006a). Additionally, a sensitivity assessment shows that the transport of the wind turbine components from their Vestas production locations to a wind plant erection site, in different geographies based on their supply chain, results in reasonably significant life cycle impacts.

In general, the parts of the turbine that contribute most significantly to the LCI and LCIA results are the largest metal parts within the power plant (both for the manufacturing and end-of-life phases). In particular, this relates to the turbine tower, nacelle, blades, site parts and foundations. Previous LCA studies of Vestas turbines (PE, 2011, Vestas 2011a,b,c, Vestas 2013a,b, Vestas 2014a,b,c,d, 2015a,b,c, 2017a,b,c,d,e and 2022a) have shown similar results.

When considering Vestas production facilities only, the results show that the impacts of fuels and electricity contribute around 1% to 8% of all potential environmental impacts. This is similar in scale to previous LCA studies of Vestas turbines. The LCA is temporally representative of 2021.

The contribution of specific substance releases to and extractions from the environment are not listed specifically here (refer to Section 5.2); however, the consumption of iron, steel, aluminium, and concrete (in the turbines, site cabling and foundations) are the primary contributors to almost all elemental flows to and from the environment, and the resulting potential impacts. The careful LCA modelling of these materials, both in terms of datasets used for production and recycling, as well as accurately reflecting the grades of the material used (for example with high alloy steels), is essential for producing a reliable and accurate study. These assumptions have been accurately reflected in this life cycle assessment.

The results of the life cycle assessment also indicate the importance of wind plant siting and wind conditions that the turbines operate under (i.e. low wind class) which has a considerable effect on the overall impacts of the power plant, when referenced to the functional unit of 1 kWh of delivered

electricity to the grid. The wind turbine is functionally designed to match the different wind classes and wind speeds, so it is not always the size of the rotor or the generator rating (in MW) that determines the electricity production of the turbine; but wind class is a dominant factor. These effects have been assessed in the sensitivity analysis. For this LCA, the IEC low (IECS) wind speed has been chosen for the wind-classes (i.e. low wind speed), which represents a typical 'virtual' power plant and is a reasonable assumption. Nonetheless, higher or lower wind speeds will affect the LCA results for a specific plant location operating under different conditions.

The power plant lifetime is also a dominant factor when determining the impacts of the electricity production per kWh from the wind plant. The LCA assumes a lifetime of 20 years which matches the standard design life; however, the wind turbine industry is still young (starting for Vestas in 1979), and few turbines have ever been disposed, reaching operational lives of 30 years and over, for other Vestas turbine models. It is often wear or fatigue of the load-bearing components of the turbine (such as tower fatigue) which limit the overall turbine lifetime. Many components can be routinely replaced as part of maintenance, except for the fixed parts (such as the tower, foundation and cables, etc) which are generally not replaced and may limit the physical lifetime of the plant. Vestas operates sophisticated real-time diagnostic tools and sensors which measure individual turbine performance and fatigue and it is possible to predict lifetime of specific components for specific site conditions. These systems operate on over 68091 wind turbines around the world, equivalent to around 154 GW of global installed capacity, providing Vestas with detailed information. These assessments are also conducted in the permit and planning phase of a new power plant, which are used accurately to predict component lifetime for specific site conditions. The plant lifetime, based on these assessments, informs the business case and contractual arrangements for the development of a new wind plant. For example, the LCA of the Roaring 40s wind power plant of V90-3.0 MW turbines in Australia (PE, 2011a) calculated lifetime of the turbine to be 24 years, based on such assessments. Although these variations occur, the design lifetime for this study of 20 years for a typical 'virtual' plant is considered to be a reasonable estimate.

The current assessment does not consider the potential impacts of land use change, for example, of the clearance of vegetation when erecting the turbines or laying cables to connect the wind plant to the electricity grid. In a site-specific study of the Musselroe wind plant in Australia consisting of V90-3.0 MW turbines (PE, 2013a) the removal of vegetation for overhead lines was included in the assessment, which indicated a potential maximum worse-case scenario, that contributed around 14% to the total global warming impacts for that particular wind plant.

Overall, when comparing the scale of environmental impacts, per 1 kWh for the V162-6.2 MW wind plant, the results are very similar to that of previous LCAs of Vestas turbines. The study, in general, is considered to be in alignment with LCAs of other Vestas turbines; and it also includes some additional updates which improve the robustness and accuracy of the overall assessment.

7.2 Sensitivity analyses

Sensitivity analysis provides a purposeful evaluation of the underlying assumptions, parameters and methodological choices of the LCA, which aims to provide an understanding of the importance and scale of the choices made in the LCA. Section 7.2 shows the results of the sensitivity analyses, which assess the following scenarios:

1. variation in WTG power rating at 5.6 MW and 6.0 MW power mode;
2. variation in wind power plant rating: ± 4 years;
3. variation in frequency of parts replacement;
4. variation in hub height at 119m and 125m;
5. operating varying the transport distances for components to wind plant erection site;
6. varying the distance of the wind plant to the existing grid taking into account corresponding cable losses;
7. high ground-water level type foundation;
8. incidence of a potential turbine switchgear blow-out; and
9. potential effects of method used for crediting recycling of metals.

These scenarios represent the most significant assumptions made in the LCA study.

7.2.1 Power rating at 5.6 MW and 6.0MW

This sensitivity analysis evaluates the effects of operating the power plant at a nominal power rating of 5.6 MW and 6.0MW. The sensitivity is included because some Vestas turbines operate at a lower power mode. The primary changes are the annual energy production, as well as changes to the generator, and transformer rating per turbine. Also, because of the 5.6 MW power mode, 18 turbines and 6.0 MW power mode 17 turbines are needed to make a 100 MW power plant size.

Table 11 presents the results of the assessment which indicate increased impact indicators per kWh of electricity produced which is a direct result of decreased energy production when operating in the 5.6 MW and 6.0MW power mode.

Table 10: Whole-life environmental impacts of varying power (units shown in g, mg or MJ per kWh)

	Unit	V162 5.6MW HH 149m	V162 6.0MW HH 149m	V162 6.2MW HH 149m (Baseline)
Wind class	-	Medium (IECS)	Medium (IECS)	Low (IECS)
Wind speed	ms-1	7.9	7.9	7.4
Per turbine per year (AEP)	MWh	22816	23593	21568
Environmental impact categories:				
Abiotic resource depletion (ADP elements)	mg Sb-e	0.11	0.11	0.11
Abiotic resource depletion (ADP fossils)	MJ	0.07	0.07	0.07
Acidification potential (AP)	mg SO ₂ -e	23	23	24
Eutrophication potential (EP)	mg PO ₄ -e	2.82	2.73	2.94
Freshwater aquatic ecotoxicity potential (FAETP)	mg DCB-e	34	33	36
Global warming potential (GWP)	g CO ₂ -e	6.0	5.8	6.2

Human toxicity potential (HTP)	mg DCB-e	3190	3079	3347
Marine aquatic ecotoxicity potential (MAETP)	g DCB-e	782	758	803
Photochemical oxidant creation potential (POCP)	mg Ethene	1.77	1.71	1.85
Terrestrial ecotoxicity potential (TETP)	mg DCB-e	38	37	39

7.2.2 Wind plant lifetime

The lifetime of a wind power plant is designed for 20 years; however, this may vary depending on the specific conditions of operation and could be up to 30 years lifetime or over, when considering performance of other Vestas turbines. Power plant lifetime is an important assumption in the LCA because environmental impacts are amortised over the lifetime of the turbine per kWh of electricity generated. As such, changes in lifetime have a substantial overall effect on impacts per kWh produced by the power plant.

This sensitivity analysis presents the results for a variance of ± 4 years in lifetime of the power plant. No account is made for changes to replacement parts and servicing for this variation in plant lifetime, but this is shown as a separate sensitivity analysis in Section 7.2.3 to indicate the significance of that assumption.

Table 12 shows that all potential environmental impacts either increase by around 25%, for reduced lifetime of 4 years, or decrease by around 17%, for an increased lifetime of 4 years. As the results indicate, the impacts per kWh directly correspond to the power plant lifetime.

Table 12: Whole-life environmental impacts of varying power plant lifetime (units shown in g, mg or MJ per kWh)

Environmental impact categories:	Unit	Reduced lifetime (16 years)	Baseline (20 years)	Increased lifetime (24 years)
CML-impact potential impacts:				
Abiotic resource depletion (ADP elements)	mg Sb-e	0.14	0.11	0.10
Abiotic resource depletion (ADP fossils)	MJ	0.09	0.07	0.06
Acidification potential (AP)	mg SO ₂ -e	31	24	20
Eutrophication potential (EP)	mg PO ₄ -e	3.7	2.9	2.5
Freshwater aquatic ecotoxicity potential (FAETP)	mg DCB-e	45	36	30
Global warming potential (GWP)	g CO ₂ -e	7.8	6.2	5.2
Human toxicity potential (HTP)	mg DCB-e	4184	3347	2789
Marine aquatic ecotoxicity potential (MAETP)	g DCB-e	1003	803	669
Photochemical oxidant creation potential (POCP)	mg Ethene	2.32	1.85	1.55
Terrestrial ecotoxicity potential (TETP)	mg DCB-e	49	39	33
Non CML-impact indicators:				
*Primary energy from renewable raw materials	MJ	0.02	0.02	0.01
*Primary energy from non-renewable resources	MJ	0.10	0.08	0.07
AWARE water scarcity footprint	g	-	-	Not assessed
Blue water consumption	g	-	-	Not assessed

* Net calorific value

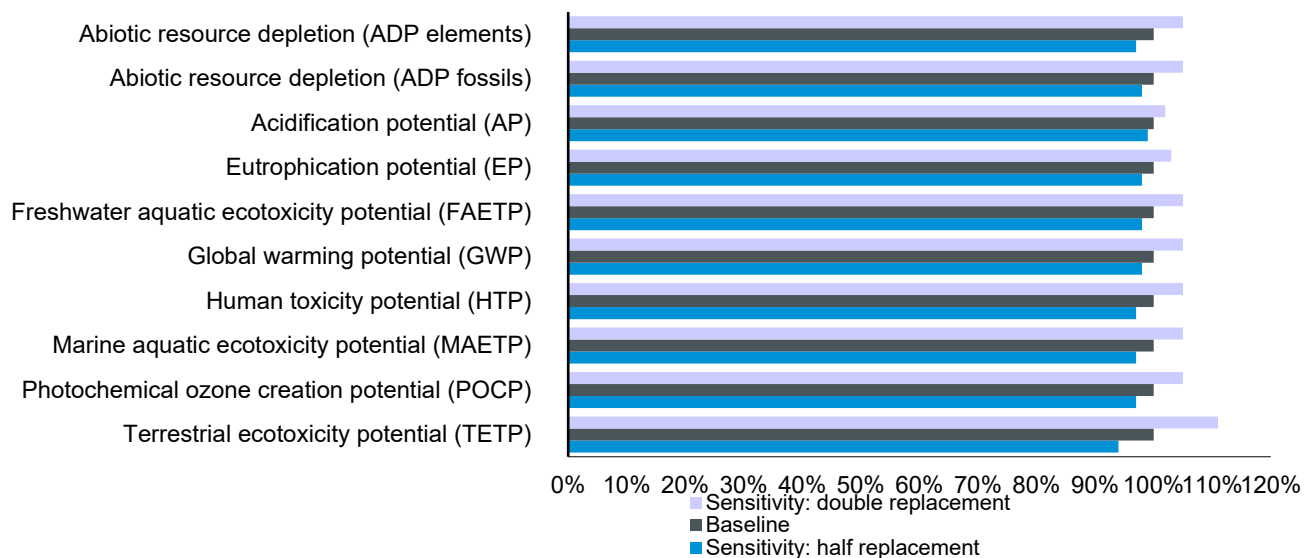
7.2.3 Repair and replacement parts

There may be variation in the level of maintenance and the need for repair or replacement parts for any particular wind turbine power plant. Based on both monitored and calculated data, a typical rate for the repair or replacement of parts is included in the LCA for the V162-6.2 MW turbine.

This sensitivity analysis evaluates the effects of doubling the frequency of repaired/replaced parts, which represents an extremely conservative estimate, as well as halving repaired/replaced parts.

Figure 22 shows the results of the sensitivity analysis which shows that doubling of replacement parts has the effect of increasing all impact categories in the range of 1% to 11%. The impact category affected most terrestrial ecotoxicity potential (+11%), while all other impacts increase by around 1% to 6%. For abiotic resource depletion elements, the increase generally relates to increased use of high alloy steels and copper, relating to the alloying elements such as molybdenum and chromium, lead, and silver.

Halving the replacement parts has the effect of reducing all impacts between -1% to -6%.



7.2.4 Variation in hub height: 119m and 125m

There are different options for height of tower when configuring a turbine for a specific wind plant location. In general, high wind turbines tend to have lower tower heights, while low wind turbines tend to operate on higher towers. The tower height and loading depending on the wind class, will affect the amount of steel needed to construct the tower.

