



**COMUNE DI
TEMPIO PAUSANIA**



**REGIONE AUTONOMA
DELLA SARDEGNA**



**COMUNE DI
AGLIENTU**

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE
E L'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO
DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA
DA FONTE EOLICA DENOMINATO
"PARCO EOLICO BASSACUTENA",
DELLA POTENZA DI 61,2 MW, LOCALIZZATO
NEL COMUNE DI TEMPIO PAUSANIA
E DELLE SOLE OPERE ED INFRASTRUTTURE
CONNESSE PER IL COLLEGAMENTO
IN ANTENNA 36 KV CON UNA NUOVA
STAZIONE ELETTRICA (SE) DELLA RTN
A 150 KV/36KV DA INSERIRE IN ENTRA-ESCE
ALLA LINEA RTN A 150 KV "AGLIENTU
S.TERESA", SITA NEL COMUNE DI AGLIENTU**



Relazione di sostenibilità dell'opera

PROPONENTE

MYT EOLO 1 S.R.L.
Via Vecchia Ferriera 22
36100 Vicenza (VI)
P.IVA 04436470241
REGISTRO IMPRESE VI-397007

PROGETTISTI

ING. CARLO PERUZZI
Via Pallone 6
37121 Verona (VR)
P.IVA 03555350234
PEC carlo.peruzzi@ingpec.eu



RENX ITALIA S.R.L.
Via Vecchia Ferriera 22
36100 Vicenza (VI)
P.IVA 04339940241
PEC: renx-italia@pec.it

DATA	REVISIONE

ELABORATO
DT04

INDICE

1	PREMESSA	4
2	RIFERIMENTO NORMATIVO PER LA REDAZIONE DEL PROGETTO.....	7
3	RIFERIMENTO NORMATIVO PER LA REDAZIONE DEL PRESENTE DOCUMENTO	8
4	LA DESCRIZIONE DEGLI OBIETTIVI PRIMARI DELL'OPERA IN TERMINI DI RISULTATI PER LE COMUNITÀ E I TERRITORI INTERESSATI	13
	4.1 DEFINIZIONE DEI BENEFICI A LUNGO TERMINE, COME CRESCITA, SVILUPPO E PRODUTTIVITÀ, CHE NE POSSONO REALMENTE SCATURIRE, MINIMIZZANDO, AL CONTEMPO, GLI IMPATTI NEGATIVI.....	13
	4.2 INDIVIDUAZIONE DEI PRINCIPALI PORTATORI DI INTERESSI E L'INDICAZIONE, OVE PERTINENTE, DEI MODELLI E DEGLI STRUMENTI DI COINVOLGIMENTO DEI PORTATORI D'INTERESSE DA UTILIZZARE NELLA FASE DI PROGETTAZIONE, AUTORIZZAZIONE E REALIZZAZIONE DELL'OPERA, IN COERENZA CON LE RISULTANZE DEL DIBATTITO PUBBLICO	15
5	VERIFICA DEI CONTRIBUTI SIGNIFICATIVI AI SEGUENTI OBIETTIVI AMBIENTALI [COME DEFINITI NELL'AMBITO DEI REGOLAMENTI (UE) 2020/852 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO, DEL 18 GIUGNO 2020 E 2021/241 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO, DEL 12 FEBBRAIO 2021] TENENDO IN CONTO IL CICLO DI VITA DELL'OPERA	22
	5.1 MITIGAZIONE DEI CAMBIAMENTI CLIMATICI.....	22
	5.2 ADATTAMENTO AI CAMBIAMENTI CLIMATICI.....	23
6	STIMA DELLA VALUTAZIONE DEL CICLO DI VITA DELL'OPERA IN OTTICA DI ECONOMIA CIRCOLARE (LIFE CYCLE ASSESSMENT - LCA) CON PARTICOLARE RIFERIMENTO ALLA DEFINIZIONE E ALL'UTILIZZO DEI MATERIALI DA COSTRUZIONE, DELL'IDENTIFICAZIONE DEI PROCESSI CHE FAVORISCONO IL RIUTILIZZO DI MATERIA PRIMA E SECONDA (RIDUCENDO GLI IMPATTI IN TERMINI DI RIFIUTI GENERATI) STIMA DELLA CARBON FOOTPRINT DELL'OPERA IN RELAZIONE AL CICLO DI VITA E IL CONTRIBUTO AL RAGGIUNGIMENTO DEGLI OBIETTIVI CLIMATICI E ANALISI DEL CONSUMO COMPLESSIVO DI ENERGIA	26
	6.1 PREMESSA.....	26
	6.2 RIFERIMENTI NORMATIVI.....	27
	6.3 GLOSSARIO ED ACRONIMI	28
	6.3.1 Glossario.....	28
	6.3.2 Acronimi	30
	6.4 DATI E INFORMAZIONI DI BASE	31
	6.4.1 Limiti/confini del sistema (System Boundary).....	31
	6.4.2 Fine vita utile / Dismissione	33

6.4.3	<i>Software and Database</i>	34
6.4.4	<i>Realizzazione dei componenti (Upstream Module)</i>	35