This sensitivity analysis evaluates the effect of a 119 metre in low (IECS) wind condition and 125 metre tower in medium (IECS) wind conditions. This has the effect to decrease tower mass versus the 149 metre hub height tower in low (IECS) wind conditions, as well as to decrease the foundation weight. Additionally, the average wind speed for annual energy production in increased from 7.4 m/s to 8.5

m/s, which has the effect to increase total energy production of the wind plant. The change in average wind speed reflects the medium IECS wind speed for that particular turbine configuration.

Table 14 shows that all potential environmental impacts decrease of hub height of 119m and 125m in the range of -3% to -16% and -21% to -31% respectively, with global warming potential reducing by around 10% and 25% compared to the baseline 149m hub height.

As described in Annex E, wind turbine performance should only be directly compared within same wind climate and plant configurations, which does not apply in this sensitivity.

Table 14: Transport distances for sensitivity analysis of wind plant components

	Unit	V162 6.2MW HH 119m	V162 6.2MW HH 125m	V162 6.2MW HH 149m (Baseline)
Wind class	-	Low (IECS)	Medium (IECS)	Low (IECS)
Wind speed	ms-1	7.4	8.5	7.4
Per turbine per year (AEP)	MWh	21568	26173	21568
Environmental impact categories:				
Abiotic resource depletion (ADP elements)	mg Sb-e	0.11	0.09	0.11
Abiotic resource depletion (ADP fossils)	MJ	0.07	0.06	0.07
Acidification potential (AP)	mg SO ₂ -e	22	19	24
Eutrophication potential (EP)	mg PO ₄ -e	2.72	2.27	2.94
Freshwater aquatic ecotoxicity potential (FAETP)	mg DCB-e	33	27	36
Global warming potential (GWP)	g CO ₂ -e	5.6	4.7	6.2
Human toxicity potential (HTP)	mg DCB-e	2796	2316	3347
Marine aquatic ecotoxicity potential (MAETP)	g DCB-e	691	589	803
Photochemical oxidant creation potential (POCP)	mg Ethene	1.72	1.43	1.85
Terrestrial ecotoxicity potential (TETP)	mg DCB-e	37	31	39

Note: Wind speed varies between configurations as the turbine is designed for low (IECS) and medium (IECS) conditions

7.2.5 Transport distance from production to wind plant site

The baseline case for transport represents Vestas' global production facilities that operate within their global region to service that particular region, reflecting the supply chain in 2021 for a European wind power plant site location.

This sensitivity analysis evaluates the significance of the transport of the wind turbine components from their production locations to the wind plant erection site. Three scenarios have been considered based on the expected sale for this turbine within three different regions i.e., Germany, Australia and USA. Germany, Australia, and USA have all production facilities within that region. It should be noted that this sensitivity does not account for changing any datasets to be region-specific (e.g. for the production of materials or electricity mixes), but only transport distances are adjusted to represent that particular region and supply of parts.

Table 15 shows the transport distances and modes. It should also be noted that the current LCA uses truck and sea vessel fuel consumption (and vehicle utilisation) with specific vehicle data for transport

of the tower sections, blades, and nacelles, which results in significantly higher fuel consumption per tkm for the transport of turbine parts compared to the GaBi default containerised transport datasets.

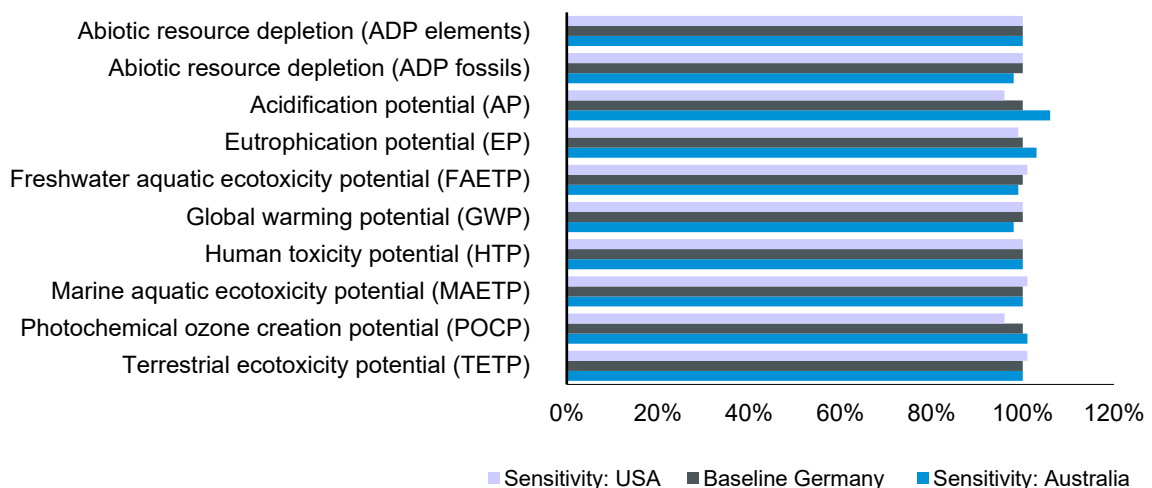
Based on the sensitivity analysis, the baseline scenario represents a conservative assumption.

Table 15: Transport distances for sensitivity analysis of wind plant components

Component	Baseline: Germany		Sensitivity: Australia		Sensitivity: USA	
	Truck (km)	Ship (km)	Truck (km)	Ship (km)	Truck (km)	Ship (km)
Nacelle	600	9000	0	4100	1300	6300
Hub	600	8600	0	4100	1100	8350
Blades	1450	6000	0	3600	250	6500
Tower	400	0	0	3800	1250	0
Foundation	50	0	50	0	50	0
Other site parts	600	0	600	0	600	0

Figure 23 shows the results of the scenario analysis which indicates that for the Australia scenario most impact category results decrease by around 1% to 4% compared to the baseline, whereas the impacts for GWP, ADP fossils, freshwater aquatic ecotoxicity and terrestrial ecotoxicity potential increase by 1% to 2%. For the USA scenario all impact category results increase by around 0.03% to 6% with the exception of eutrophication potential (3%), acidification potential (6%) and photochemical oxidation potential, which increase (1)%. This is primarily due to the long-distance shipping of turbine components like towers, nacelle, hub, and blades.

Figure 23: Whole-life sensitivity analysis of transport distances



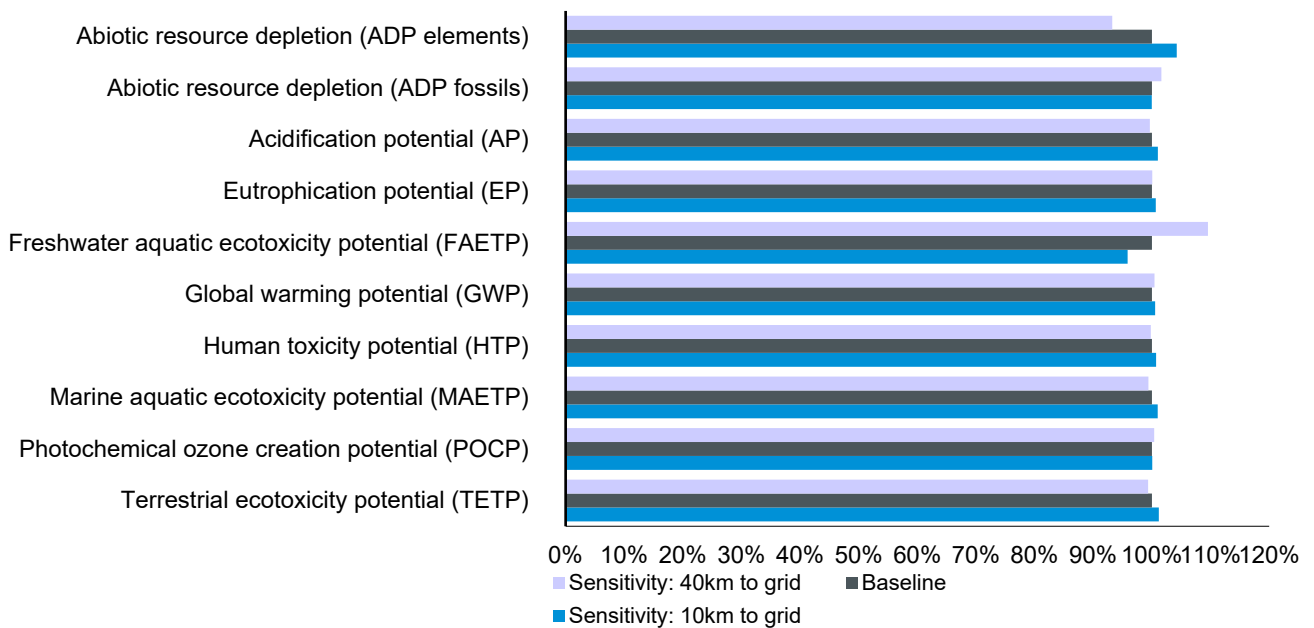
7.2.6 Distance of wind plant to electricity grid

The distance of the wind plant from the existing grid is another variable that will change depending on the site location. The baseline scenario for this study assumes that the wind plant is located 20km from the existing grid and includes electrical loss of 2.5% for the entire power plant.

This sensitivity analysis evaluates two alternative scenarios of the power plant being located either 10km or 40km from the existing grid, which results in an estimated electrical loss of 2.0% and 3.5%, respectively. The analysis also accounts for the differences in amounts of 110kV high voltage electrical cable that connects the power plant to the grid.

Figure 24 shows the results of the analysis which indicates that the impacts do not change significantly with changing grid distance. A doubling of the distance to grid, from 20km to 40km, increases all environmental impact indicators from 1% to 10%. While halving the grid distance, from 20km to 10km, decreases all potential impact indicators in the range of 1% to 5% due to lower electrical loss. An exception is observed with the ADP elements category which shows a 7% decrease when cable length is doubled and a similar increase when cable length is halved. This is due to inconsistency between the scrap burden and end-of-life credits of the copper dataset.

Figure24: Whole-life impacts for doubling (40km) and halving (10km) distance to grid

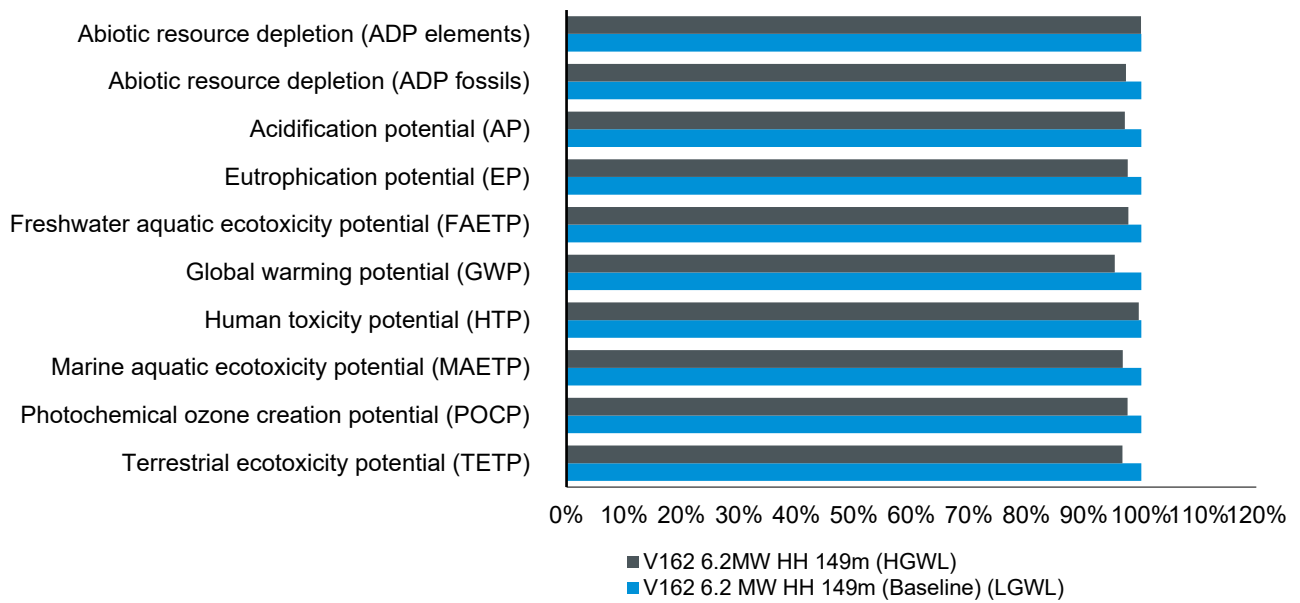


7.2.7 High ground water level type foundations

The baseline assessment assumes a low ground water level (LGWL) foundation for the turbine which has been chosen as the base case as it is more representative of the majority of wind power plant sites. This sensitivity evaluates the use of a high groundwater level (HGWL) foundation which indicates a (maximum) groundwater level equal to the level of the terrain, which requires increased quantities of concrete and steel reinforcement.

Figure 25 shows the results of the analysis for the use of the high groundwater level foundation which indicates that this does not significantly change the environmental impacts, increasing the potential impacts between 1% to 5% across all indicators. The increase in potential impacts directly correlates to the increased use of steel and concrete for this foundation type.

Figure 25: Whole-life impacts for changing from LGWL to a HGWL foundation



7.2.8 Potential incidence of turbine switchgear blow-out

The baseline assessment does not include potential switchgear blow-outs as part of the overall analysis of the wind plant, as these occurrences are rare. If a blow-out does occur then sulphur hexafluoride gas (SF₆) is released to atmosphere, which is a highly potent greenhouse gas. This sensitivity estimates the contribution of blow-out to the potential global warming impacts.

Based on estimates made by Vestas, it has been assumed for this sensitivity estimation that 1 in 2000 switchgears may have an incidence of a blow-out over a 20-year operating period. For a power plant containing sixteen V162-6.2 MW turbines, this would result in a release of approximately 100 grams of SF₆ over the lifetime, which equates to below 0.01% of the total global warming potential impacts.

7.2.9 Potential effects of recycling method

The baseline assessment uses an *avoided-impacts approach* to credit the recycling of metals at end-of-life, as described in Section 3.4.4.

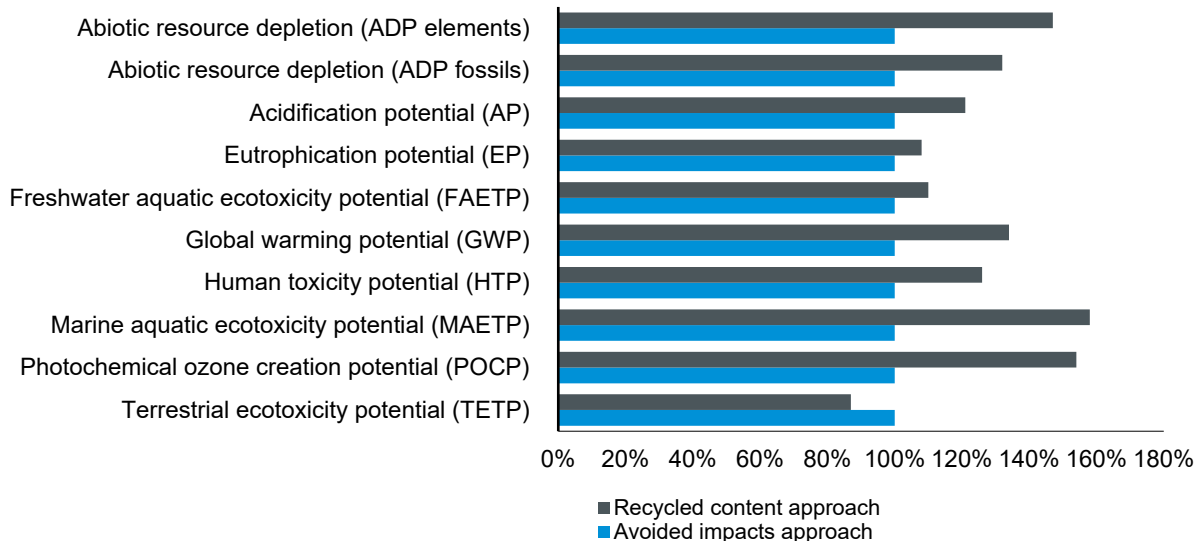
An alternative approach is to use a *recycled-content approach*, whereby environmental credits are received for the incoming raw-materials used to manufacture the wind-plant based upon the actual recycled material content of the wind turbine. For this approach no credit is given at end-of-life but received by the incoming raw materials only.

Around 90% of the wind-turbine itself is constructed from metal components (primarily iron and steel, as well as copper and aluminium). However, the exact recycled content of all the turbine components is not known. As such, an estimate is made based upon the standard industry datasets (such as worldsteel) which contain average global recycled content for iron and steel materials. Therefore, this sensitivity provides an estimate for using the *recycled-content approach* for environmental crediting.

In LCA modelling terms for this sensitivity analysis, the end-of-life credits are removed from the LCA models, as well as removing the burdens associated with input scrap (for iron, steel, copper and aluminium), which were added to the LCI datasets for the *avoided-impact approach* (see Section 3.4.3).

Figure 26 shows the results of the assessment which indicate that across all impact categories these increase between 13% and 58% compared to the baseline, with the exception of abiotic resource depletion elements (47%) and terrestrial ecotoxicity potential -13%. The global warming potential increases by 34%.

Figure 26: Whole-life impacts using a recycled-content approach for metal recycling credits



7.3 Data quality checks

As indicated previously, there are certain stages of the life cycle where study assumptions and inventory datasets that will dominate the environmental impacts of the wind plant. It is these important areas that have been focused upon when conducting checks for data completeness, consistency and representativeness. The following important areas are identified for this LCA:

- production LCI datasets for iron, steel, aluminium, concrete, copper, composites and polymers;
- end-of-life crediting method and LCI datasets used for crediting;
- power plant lifetime;
- power plant electricity production;
- transport datasets; and
- coverage of LCIA characterisation factors.

Refer to Annex D for a summary of results for each of the above areas in relation to the original requirements set in the goal and scope. The following text provides an overall summary.

In general, all foreground data supplied by Vestas is representative of 2021, which includes the data for all Vestas global production units and all other business functions (such as sales), consisting of over 100 sites. This accounts for material, energy, and fuel inputs, as well as product outputs, wastes and recycled materials.

Other foreground data from Vestas relates to the material breakdown of the turbine which has accounted for the entire bill-of-materials for the specific turbine model, which consists of around 25,000 components. Each component is assessed in terms of specific material grade (such as stainless steel grades), production processes and country of production. Country of production is used to define country-specific electricity production mix for materials and processing, where relevant. Where components in the turbine are not designed or manufactured by Vestas (such as the site transformer or turbine gearbox), then the manufacturer of these items has provided a specific material composition of these items, or the data has been collected from published EPDs.

For background datasets for material production, these have been obtained from various established and credible published sources, such as, worldsteel, Eurofer, Plastics Europe, as well as (Sphera 2021) generated datasets. These are, in general, considered to be of good or high quality. The updated Sphera datasets seem generally to be in alignment also with previous datasets (e.g. of the 4MW Platform LCA using datasets from 2017).

In relation to the recycling methodology used, this LCA uses an 'avoided impacts approach' for the crediting, accounting also for burdens of input scrap from primary production of metals; methodologically speaking, this is a consistent approach to crediting and is a fair representation. Additionally, specific parts of the turbine and power plant are applied different recycling rates dependent on their ease to disassemble and recycle. A sensitivity analysis was also conducted for a recycled-content approach for crediting.

As discussed previously in Section 7.1, two important assumptions in the LCA relate to power plant lifetime and electricity production. These have, potentially, a very significant effect on the overall results and environmental performance of the turbine (relative to 1 kWh of production). The assumptions made for both these parameters are considered representative and robust.

Transport includes specific fuel use (and vehicle utilisation) data for the transport of specific turbine components (for towers, hub, nacelles, and blades). These are based on measured data and specific distances with actual wind turbine transports. These specific datasets result in higher fuel consumption compared to default containerised-transport models used in previous LCAs of Vestas turbines and considered representative data.

Based on a check of the completeness of the characterisation factors used in the CML method (for the impact categories assessed in this LCA), it is considered that all relevant substances have been characterised that are of relevance to the turbine life cycle. There are also no unusual or special elements or substances that have been identified in the data collection stage which require special account.

The general conclusion is that the robustness of the important data is considered, overall, to be complete, consistent and representative of the system being assessed.

7.4 Conclusions and recommendations

Overall, the study represents a robust and detailed reflection of the potential environmental impacts of the 100MW wind power plant consisting of V162-6.2 MW turbines. The LCA is based upon accurate product knowledge and current best-practice in the field of life cycle assessment, both in the

methodologies applied and datasets used to account for environmental impacts, as well as the LCA tools and software applied.

The study has been critically reviewed by an external expert, Prof. Dr. Matthias Finkbeiner, according to paragraph 6.2 of ISO 14044 (2006a), as the study is not intended for comparative assertions intended to be disclosed to the public.

The life cycle assessment could further benefit from considering the following:

- recycling rates of non-metallic components of the turbine to calculate recyclability and product waste; and
- to assess the indicator for the AWARE water scarcity footprint and the indicator for 'Blue water consumption'.

Literature

- Atherton, 2007** Atherton, J. (2007). Declaration by the metals industry on recycling principles, International Journal of LCA, Vol 12 (1), Pg 59-60
- Bach, 2017** Bach, V., Finkbeiner, M. (2017). "Approach to qualify decision support maturity of new versus established impact assessment methods—demonstrated for the categories acidification and eutrophication" The International Journal of Life Cycle Assessment (2017) 22 (3) 387-397.
- Berger, 2010** Berger, M., Finkbeiner, M. (2010). "Water Footprinting: How to Address Water Use in Life Cycle Assessment?." Sustainability 2, no. 4: 919-944.
- Boulay, 2018** Anne-Marie Boulay, Jane Bare, Lorenzo Benini, Markus Berger, Michael J. Lathuillière, Alessandro Manzardo, Manuele Margni, Masaharu Motoshita, Montserrat Núñez, Amandine Valerie Pastor, Bradley Ridoutt, Taikan Oki, Sebastien Worbe, Stephan Pfister: The WULCA consensus characterization model for water scarcity footprints: assessing impacts of water consumption based on available water remaining (AWARE), The International Journal of Life Cycle Assessment February 2018, Volume 23, Issue 2, pp 368–378
- CML, 2016** CML, (2016). CML 4.6 developed by the Centre for Environmental Studies (CML). September 2016. University of Leiden, The Netherlands.
- EC, 2010** EC, (2010). European Commission - Joint Research Centre - Institute for Environment and Sustainability: International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook - General guide for Life Cycle Assessment - Detailed guidance. First edition March 2010. EUR 24708 EN. Luxembourg. Publications Office of the European Union.
- EC, 2016** EC, (2016). European Commission - Joint Research Centre - Institute for Environment and Sustainability: Product Environmental Footprint (PEF) Guide. Ref. Ares(2012)873782 - 17/07/2012. Ispra, Italy.
- EMF, 2015** EMF, (2015) Ellen Macarthur Foundation, Granta Design, Life. Circularity indicators: an approach to measuring circularity. May 2015.
- Envirodec, 2015** Envirodec, (2015). PRODUCT CATEGORY RULES (PCR) For preparing an Environmental Product Declaration (EPD) for Electricity, Steam, and Hot and Cold Water Generation and Distribution. PCR CPC 17. Version 3.0, 2015-02-05.
- Envirodec, 2011** Envirodec, (2011). PRODUCT CATEGORY RULES (PCR) For preparing an Environmental Product Declaration (EPD) for Electricity, Steam, and Hot and Cold Water Generation and Distribution. PCR CPC 17. Version 1.1, 2007-10-31.
- Garrett, 2012** Garrett, P., Rønde, K., (2012). Life cycle assessment of wind power: comprehensive results from a state-of-the-art approach. Int J Life Cycle Assess (DOI) 10.1007/s11367-012-0445-4
- Goedkoop, 2008** Goedkoop, M., Oele, M., An de Schryver, M., (2008). SimaPro 7: Database Manual, Methods library. PRé Consultants, the Netherlands.
www.pre.nl/download/manuals/DatabaseManualMethods.pdf

IEC, 2017 IEC 61400-12-1:2017, (2017). Wind energy generation systems - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines

IPCC, 2007 IPCC, (2007). IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007. www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/ch2s2-10-2.html

ISO, 2006 ISO, (2006). ISO 14040. Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework (Second edition, 2006-07-01). Geneva, Switzerland.

ISO, 2006a ISO, (2006a). ISO 14044. Environmental management - Life cycle assessment - Requirements and guidelines (First edition, 2006-07-01). Geneva, Switzerland.

ISO, 2006b ISO, (2006b). ISO 14025:2006 Environmental labels and declarations -- Type III environmental declarations - Principles and procedures. Geneva, Switzerland.

ISO, 2013 ISO, (2013). ISO 14067:2013. Greenhouse gases -- Carbon footprint of products - Requirements and guidelines for quantification and communication. Geneva, Switzerland.

ISO, 2014 ISO, (2014). ISO 14046:2014. Environmental management -- Water footprint -- Principles, requirements and guidelines. Geneva, Switzerland.

ISO, 2014a ISO, (2014a). ISO/TS 14071:2014. Environmental management -- Life cycle assessment -- Critical review processes and reviewer competencies: Additional requirements and guidelines to ISO 14044:2006. Geneva, Switzerland.

PE, 2010 PE, (2010). Life Cycle Assessment of Aluminum Beverage Cans for the Aluminum Association Inc., Washington DC, 2010.

PE, 2011 PE, (2011). Life Cycle Assessment Of Electricity Production from a Vestas V112 Turbine Wind Plant. PE NWE, Copenhagen, Denmark. <http://www.vestas.com/en/about/sustainability#!available-reports>

PE, 2011a PE, (2011a). Life Cycle Assessment of the Roaring 40s Waterloo Wind Farm for Roaring 40s Ltd. PE Australasia, July, 2011.

PE, 2013a PE, (2013a). Life Cycle Assessment of the Musselroe Wind Farm for Hydro Tasmania. Version 7. PE Australasia, October 2013.

PE, 2014 PE, (2014). Harmonization of LCA Methodologies for Metals: A whitepaper providing guidance for conducting LCAs for metals and metal products, Version 1.01. <https://www.icmm.com/document/6657>

Sphera, 2021 Sphera, (2021). Sphera - GaBi 8 dataset documentation for the software-system and databases, LBP, University of Stuttgart and PE INTERNATIONAL GmbH, Germany.

thinkstep, 2017 thinkstep, (2017). thinkstep - GaBi 8 dataset documentation for the software-system and databases, LBP, University of Stuttgart and PE INTERNATIONAL GmbH, Germany.

UNEP, 2007 UNEP, (2007). Montreal Protocol on substances that deplete the ozone layer 2007: A success in the making. The United Nations Ozone Secretariat, United Nations Environment Programme. http://ozone.unep.org/Publications/MP_A_Success_in_the_making-E.pdf

- UNEP, 2011** UNEP, (2011). Global Guidance Principles for Life Cycle Assessment Databases: A basis for greener processes and products. UNEP/SETAC Life Cycle Initiative, United Nations Environment Programme. www.unep.org/pdf/Global-Guidance-Principles-for-LCA.pdf
- UNEP, 2016** Global guidance for life cycle impact assessment indicators. Volume 1. ISBN: 978-92-807-3630-4. Available at: <http://www.lifecycleinitiative.org/life-cycle-impact-assessment-indicators-and-characterization-factors/>
- Vestas, 2006** Vestas, (2006). Life cycle assessment of electricity produced from onshore sited wind power plants based on Vestas V82-1.65 MW turbines. Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8900 Randers, Denmark. <http://www.vestas.com/en/about/sustainability#!available-reports>
- Vestas, 2006a** Vestas, (2006a). Life cycle assessment of offshore and onshore sited wind power plants based on Vestas V90-3.0 MW turbines. Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8900 Randers, Denmark. <http://www.vestas.com/en/about/sustainability#!available-reports>
- Vestas, 2011a** Vestas (2011a). Life Cycle Assessment of Electricity Production from a V80-2.0 MW Gridstreamer Wind Plant- December 2011. Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8900 Randers, Denmark. <http://www.vestas.com/en/about/sustainability#!available-reports>
- Vestas, 2011b** Vestas (2011b). Life Cycle Assessment of Electricity Production from a V90-2.0 MW Gridstreamer Wind Plant- December 2011. Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8900 Randers, Denmark. <http://www.vestas.com/en/about/sustainability#!available-reports>.
- Vestas, 2011c** Vestas (2011c). Life Cycle Assessment of Electricity Production from a V100-1.8MW Gridstreamer Wind Plant- December 2011. Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8900 Randers, Denmark. <http://www.vestas.com/en/about/sustainability#!available-reports>.
- Vestas, 2012** Vestas (2012). Assessment of turbine wake losses from Wind and Site data (covering over 16000 wind turbines). Denmark. Unpublished report.
- Vestas, 2013a** Vestas (2013). Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V90-3.0 MW Wind Plant – 30 October 2013, Version 1.1. Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 44, Aarhus N, 8200, Denmark. <http://www.vestas.com/en/about/sustainability#!available-reports>
- Vestas, 2013b** Vestas, (2013a). Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V100-2.6 MW Wind Plant - 31 October 2013, Version 1.1. Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 44, Aarhus N, 8200, Denmark. <http://www.vestas.com/en/about/sustainability#!available-reports>
- Vestas, 2014a** Vestas, (2014a). Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V105-3.3 MW Wind Plant – 6 June 2014, Version 1.0. Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, Aarhus N, 8200, Denmark.
- Vestas, 2014b** Vestas, (2014b). Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V112-3.3 MW Wind Plant – 6 June 2014, Version 1.0. Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, Aarhus N, 8200, Denmark.
- Vestas, 2014c** Vestas, (2014c). Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V117-3.3 MW Wind Plant – 6 June 2014, Version 1.0. Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, Aarhus N, 8200, Denmark.

- Vestas, 2014d** Vestas, (2014d). Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V126-3.3 MW Wind Plant – 6 June 2014, Version 1.0. Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, Aarhus N, 8200, Denmark.
- Vestas, 2015a** Vestas, (2015). Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V112-3.3 MW Wind Plant – 17 August 2015, Version 2.0. Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, Aarhus N, 8200, Denmark.
- Vestas, 2015b** Vestas, (2016). Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V100-2.0 MW Wind Plant – 18 December 2015, Version 1.0. Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, Aarhus N, 8200, Denmark.
- Vestas, 2015c** Vestas, (2016). Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V110-2.0 MW Wind Plant – 18 December 2015, Version 1.0. Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, Aarhus N, 8200, Denmark.
- Vestas, 2017a** Vestas, (2017). Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V105-3.45 MW Wind Plant – 31 July 2018, Version 2.0. Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, Aarhus N, 8200, Denmark.
- Vestas, 2017b** Vestas, (2017). Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V112-3.45 MW Wind Plant – 31 July 2018, Version 2.0. Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, Aarhus N, 8200, Denmark.
- Vestas, 2017c** Vestas, (2017). Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V117-3.45 MW Wind Plant – 31 July 2018, Version 2.0. Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, Aarhus N, 8200, Denmark.
- Vestas, 2017d** Vestas, (2017). Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V126-3.45 MW Wind Plant – 31 July 2018, Version 2.0. Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, Aarhus N, 8200, Denmark.
- Vestas, 2017e** Vestas, (2017). Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V136-3.45 MW Wind Plant – 31 July 2018, Version 2.0. Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, Aarhus N, 8200, Denmark.
- Vestas, 2022a** Vestas, (2022). Life Cycle Assessment of Electricity Production from an onshore V150-4.2 MW Wind Plant – 21 June 2022, Version 1.3. Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, Aarhus N, 8200, Denmark.
- Vestas and Averhoff, 2012** Vestas and Averhoff, (2012). Nacelle recycling and rating of the recyclability. December 2011 - April 2012. Denmark. Unpublished report.
- WindMade, 2015** WindMade (2015). WindMade, Certificate No. 0103-0031 http://vestas.com/en/about/discover_wind#!wind-made
- WWEA, 2017** WWEA, (2017) Wind power capacity reaches 539 GW, 52.6 GW added in 2017. <http://www.wwindea.org/2017-statistics/> Accessed April 2018
- James, 2017** James Rodd (2017) Life cycle assessment (LCA) of benchmark concrete products in Australia. <https://link.springer.com/article/10.1007/s11367-017-1266-2>

Annex A Impact category descriptions

A.1 Impact category descriptions

The following impact categories, as used by CML (2016) method, are described below (Goedkoop, 2008):

Environmental impact categories:

- Abiotic resource depletion (ADP elements)
- Abiotic resource depletion (ADP fossils)
- Acidification potential (AP)
- Eutrophication potential (EP)
- Freshwater aquatic ecotoxicity potential (FAETP)
- Global warming potential (GWP)
- Human toxicity potential (HTP)
- Marine aquatic ecotoxicity potential (MAETP)
- Photochemical oxidant creation potential (POCP)
- Terrestrial ecotoxicity potential (TETP)

Non CML-impact indicators:

- Primary energy from renewable raw materials (net calorific value)
- Primary energy from non-renewable resources (net calorific value)
- AWARE water scarcity footprint
- Blue water consumption
- Turbine recyclability (not life cycle based, turbine only)
- Turbine circularity (not life cycle based, turbine only)

A.2 Impact categories

- *Abiotic resource depletion (elements)*. This impact category is concerned with protection of human welfare, human health and ecosystem health. This impact category indicator is related to extraction of minerals and fossil fuels due to inputs into the system. The abiotic depletion factor (ADF) is determined for each extraction of minerals and fossil fuels (kg antimony equivalents/kg extraction) based on ultimate geological reserves (not the economically feasible reserves) and rate of de-accumulation. The geographic scope of this indicator is at a global scale.

Abiotic resource depletion (fossil) covers all natural resources (incl. fossil energy carriers) as metal containing ores, crude oil and mineral raw materials. Abiotic resources include all raw materials from non-living resources that are non-renewable. This impact category describes the reduction of the global amount of non-renewable raw materials. Non-renewable means a time frame of at least 500 years. This impact category covers an evaluation of the availability of natural elements in general, as well as the availability of fossil energy carriers. The reference substance for the characterisation factors is MJ.

- *Acidification*. Acidifying substances cause a wide range of impacts on soil, groundwater, surface water, organisms, ecosystems and materials (buildings). Acidification Potentials (AP) for emissions to air are calculated with the adapted RAINS 10 model, describing the fate and deposition of acidifying substances. AP is expressed as kg SO₂ equivalents per kg emission. The time span is eternity and the geographical scale varies between local scale and continental scale.
- *Eutrophication* (also known as nutrification) includes all impacts due to excessive levels of macro-nutrients in the environment caused by emissions of nutrients to air, water and soil. Nutrification potential (NP) is based on the stoichiometric procedure of Heijungs (1992) and expressed as kg PO₄ equivalents/ kg emission. Fate and exposure is not included, time span is eternity, and the geographical scale varies between local and continental scale.
- *Fresh-water aquatic eco-toxicity*. This category indicator refers to the impact on freshwater ecosystems, as a result of emissions of toxic substances to air, water and soil. Eco-toxicity Potential (FAETP) is calculated with USES-LCA, describing fate, exposure and effects of toxic substances. The time horizon is infinite. Characterisation factors are expressed as 1,4-dichlorobenzene equivalents/kg emission. The indicator applies at global/continental/ regional and local scale.
- *Global warming* can result in adverse effects upon ecosystem health, human health and material welfare. Climate change is related to emissions of greenhouse gases to air. The characterisation model as developed by the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC, 2007) is selected for development of characterisation factors. Factors are expressed as Global Warming Potential for time horizon 100 years (GWP100), in kg carbon dioxide/kg emission. The geographic scope of this indicator is at a global scale.
- *Human toxicity*. This category concerns effects of toxic substances on the human environment. Health risks of exposure in the working environment are not included. Characterisation factors, Human Toxicity Potentials (HTP), are calculated with USES-LCA, describing fate, exposure and effects of toxic substances for an infinite time horizon. For each toxic substance HTP's are expressed as 1.4-dichlorobenzene equivalents/ kg emission. The geographic scope of this indicator determines on the fate of a substance and can vary between local and global scale.
- *Marine aquatic ecotoxicity* refers to impacts of toxic substances on marine ecosystems (see description fresh-water toxicity).
- *Terrestrial ecotoxicity*. This category refers to impacts of toxic substances on terrestrial ecosystems (see description fresh-water toxicity).
- *Photo-oxidant formation* is the formation of reactive substances which are injurious to human health and ecosystems, and which also may damage crops. This problem is also indicated with "summer smog". Winter smog is outside the scope of this category. Photochemical Oxidant Creation Potential (POCP) for emission of substances to air is calculated with the UNECE Trajectory model (including fate) and expressed in kg ethylene equivalents/kg emission. The time span is 5 days, and the geographical scale varies between local and continental scale.

A.3 Non CML-impact indicators

- *Primary energy demand* is often difficult to determine due to the existence multiple energy sources when modelling a system. Primary energy demand is the quantity of energy directly withdrawn from the hydrosphere, atmosphere or geosphere or energy source without any anthropogenic change. For fossil fuels and uranium, this is the quantity of resources withdrawn, and is expressed in its energy equivalent (i.e., the energy content of the raw material). For renewable resources, the primary energy is characterised by the energetic quantity of biomass consumed. For hydropower, the primary energy is characterised on the quantity of potential energy gained by the water. As aggregated values, the following indicators for primary energy are expressed:
 - *Primary energy consumption (non-renewable)* essentially characterises the gain from the energy sources of natural gas, crude oil, lignite, coal, and uranium. Natural gas and crude oil are used both for energy production and as material constituents (e.g., in plastics). Coal will primarily be used for energy production. Uranium will only be used for electricity production in nuclear power stations. Primary energy consumption (non-renewable) is measured in MJ.
 - *Primary energy consumption (renewable)* comprises hydropower, wind power, solar energy, and biomass. It is important that the primary energy consumed (e.g., for the production of 1 kWh of electricity) is calculated to reflect the efficiency for production or supply of the energy system being characterised. The energy content of the manufactured products is considered as feedstock energy content. It is characterised by the net calorific value of the product and represents the usable energy content. Primary energy consumption (renewable) is measured in MJ.
- The indicator for water scarcity footprint has been introduced in this environmental assessment called AWARE water scarcity footprint method (Boulay, 2018). This method supersedes the water use method used in previous LCAs (along with the 'Blue water consumption' indicator). This indicator determines the water scarcity footprint based on available water remaining per unit area of watershed relative to the world average after water demand for human and aquatic ecosystems.
- 'Blue water consumption' is assessed which refers to water withdrawn from ground water or surface water bodies. The blue water inventory includes all freshwater inputs but excludes rainwater. The water input flows refer to total water use. To quantify total freshwater use, all freshwater input flows are summed up. For impact assessment, only blue water (i.e., surface and groundwater) is considered. Sea water and rainwater is also excluded from the aggregation.
- Turbine recyclability (not life cycle based, turbine only) – refer section 5.3.4 for detail on turbine recyclability.
- Turbine circularity (not life cycle based, turbine only) – refer Annex A.4 for detail on turbine circularity.

A.4 Circularity Indicator

Section H.4 presents the formula developed by Ellen McArthur Foundation (EMF, 2015) for the calculation of the circularity indicator, present in this report in section 5.3.6, which quantitatively measures the degree of a closed/open loop of the material flows into a product/system.

The provides a score ranging from 0 to 1, where 1 indicates a maximum Circularity. For this wind turbine, the indicator has been calculated for the turbine-only and excludes site parts, such as the foundations, site cables, site switchgears and the balance of plant, as well as the other upstream and downstream elements of the product system according to LCA. This limited scope is consistent with turbine *Recyclability* indicator (shown in Sections 5.3.4).

Circularity formula

The Material Circularity Indicator (MCI) is calculated using the following formula as described below and in Figure A1.

Figure A1: Diagrammatic view of the Material Circularity Indicator based on Ellen Mc Arthur Foundation (2015)

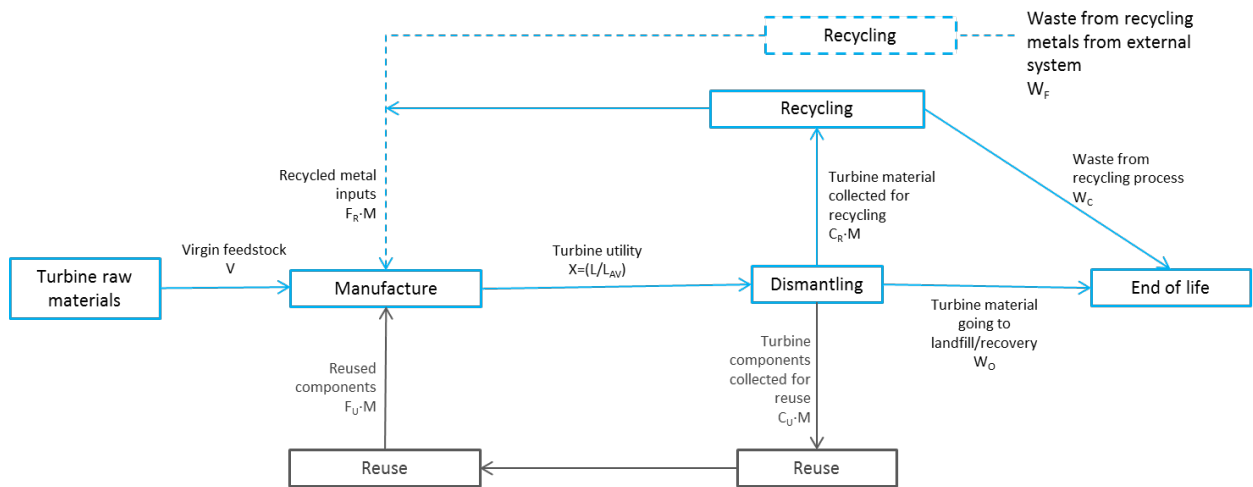


Figure A1 identifies the basic product flows which are:

- amounts of virgin (V), reused (FuM) or recycled (FrM) feedstock on the input side;
- amounts of reusable (CuM), recyclable (CrM) and waste fractions (W) on the output side; and
- utility of the product (X)

The Circularity indicator is calculated through the following steps:

- The linear flow index measures the proportion of material flowing in a linear fashion which indicates materials that are sourced from virgin materials and finish as unrecoverable waste.

$$\text{Linear flow index, LFI} = \frac{\text{Amount of material flowing in a linear fashion}}{\text{Total mass flow}}$$

- Utility measures the duration and the intensity of the product use.

$$\text{Utility, X} = \frac{\text{Lifetime}}{\text{Industry average lifetime}} * \frac{\text{Functional units achieved during the life of product}}{\text{UavIndustry average functional units during the life of product}}$$

- Material Circularity Indicator, MCI = 1 – LFI * F (X)

This indicator holds a value from 0 to 1 where 1 means a product is fully circular.

Annex B General description of wind plant components

A wind turbine is constructed of around 25,000 components which are grouped into several main systems, such as, the tower, nacelle, hub, and blades. Within the nacelle, many of the electrical and mechanical components are contained, such as the gearbox, main shaft, generator, and control systems. For this LCA, detailed part information on the turbine components has been taken from the bill-of-materials and engineering drawings, which provide specific data for material type and grade, as well as component mass.

Other components that form the main part of an onshore wind plant are the turbine foundations, the plant transformer, switchgears, and site cabling (i.e., connecting between turbines, transformer and to the grid), as well as access roads. Data describing these components for the LCA was sourced from EPDs, directly from the manufacturers and design drawings.

B.1 Nacelle module

The nacelle module is the most complicated part of a wind turbine. The figure below shows the individual components of the nacelle module.



Most of the individual components are not manufactured by Vestas but are purchased from sub-suppliers. Final finishing (welding, metal cutting) and subsequent assembly takes place at Vestas' factories. A description of the most significant individual components of the nacelle module is listed below:

B1.1 Gearbox

Data for the EnVentus V162 6.2 MW gearbox is based on complete bill of materials of the product available with Vestas. The gearbox is composed of cast iron and steel and is modelled by specific grades of these metals.

B1.2 Generator

The generator mainly consists of steel, cast iron and copper. The complete bill-of-materials has been used to model the generator.

B1.3 Nacelle foundation

The nacelle foundation is made from cast iron and produced by suppliers to Vestas (prior to 2013 Vestas owned its own casting and machining facilities, which were then divested).

B1.4 Nacelle cover

The nacelle cover is made from fibreglass, which consists of woven glass fibres, polyethylene (PET) and styrene.

B1.5 Other parts in the nacelle

In addition to the above-mentioned components, the nacelle also consists of a range of other components, including:

- yaw system;
- coupling;
- cooler top;
- cables; and
- controls.

All parts within the turbine have been assessed in the LCA based on the part mass and material composition from the bill-of-materials for the turbine.

B.2 Blades

Each blade is 79 metres long and comprises of two structural shell sections and web design. The main materials used in the blades are carbon fibre and woven glass fibres infused with epoxy resin. Polyurethane (PUR) glue is the primary material used to assemble blade shells and web. After the gluing process, the blades are ground and polished to ensure the correct finish.

There are also auxiliary materials, such as vacuum fleece and various plastic films, which are used in the production of the blades production steps. These materials are also included in this LCA as part of the bill-of-materials for the wind turbine.

B.3 Hub

The hub and spinner are parts of the rotor system. The finished spinner is delivered to the Vestas factories where assembly is carried out. The spinner consists of a cover constructed of glass fibre-reinforced polyester, a blade hub made of cast iron and internals. Specific data for material type, grade and mass has been used in the LCA.

B.4 Tower

The tower accounts for a significant proportion of the entire wind turbine, both in size and mass.

The baseline tower is 149 m high and is built for low (IECS) wind conditions. Other tower heights are available for other wind conditions for the turbine. Towers are designed for different heights to suit different wind speeds and local site conditions and physical loading.

Towers for Vestas' turbines are to a minor extent manufactured at Vestas' own factories, but the majority are purchased from sub-suppliers. In this LCA, data from towers manufactured by Vestas has been used.

Towers are manufactured primarily of structural steel. The steel is delivered to Vestas in steel plates. The steel plates are cut, and the cut-off waste is recycled. The steel plates are then rolled and welded into tower sections. Subsequent surface treatment (i.e., sandblasting) and painting of towers is performed by either Vestas or at sub-suppliers.

Following the surface treatment, the tower sections are fitted with "internals" such as: platforms, ladders, and fixtures for cables. Finally, the controller units in the bottom of the tower are installed.

A tower constructed of both concrete sections and steel sections, called Concrete Hybrid Tower, is also available for the EnVentus V162-6.2 MW. Refer to Section 7.2.3 for sensitivity analysis results for this turbine and tower configuration.

B.5 Turbine transformer

Data for the EnVentus V162-6.2 MW turbine transformer is based on supplier data, which shows that the transformer mainly consists of steel, copper, aluminium, and resin.

B.6 Cables

Data for the cables in the tower is based on supplier statement. According to the supplier, the cables mainly consist of aluminium, copper, steel, and polymers.

B.7 Controller units and other electronics

The controller units mainly consist of signal and power electronics, which have been mapped on component-specific basis covering the complete bill-of-materials for the turbine. Material and mass details for the switchgears used for the power plant originate from information from the sub-suppliers and experts at Vestas.

B.8 Anchor

The anchor component is mainly composed of steel (cage), PVC and copper (for earthing). These materials are included in this LCA as part of the bill-of-materials for the wind turbine.

B.9 Foundation

The turbines are erected on foundations. Each turbine foundation is linked to an access road and working/turning area. The construction of access roads is included in this LCA, as described below. There are two general kinds of foundations depending on the water level, as follows:

- high groundwater level - indicates a (maximum) groundwater level equal to the level of the terrain, which requires more concrete and steel reinforcement; and
- low groundwater level – low ground water scenario.

The low groundwater level case has been chosen as the base case as it represents the majority of wind plant sites. The foundation size also varies depending on the wind speed and loading, which has been accounted for in the LCA.

B.10 Site cables

24 km of 33 kV PEX cables with aluminium conductor is used for internal cables in the wind power plant i.e., for connecting between the turbines and between the turbine plant and the 60 MVA transformer. This cable length consists of various cables with differing aluminium conductor area of 95mm² (13.8km), 240mm² (3.8km) and 400mm² (7.5km), which represent a layout for this size of plant. According to the supplier, the cables mainly consist of aluminium, copper and polymer materials. The manufacturer has provided data for the materials used.

20km of high voltage 110kV PEX cables with aluminium conductor (630mm²) is used to connect the wind plant to the grid. These are mainly composed of aluminium, copper and polymer materials.

B.11 Wind plant transformer

A 110 MVA transformer has been included in the wind plant. The transformer is modelled from an EPD from ABB on a Power transformer 250 MVA and scaled down to 110 MVA (based on MVA rating).

B.12 Access roads

Generally, a combination of tarred roads and dirt roads need to be built to provide access to the power plant turbines, which are often located in remote locations. It has been estimated that 10 km of tarred road is needed per power plant.

Annex C Manufacturing processes

Vestas emissions for manufacturing of turbines is reported on a quarterly basis from each of the more than 100 sites which include all operations and offices. All of these have been included in the LCA and grouped according to the kind of operation being carried out at the sites, as shown in Table C1. Country-specific energy mixes and auxiliary material datasets have been used for each of the sites wherever possible. This also includes sustainable energy shares reported by Vestas sites, which have been allocated on a MJ per MJ basis for the purchased credits of Vestas-owned wind plant located in Romania.

Table C1: Vestas manufacturing locations and other sites

Factory Class	Description	Allocation Rule
Assembly	Factories where the nacelle and all other turbine parts are put together.	Number of turbines produced
Tower	Tower shells are fabricated and assembled into sections.	kg of tower produced
Blades	Manufacturing of blades. See Annex B.2 for more details.	kg of blades produced
Generator	Production of the generator.	MW of power shipped
Controls	Fabrication of controller equipment (electronics).	Number of turbines produced
Sales	Includes sales, servicing, and installation.	Number of turbines produced
Overheads	General offices and research and development.	Number of turbines produced
Casting	Cast houses and foundries.	kg of metal cast
Machining	Factories for machining and finishing casted products.	kg of metal machined

Since all materials that form part of the turbine are included in the bill-of-materials, only auxiliaries (i.e., materials that are consumed in the process of fabrication) are included in these manufacturing processes. An assumption for the transport of raw materials is included in the model, and a sensitivity analysis for transport is included in the LCA.

In 2012, Vestas casted approximately 30% of all cast parts used in the turbine. Due to lack of supplier data, the casting and machining processes from Vestas were used to proxy the casting and machining of larger parts of the turbine that are purchased. Metal waste from casting and machining is re-melted and used again in the fabrication process.

Other wastes are also included in the model but are not treated.

Annex D Data quality evaluation

Annex D provides a summary of the checks made in the LCA for data completeness, consistency, and representativeness. The following important areas are identified for this LCA:

- production LCI datasets for iron, steel, aluminium, concrete, copper, composites, polymers and electronics;
- end-of-life crediting method and LCI datasets used for crediting;
- power plant lifetime;
- power plant electricity production;
- transport datasets; and
- coverage of LCIA characterisation factors.

Table D1 provides further details of the results of the evaluation which indicates where there have been deviations and gives an overall brief summary of consistency.

Table D1: Data quality evaluation (part 1)

Parameter	Requirement	Production LCI datasets for iron	Production LCI datasets for steel	Production LCI datasets for aluminium	Production LCI datasets for concrete
General description	-	Iron is primarily used as structural components in the nacelle and hub, as well as the generator housing; comprising of about 15% mass of the turbine itself. Different cast grades are used, such as EN GJS 400 18 LT, EN GJS 350 22 LT and EN GJS 250.	Steel is primarily used in the tower, nacelle, hub & nose cone (comprising about 75% of the turbine mass), as well as the turbine foundations. Different steel grades are used, including plate steel (tower), structural steel and stainless steels (used for example in the gearbox and fixing bolts).	Aluminium is used in the site cables (around 49%) and the turbine nacelle and tower (around 51%) for the wind power plant, along with other components in the turbine. The Aluminium grades vary according to the application in the wind plant. But generally the aluminium ingot dataset is used.	Concrete is used in the turbine foundation: concrete grades(C12/15,C30/37,C40/50) used sphera (2021) datasets.
LCI dataset used (where applicable)	-	Datasets include: DE: Cast iron component	Datasets include: RER: Steel plate worldsteel RER: Steel hot dip galvanized worldsteel Fixing material screws stainless steel Steel billet (42Cr4)	Datasets include: Aluminium ingot mix Aluminium ingot for extrusion	Datasets include: Concrete C12/15 Concrete C30/37 (also used for C45 concrete)
Time-related coverage	Data should represent the situation in 2021 and cover a period representing a complete calendar year.	Sphera datasets published in 2021 have been used	Sphera datasets published in 2021 have been used.	Sphera- datasets published in 2021 have been used.	Sphera datasets published in 2021 have been used.
Geographical coverage	Data should be representative of the Vestas global supply chain.	The data set does not necessarily fit for any possible specific supply situation, but is representative for a common supply chain situation. The dataset represents a	Primarily worldsteel, Eurofer and PE datasets have been used. These datasets used are considered the most comprehensive and representative available.	The dataset does not necessarily fit for any possible specific supply situation, but is representative for a common supply chain situation. The dataset represents a production mix at producer for German infrastructure.	The dataset does not necessarily fit for any possible specific supply situation, but is representative for a common supply chain situation. The dataset represents a production mix at producer for German infrastructure.

		production mix at producer for German infrastructure.			
Technology coverage	Technology (for manufacture, product usage and end-of-life management) should be representative of global supply conditions and technology.	The dataset represents a technology mix for manufacture in a cupola furnace and sand casting. The technology is considered representative.	Primarily worldsteel, Eurofer and Sphera datasets have been used in the LCA which represent European averages. A global dataset has not been used to maintain consistency with the previous LCAs of the EnVentus MW platform	The dataset represents a technology mix for primary production. The technology is considered representative.	The dataset represents provision of a standard technical product and is considered representative.
Precision	No requirement specified.	No comments.	No comments.	No comments.	No comments.
Completeness	Specific datasets will be compared with literature data and databases, where applicable.	A comparison has not been made with other datasets, as these were not readily available in GaBi 9.2.1.68 (for cast iron).	Comparison has been made with global worldsteel sources of data, which show lower overall potential impacts in the range of 8% to 48%. For example, on per kg basis of plate steel basis (used in tower) reveals for the global dataset that FAETP is lower (around 48%) and GWP lower (-5%), and TETP lower (around 40%). These datasets used are considered the most comprehensive and representative available.	In general, comparisons have not been made with other sources of data. Datasets available relate only to European average and Germany. The datasets used are considered the most comprehensive and representative available.	Comparisons have not been made with other sources of data, as only datasets for Europe were available.
Representativeness	The data should fulfil the defined time-related, geographical and technological scope.	Dataset considered representative for time-related, geographical and technological scope.	Dataset considered representative for time-related, geographical and technological scope.	Dataset in general considered representative for time-related, geographical and technological scope.	Dataset in general considered representative for time-related, geographical and technological scope.
Consistency	The study methodology will be applied to all the	Dataset is considered internally consistent across the Sphera 2021 database of inventories.	Dataset is considered internally consistent across Sphera 2021 database of inventories which are	Dataset is considered internally consistent across Sphera 2021 database of inventories which	Dataset is considered internally consistent across the Sphera 2021 database of inventories

	components of the analysis.		generally applied throughout the LCA.	are generally applied throughout the LCA.	which are generally applied throughout the LCA.
Reproducibility	The information about the methodology and the data values should allow an independent practitioner to reproduce the results reported in the study.	Dataset is published by Sphera 2021 and considered accessible to reproduce.	Dataset is published by Sphera 2021 and considered accessible to reproduce.	Dataset is published by Sphera 2021 and considered accessible to reproduce.	Dataset is published by Sphera 2021 and considered accessible to reproduce.
Sources of the data	Data will be derived from credible sources and databases.	Dataset is published by Sphera 2021 and considered credible source.	Dataset is published by Sphera 2021 and considered credible source. Original data sources include: Worldsteel Life Cycle Inventory Study for Steel Industry Products, 2017 and Eurofer publications.	Dataset is published by Sphera 2021 and considered credible source. Original data sources include: European Aluminium Environmental Profile Report, 2018	Dataset is published by Sphera 2021 and considered credible source. Based on following reference: Eyerer, P.; Reinhardt, H.-W.: Ökologische Bilanzierung von Baustoffen und Gebäuden, Birkhäuser, Zürich / Switzerland, 2000

Table D1: Data quality evaluation (part 2)

Parameter	Production LCI datasets for copper	Production LCI datasets for polymers	Production LCI datasets for composites	Power plant lifetime
General description	Copper is mainly used in the turbine (around 59%) and the site cables (around 30% plant mass) for the wind power plant, along with other plant components. The copper grade may vary according to the application in the wind plant.	Polymers are mainly used in the turbine (51%), excluding blades, along with the site cables for the plant (49%). The polymer type varies according to the application in the wind plant. But generally a representative dataset from PlasticsEurope or PE database has been used.	Composite materials of epoxy resin combined with either glass fibres or carbon fibres are primarily used in construction of the blades, and also the nacelle and hub covers. The percentage of polymer to fibre depends on the location in the blade. Generally, a representative dataset from PlasticsEurope is used or PE database has been used.	The power plant lifetime represents the design life of the power plant. The LCA assumes a lifetime of 20 years which matches the standard design life; however, the wind turbine industry is still young (starting for Vestas in 1979), and few turbines have ever been disposed, reaching operational lives of 30 years and over, for other Vestas turbine models.
LCI dataset used (where applicable)	Datasets include: GLO: Copper mix PE	Datasets include: RER: Polyethylene high density granulate ELCD/PlasticsEurope RER: Polyvinylchloride injection moulding part (PVC) PlasticsEurope Ethylene Propylene Diene Elastomer	Datasets include: Epoxy resin/PlasticsEurope Glass fibres PE	Not relevant.
Time-related coverage	Sphera datasets published in 2021. Technology considered representative for 2021.	Sphera datasets published in 2021	Sphera datasets published in 2021	Representative of specific turbine being assessed in reference time period.
Geographical coverage	The dataset represents consumption mix at consumer.	Generally, the dataset represents an average production mix for European infrastructure. Datasets available relate only to European average and Germany. The datasets used are considered the most comprehensive and representative available.	Generally, the dataset represents an average production mix for European infrastructure Datasets available relate only to European average and Germany. The datasets used are considered the most comprehensive and representative available.	Representative of specific turbine being assessed for geographical coverage.

Technology coverage	The dataset represents a technology mix for primary production. The technology is considered representative.	The datasets represents a technology mix that is considered representative.	The datasets represents a technology mix that is considered representative.	Representative of specific turbine being assessed for technology coverage.
Precision	No comments.	No comments.	No comments.	No comments.
Completeness	A comparison has been made with global Sphera dataset for copper ingot. On a per kg basis this shows, generally higher overall potential impacts for the global dataset. For example, on per kg basis the global copper dataset has about 12% higher GWP impacts. The datasets used are considered representative.	Datasets available relate only to European average and Germany. The datasets used are considered the most comprehensive and representative available.	In general, comparisons have not been made with other sources of data. Datasets available relate only to European average and Germany. The datasets used are considered the most comprehensive and representative available.	The design life is a standard 20 years across all Vestas turbines (except V164 offshore platform which is 25 years).
Representativeness	Dataset in general considered representative for time-related, geographical and technological scope.	Dataset in general considered representative for time-related, geographical and technological scope.	Dataset in general considered representative for time-related, geographical and technological scope.	The lifetime is considered representative.
Consistency	Dataset is considered internally consistent across the Sphera (2021) database of inventories which are generally applied throughout the LCA.	Dataset is considered internally consistent across the Sphera (2021) database of inventories which are generally applied throughout the LCA.	Dataset is considered internally consistent across the Sphera (2021) database of inventories which are generally applied throughout the LCA.	Not relevant.
Reproducibility	Dataset is published by Sphera (2021) and considered accessible to reproduce.	Dataset is published by Sphera (2021) and considered accessible to reproduce.	Dataset is published by and considered accessible to reproduce.	Not relevant.
Sources of the data	Dataset is published by Sphera (2021) and considered credible source.	Dataset is published by Sphera (2021) and considered credible source. Original data sources include: PlasticsEurope, Association of Plastics Manufacturers, Brussels, and Boustead LCI database: Boustead model, Horsham, UK 2005.	Dataset is published by Sphera (2021) and considered credible source.	Vestas wind turbine specifications.

Table D1: Data quality evaluation (part 3)

Parameter	Power plant electricity production	Transport datasets	End-of-life crediting method and LCI datasets used for crediting	Coverage of LCIA characterisation factors.
General description	Electricity production is substantially affected by the wind plant siting and site-specific wind conditions that the turbine operates under (i.e. low, medium or high wind classes defined by the IEC). Electricity production is very accurately measured for Vestas turbines. The turbine assessed in this LCA has been assessed for average low wind conditions, which fairly reflects a 'typical' power plant.	In general, incoming raw materials and components are transported via 'default' transport modes, while the transport of turbine components (e.g. blades, nacelle and tower) use vehicles with specific transport gear to move those components to power plant site and at end-of-life.	At end-of-life the wind plant components are dismantled and waste management options include: recycling; incineration with energy recovery; component reuse; and deposition to landfill. The LCA accounts for specific recycling rates of different turbine components, depending on their material purity and ease of disassembly, based upon industry data. System expansion is used to account for recycling credits for metals. In general, datasets for input materials are the same as those used for recycling credits. All input scrap metal has been applied with primary or scrap burdens.	The selection of the impact categories assessed in this study is representative of those impacts that are likely to arise from a wind plant system, based on the CML (2016) baseline characterisation factors for mid-point potential impacts. Ozone depletion potential (ODP) has been omitted from the selected impact categories as this is not considered to be significant.
LCI dataset used (where applicable)	Not relevant.	Datasets include: GLO: Container ship ELCD GLO: Rail transport cargo GLO: Truck Plus modified datasets of the above.	Datasets include: GLO: Value of scrap worldsteel EU 27: Aluminium ingot mix GLO: Copper mix PE	Not relevant.
Time-related coverage	Representative of specific turbine being assessed in reference time period.	Sphera datasets published in 2021. Technology considered representative for 2021.	Sphera datasets published in 2021. Technology considered representative for 2021.	The CML (2016) baseline characterisation factors are considered representative for 2021.
Geographical coverage	Representative of specific turbine being assessed for geographical coverage.	The datasets represent a global mix, while modified datasets are based on specific transport fuel-use data from	Generally, the datasets used for crediting represent an average production mix for European infrastructure.	The impact categories occur on different geographical scales, ranging from global impacts (such as global warming potential) to regional impacts (such as acidification

		European and Asian suppliers (for blades, nacelle, and tower).		potential) and local impacts (such as aquatic toxicity or human toxicity potential). The LCA does not account for specific local or regional conditions for these emissions.
Technology coverage	Representative of specific turbine being assessed for technology coverage.	The datasets represent a European and Asian technology mix that is considered representative.	The datasets represent average European or global technology mix that is considered representative.	The selected impact categories cover those associated with the wind power plant, such as for metal production, fabrication and recycling, as well as other materials contained within the turbine and power plant, such a concrete, polymers and composite materials.
Precision	No comments.	No comments.	No comments.	No comments.
Completeness	The electricity production is representative of the actual turbine and conditions being assessed.	Comparisons have not been made with other sources of data.	Comparisons have not been made with other sources of data.	<p>A general check was made for metal, polymer and concrete production LCIs that important substance flows were covered in the CML characterisation factors. These are considered complete. Also, the following impact categories were assessed using ILCD 2016 and considered reasonably similar for this study compared to CML. Similar components dominate the life cycle impacts, although often different substances are the main contributors to the impacts.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aquatic acidification - Midpoint • Aquatic ecotoxicity - Midpoint • Aquatic eutrophication - Midpoint • Photochemical oxidation - Midpoint • Terrestrial acidification/nutrition • Terrestrial ecotoxicity - Midpoint

Representativeness	The electricity production is considered representative and has been assessed for average low wind conditions.	Dataset in general considered representative for time-related, geographical and technological scope.	The datasets in general considered representative for time-related, geographical and technological scope.	The datasets in general considered representative for time-related, geographical and technological scope.
Consistency	Not relevant.	Dataset is considered internally consistent across the Sphera (2021) database of inventories which are generally applied throughout the LCA.	Dataset is considered internally consistent across the Sphera (2021) database of inventories which are generally applied throughout the LCA.	The impact assessment method is applied consistently throughout the LCA.
Reproducibility	Not relevant.	Dataset is published by Sphera (2021) and considered accessible to reproduce.	Dataset is published by Sphera (2021) and considered accessible to reproduce.	Dataset is published by CML (2016) and considered accessible to reproduce.
Sources of the data	Vestas internal data for the electricity production of the wind turbine. This is based upon actual turbine test data for a typical power production curve and using analysis software (based on T-CAT) of the specific turbine performance data.	Dataset is published by Sphera 2021 and considered credible source. Modified datasets for turbine component transport are specific data from Vestas suppliers.	Dataset is published by Sphera 2021 and considered credible source. Includes on following reference: European Aluminium Association, worldsteel and thinkstep database (2021) .	Dataset is published by CML (2016) the Centre for Environmental Science, Leiden University.

Annex E Turbine wind class

Turbine wind class is one of the factors which needs to be considered during the complex process of planning a wind power plant. The wind class determine which turbine is suitable for the wind conditions of a particular site.

The DS/EN 61400 standard specifies the essential design requirements to ensure the engineering integrity of wind turbines, including the wind turbine class. Its purpose is to provide an appropriate level of protection against damage from all hazards during the planned lifetime.

This standard is concerned with all subsystems of wind turbines, but in relation to wind, the standard specifies wind turbines for low, medium, and high-class designations with reference wind speed and turbulence intensity, as defined in Table E1. The wind turbine class is defined by the average annual wind speed (measured at the turbine's hub height), the speed of extreme gusts that could occur over 50 years, and how much turbulence there is at the wind site.

For the LCA, electricity generation from the turbine is assumed at the following wind speeds. This represents the top-end of each wind class.

- high wind speed is assumed to be 10.0 m/s;
- medium wind speed is assumed to be 8.5 m/s; and
- low wind speed is assumed to be 7.5 m/s.

The wind turbine is functionally designed for specific wind classifications and when comparisons are made between turbines, these should only be compared within a specific wind class for which the turbine is designed.

It should be noted that, increasingly within the wind industry, turbines are designed for IEC Special wind class, where the average wind speeds may vary slightly from the standard IEC definition, but fall within the IEC range for wind speed. This allows for better optimisation of turbine design to meet market conditions and also improve performance and business-case; as such, the IEC conditions are denoted as "IEC Special" or "IECS" in each low, medium or high wind class.

Table E1: Wind turbine classes

Turbine Class	IEC I High Wind	IEC II Medium Wind	IEC III Low Wind
Annual average wind speed	8.5 to 10 m/s	7.5 to 8.5 m/s	6.0 to 7.5 m/s
Extreme 50-year gust	70 m/s	59.5 m/s	52.5 m/s
Turbulence classes	A 18% B 16%	A 18% B 16%	A 18% B 16%

International Electrotechnical Commission standard (IEC)

Vestas has an extensive portfolio of onshore turbines which are each suited to specific conditions and requirements; Table E2 shows the various wind turbines and their wind classes.

Table E2: Vestas wind turbines

Turbine Class	IEC I High Wind	IEC II Medium Wind	IEC III Low Wind	Published LCA of turbine completed (year)
Onshore				
V52-850 kW	X	X		No
V60-850 kW		X	X	No
V82- 1.65 MW		X	X	Yes (2006)
V90-3.0 MW	X	X		Yes (2012)
2MW Platform				
V80-2.0 MW	X			Yes (2004)
V80-2.0 MW GridStreamer™	X			Yes (2011)
V90-1.8 MW		X		No
V90-1.8 MW GridStreamer™		X		No
V90-2.0 MW		X	X	No
V90-2.0 MW GridStreamer™			X	Yes (2011)
V90-2.0 MW GridStreamer™(IEC IA)	X	X	X	No
V100-1.8 MW			X	No
V100-1.8 MW GridStreamer™			X	Yes (2011)
V100-2.0 MW GridStreamer™(IEC IIA)		X	X	No
V100-2.0 MW		X		Yes (2015)
V100-2.6 MW		X	X	Yes (2012)
V110-2.0 MW			X	Yes (2015)
V116-2.0 MW		X		Yes (2018)
V120-2.0 MW			X	Yes (2018)
4MW Platform				
V105-3.3 MW	X			Yes (2014)
V105-3.45 MW	X			Yes (2017)
V112-3.0 MW		X	X	Yes (2011)
V112-3.3 MW	X	X		Yes (2015)
V112-3.45 MW	X			Yes (2017)

V117-3.3 MW		X	X	Yes (2014)
V117-3.45 MW	X	X		Yes (2017)
V117-4.2 MW	X			Yes (2019)
V126-3.3 MW			X	Yes (2014)
V126-3.45 MW		X		Yes (2017)
V136-3.45 MW		X	X	Yes (2017)
V136-4.2 MW		X		Yes (2022)
V150-4.2 MW			X	Yes (2022)
<hr/>				
EnVentus				
<hr/>				
V150-5.6 MW		X		Yes (2022)
V150-6.0MW		X		Yes (2022)
V162-5.6MW	X			Yes (2022)
V162-6.0MW	X			Yes (2022)
V162-6.2MW	X			Yes (2022)
V162-7.2MW			X	No
V172-6.5MW			X	No
V172-6.8MW			X	No
V172-7.2MW			X	No
<hr/>				

Annex F General uncertainties in life cycle assessment

The main methodological assumptions and uncertainties made in the LCA are described below.

F.1 Foreground (primary) data

The primary data collected by Vestas are considered to be of high quality and the modelling has been carried out to an extremely high level of detail. The GaBi DfX software was used to assess the wind turbine production down to the level of individual components. The BOM used contained around 25,000 items. This LCA has covered 99.4% of the total mass of the turbine itself, and about 99.7% of the entire mass of the power plant. Missing information relates to parts where the material was not identified. Manufacturing data were based on average production in Vestas global production facilities as described in Annex C and are also considered to be of high quality.

F.2 Background (secondary) data

A major source of uncertainty in any LCA study is the use of background (secondary) data rather than primary data specific to the system being studied. This study is a model of a typical 'virtual' wind plant so it is not possible to entirely specify how (un)representative the background data may be, as this would be dependent upon the location of an actual wind plant. However, for issues relating to wind power technology it is reasonable to assume that the same production processes will be applied regardless of location so it is not expected that this will lead to major inaccuracies in the results.

F.3 Allocation

Allocation was applied to the production data as described in Annex C. Different allocation rules would generate different results, but the ones selected are based on physical properties of the system in alignment with the ISO standards for LCA. Allocation may also be applied in some of the background datasets for the production of materials, fuels, and energy. These assumptions are described in the dataset documentation from Sphera (2021). The datasets have not been adjusted for any allocation procedures made. Lastly, allocation is also applied to the site transformer, based on MVA rating, which has been scaled down from 250MVA to 100MVA to represent the requirements of the 100MW wind plant, where material and production data were taken from the manufacturers EPD.

F.4 Recycling approach

In relation to the recycling methodology used, this LCA uses an 'avoided impacts' approach for the crediting, accounting also for burdens of input scrap from primary production of metals; methodologically speaking, this is a consistent approach to crediting. Additionally, specific parts of the turbine and power plant are applied different recycling rates dependent on their ease to disassemble and recycle. Also, the LCA presents the results if a 'recycled content approach' is used for crediting the metal at end-of-life; based upon the standard industry datasets for average international recycling rates. Recycling credits are only applied for metal parts.

F.5 Impact assessment

Uncertainty is also introduced in the impact assessment phase of the LCA, which will vary according to the impact categories assessed. The main issues are:

- completeness: does the impact assessment methodology consider all potential contributing substances/emissions; and
- characterisation: has the degree of impact caused by each substance species been characterised appropriately.

Certain impact categories, such as global warming potential, are considered scientifically robust in both of these aspects; however, toxicity impacts, such as human toxicity and eco-toxicity, are less well developed and consequently less reliance should be placed on these categories.

Based on a check of the completeness of the characterisation factors used in the CML method (for the impact categories assessed in this LCA), it is considered that all relevant substances have been characterised that are of relevance to the turbine life cycle. There are also no unusual or special elements or substances that have been identified in the data collection stage which require special account.

Annex G Life cycle inventory

Table G1 shows the life cycle inventory results for 1 kWh of electricity supplied to the grid for the EnVentus V162-6.2 MW turbine. A mass cut-off has been applied to Table G1 in order to limit the number of flows presented to a reasonable number.

Table G1: Life cycle inventory of 100MW power plant of V162-6.2 MW turbines (units shown in mg per kWh)

Flow	Unit	Turbine	Foundations	Site parts	Plant setup	Replacements/ servicing	End-of-life	Total
Energy resources	mg per kWh	6.24E+14	3.66E+13	6.35E+11	3.59E+03	1.06E+14	-2.17E+15	-1.40E+15
Non renewable energy resources	mg per kWh	2.90E+03	3.38E+02	1.14E+02	3.51E+01	2.07E+02	-1.31E+03	2.28E+03
Crude oil (resource)	mg per kWh	4.35E+02	4.09E+01	4.15E+01	3.27E+01	3.37E+01	3.90E+01	6.22E+02
Hard coal (resource)	mg per kWh	1.64E+03	1.90E+02	2.81E+01	1.41E-01	9.93E+01	-1.36E+03	5.96E+02
Lignite (resource)	mg per kWh	3.44E+02	5.60E+01	7.79E+00	1.21E-01	3.81E+01	2.99E+01	4.76E+02
Natural gas (resource)	mg per kWh	4.78E+02	5.11E+01	3.68E+01	2.19E+00	3.58E+01	-1.94E+01	5.84E+02
Material resources	mg per kWh							
Non renewable elements	mg per kWh	1.79E+03	2.39E+02	6.35E+00	2.57E-02	1.07E+02	-1.86E+03	2.84E+02
Chromium	mg per kWh	7.80E+00	6.01E+00	2.82E-03	1.01E-05	9.65E-01	2.87E-01	1.51E+01
Iron	mg per kWh	1.70E+03	2.21E+02	2.47E+00	2.11E-02	9.83E+01	-1.84E+03	1.88E+02
Magnesium	mg per kWh	1.06E+01	3.62E+00	-1.45E-03	1.04E-05	1.81E+00	-8.93E-01	1.51E+01
Manganese	mg per kWh	7.69E+00	4.14E+00	1.12E-02	1.75E-04	-2.61E-01	2.02E+01	3.18E+01
Zinc	mg per kWh	2.25E+01	-6.63E-01	1.97E+00	1.75E-04	2.06E+00	-1.58E+01	1.01E+01
Non renewable resources	mg per kWh	2.20E+04	9.38E+03	5.48E+02	1.02E+02	1.58E+03	-1.37E+04	2.00E+04
Bauxite	mg per kWh	1.40E+02	3.94E+00	8.66E+01	1.91E-03	4.49E+00	-2.03E+02	3.18E+01
Clay	mg per kWh	-1.39E+00	4.32E+01	1.57E+00	1.47E-01	-9.39E-01	2.81E+02	3.24E+02
Colemanite ore	mg per kWh	1.29E+01	2.10E-03	6.37E-05	4.24E-06	3.88E-01	-1.93E-03	1.33E+01
Copper - Gold - Silver - ore (1.0% Cu; 0.4 g/t Au; 66 g/t Ag)	mg per kWh	5.47E+01	7.27E-07	1.87E-04	0.00E+00	4.27E+00	-1.07E-02	5.90E+01
Copper - Gold - Silver - ore (1.1% Cu; 0.01 g/t Au; 2.86 g/t Ag)	mg per kWh	3.37E+01	4.49E-07	1.14E-04	0.00E+00	2.61E+00	-6.52E-03	3.63E+01
Copper - Gold - Silver - ore (1.16% Cu; 0.002 g/t Au; 1.06 g/t Ag)	mg per kWh	1.90E+01	2.53E-07	6.42E-05	0.00E+00	1.47E+00	-3.68E-03	2.05E+01
Copper ore (sulphidic, 1.1%)	mg per kWh	5.96E+00	8.74E-02	1.18E+01	0.00E+00	3.06E-08	-3.15E-11	1.79E+01
Dolomite	mg per kWh	1.31E+02	2.24E+01	4.15E-02	1.06E-02	6.69E+00	-1.21E+02	3.94E+01
Gypsum (natural gypsum)	mg per kWh	-1.03E+01	2.01E+01	3.42E-03	9.82E-04	-7.14E-01	1.42E+01	2.32E+01
Inert rock	mg per kWh	2.12E+04	2.55E+03	4.16E+02	3.47E+00	1.48E+03	-1.43E+04	1.13E+04

Iron ore (56.86%)	mg per kWh	4.07E+01	1.22E-04	5.02E+00	0.00E+00	-7.12E+00	-6.23E-02	3.86E+01
Limestone (calcium carbonate)	mg per kWh	6.67E+01	1.20E+03	5.72E+00	1.17E-01	-2.82E-01	1.80E+02	1.45E+03
Natural Aggregate	mg per kWh	-9.63E+01	4.61E+03	5.86E+00	8.29E+01	4.83E+01	2.65E+02	4.92E+03
Nickel ore (1.6%)	mg per kWh	2.14E+00	-5.86E-05	1.78E-01	0.00E+00	1.54E-01	-3.15E-04	2.47E+00
Phosphate ore	mg per kWh	5.36E+00	8.79E-01	1.45E-02	1.44E-01	6.40E-01	1.21E+00	8.24E+00
Potashsalt, crude (hard salt, 10% K2O)	mg per kWh	9.37E+00	1.63E+00	8.45E-02	3.75E-01	1.01E+00	1.55E+00	1.40E+01
Quartz sand (silica sand; silicon dioxide)	mg per kWh	1.13E+02	-5.07E+00	2.27E+00	1.04E-01	1.10E+01	1.62E+02	2.83E+02
Rare-earth ore	mg per kWh	2.24E+01	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	7.79E+00	0.00E+00	3.02E+01
Shale	mg per kWh	8.86E-02	4.29E+00	2.20E-03	1.44E-05	1.33E-02	-2.33E-01	4.16E+00
Renewable resources	mg per kWh	6.24E+14	3.66E+13	6.35E+11	3.45E+03	1.06E+14	-2.17E+15	-1.40E+15
Water	mg per kWh	6.24E+14	3.66E+13	6.35E+11	3.44E+03	1.06E+14	-2.17E+15	-1.40E+15
Carbon dioxide	mg per kWh	2.64E+02	7.47E+01	4.16E+00	2.21E+00	3.17E+01	4.35E+01	4.21E+02
Nitrogen	mg per kWh	1.59E+01	2.59E-02	5.26E+00	1.29E-11	2.79E-01	6.97E-05	2.15E+01
Deposited goods	mg per kWh	9.86E+03	2.55E+03	4.90E+02	2.12E+01	9.60E+02	5.90E+02	1.45E+04
Stockpile goods	mg per kWh	9.87E+03	2.55E+03	4.90E+02	2.12E+01	9.61E+02	5.90E+02	1.45E+04
Slag (deposited)	mg per kWh	3.99E-01	4.11E-03	9.07E-01	5.67E-11	4.23E-03	1.08E+01	1.21E+01
Spoil (deposited)	mg per kWh	7.41E+00	8.31E+02	6.90E+00	1.50E+01	1.15E+01	5.11E+01	9.23E+02
Waste (deposited)	mg per kWh	1.99E+02	2.49E+02	3.75E+01	3.43E+00	-7.46E+00	6.28E+03	6.76E+03
Emissions to air	mg per kWh	5.44E+04	7.93E+03	2.71E+03	6.14E+02	5.29E+03	1.29E+03	7.23E+04
Inorganic emissions to air	mg per kWh	4.14E+04	6.53E+03	2.19E+03	6.06E+02	3.98E+03	-1.99E+03	5.27E+04
Carbon dioxide	mg per kWh	6.76E+03	1.27E+03	2.08E+02	4.32E+01	4.28E+02	-3.04E+03	5.66E+03
Carbon dioxide (biotic)	mg per kWh	2.45E+02	7.20E+01	2.65E+00	4.05E-01	3.18E+01	5.00E+01	4.02E+02
Carbon dioxide (land use change)	mg per kWh	5.52E+00	1.08E+00	6.70E-02	3.19E-01	4.29E-01	1.11E-01	7.53E+00
Carbon monoxide	mg per kWh	4.10E+01	4.69E+00	5.60E-01	2.52E-01	2.57E+00	-4.34E+01	5.63E+00
Nitrogen oxides	mg per kWh	1.67E+01	1.75E+00	3.38E-01	4.33E-01	5.91E-01	-2.34E+00	1.75E+01
Oxygen	mg per kWh	2.45E+01	2.04E+00	2.02E-01	1.21E-02	2.78E+00	6.24E+00	3.58E+01
Sulphur dioxide	mg per kWh	1.35E+01	1.59E+00	5.96E-01	4.99E-02	4.34E-01	-4.56E+00	1.16E+01
Water (evapotranspiration)	mg per kWh	2.04E+04	3.30E+03	1.91E+02	5.54E+02	2.35E+03	2.87E+03	2.97E+04
Water vapour	mg per kWh	1.36E+04	1.87E+03	1.78E+03	7.37E+00	1.16E+03	-1.82E+03	1.66E+04

Organic emissions to air (group VOC)	mg per kWh	2.07E+01	1.72E+00	9.22E-01	2.34E-01	1.22E+00	-7.30E+00	1.75E+01
Emissions to fresh water	mg per kWh	6.18E+06	4.25E+05	1.66E+06	2.96E+03	4.23E+05	-2.84E+06	5.84E+06
Analytical measures to fresh water	mg per kWh	6.30E+00	2.49E-01	1.58E-01	4.42E-03	6.03E-01	2.09E-01	7.53E+00
Heavy metals to fresh water	mg per kWh	9.99E-01	1.45E-01	1.63E-02	5.40E-04	8.19E-02	-3.57E-02	1.21E+00
Iron	mg per kWh	9.83E-01	1.44E-01	1.58E-02	3.03E-04	8.07E-02	-2.74E-02	1.20E+00
Lead	mg per kWh	1.02E-03	6.51E-05	5.60E-05	2.02E-05	8.36E-05	-1.34E-04	1.11E-03
Manganese	mg per kWh	2.56E-03	2.96E-04	7.29E-05	4.28E-07	1.77E-04	-1.82E-03	1.29E-03
Molybdenum	mg per kWh	6.96E-04	2.27E-05	2.14E-05	2.39E-07	3.45E-05	2.78E-05	8.02E-04
Nickel	mg per kWh	1.25E-03	1.27E-04	4.54E-05	3.38E-05	1.05E-04	-1.69E-04	1.39E-03
Inorganic emissions to fresh water	mg per kWh	1.60E+02	7.07E+00	2.52E+00	2.37E+00	7.43E+00	-7.23E+00	1.73E+02
Acid (calculated as H ⁺)	mg per kWh	1.96E-02	3.09E-04	1.18E-02	3.14E-04	6.67E-04	-2.66E-02	6.03E-03
Aluminium	mg per kWh	7.21E-03	5.60E-04	6.19E-04	4.93E-06	5.61E-04	-9.95E-04	7.96E-03
Ammonia	mg per kWh	6.00E-03	1.40E-04	1.48E-04	2.33E-06	1.71E-04	-7.24E-05	6.39E-03
Barium	mg per kWh	7.64E-03	9.14E-04	3.31E-04	4.62E-04	7.98E-04	6.01E-05	1.02E-02
Carbonate	mg per kWh	1.18E+00	5.76E-02	1.56E-02	2.91E-02	4.73E-02	3.72E-03	1.33E+00
Emissions to sea water	mg per kWh	1.02E+04	4.84E+03	2.78E+03	1.13E+01	6.62E+02	-1.06E+04	7.87E+03
Inorganic emissions to sea water	mg per kWh	1.06E+01	1.14E+00	3.59E-01	6.40E-01	8.34E-01	6.12E-01	1.42E+01
Barium	mg per kWh	2.08E-03	2.24E-04	7.00E-05	1.26E-04	1.62E-04	1.32E-04	2.80E-03
Other emissions to sea water	mg per kWh	1.02E+04	4.84E+03	2.78E+03	1.07E+01	6.61E+02	-1.06E+04	7.86E+03
Pesticides to sea water	mg per kWh	-1.57E-15	2.92E-16	7.09E-20	5.13E-18	-7.08E-17	1.81E-15	4.74E-16

*Regionalised water flows are not included in the table.

Annex H Additional Life cycle impact assessment results

Section H.1 presents the impact assessment results for the V162-6.2 MW wind plant using the alternative LCIA method for Product Environmental Footprint v1.09 (2016) impact recommendations. Table H1 shows the overall impact results by life cycle stage.

Table H1: Whole-life environmental impacts of V162-6.2 MW by life cycle stage (units shown in g, mg or MJ per kWh) using Product Environmental Footprint v1.09 (2016) impact assessment

Environmental impact categories:	Unit	Manufacture	Plant set up	Operation	End of life	V162 6.2MW
Acidification midpoint	Mole of H+ eq.	4.47E-02	4.13E-04	8.18E-04	-8.26E-03	3.77E-02
Climate change midpoint, excl biogenic carbon	g CO2-Equiv.	1.24E+01	4.87E-02	3.11E-01	-3.32E+00	9.48E+00
Climate change midpoint, incl biogenic carbon	g CO2-Equiv.	1.24E+01	4.69E-02	3.11E-01	-3.32E+00	9.45E+00
Ecotoxicity freshwater midpoint	CTUe	1.23E+00	1.09E-02	7.42E-02	-3.63E-01	9.53E-01
Eutrophication freshwater midpoint	mg P eq	2.64E-05	1.38E-07	1.27E-06	3.08E-06	3.09E-05
Eutrophication marine midpoint	mg N-Equiv.	1.01E-02	1.81E-04	2.20E-04	-1.02E-03	9.44E-03
Eutrophication terrestrial midpoint	Mole of N eq.	1.08E-01	1.98E-03	2.36E-03	-1.07E-02	1.02E-01
Human toxicity midpoint, cancer effects	CTUh	1.03E-07	5.06E-10	3.12E-09	-6.04E-09	1.00E-07
Human toxicity midpoint, non-cancer effects	CTUh	3.54E-07	5.19E-09	2.46E-08	1.53E-07	5.36E-07
Ionizing radiation midpoint, human health	kg CFC-11 eq	2.76E-01	1.90E-04	1.75E-02	1.27E-02	3.07E-01
Ozone depletion midpoint	kg CFC-11 eq	3.69E-08	3.03E-17	2.30E-09	-6.75E-09	3.24E-08
Particulate matter/Respiratory inorganics midpoint	kg PM2,5-Equiv.	2.81E-03	7.48E-06	5.36E-05	-7.53E-04	2.11E-03
Photochemical ozone formation midpoint, human health	kg NMVOC	3.19E-02	5.20E-04	6.51E-04	-5.01E-03	2.80E-02
Resource depletion water, midpoint	m³ eq.	2.80E-01	6.10E-05	1.02E-02	-2.89E-02	2.62E-01
Resource depletion, mineral, fossils and renewables, midpoint	kg Sb-Equiv.	7.75E-04	2.86E-08	3.90E-05	-1.87E-04	6.27E-04

Vestas Wind Systems A/S
Hedeager 42. 8200 Århus N. Denmark
Tel.: +45 9730 0000. Fax: +45 9730 0001
vestas@vestas.com . [vestas.com](https://www.vestas.com)

© 2023 Vestas Wind Systems A/S. All rights reserved.

This document was created by Vestas Wind Systems A/S on behalf of the Vestas Group and contains copyrighted material, trademarks and other proprietary information. This document or parts thereof may not be reproduced, altered or copied in any form or by any means without the prior written permission of Vestas Wind Systems A/S. All specifications are for information only and are subject to change without notice. Vestas Wind Systems A/S does not make any representations or extend any warranties, expressed or implied, as to the adequacy or accuracy of this information. This document may exist in multiple language versions. In case of inconsistencies between language versions the English version shall prevail. Certain technical options, services and wind turbine models may not be available in all locations/countries.

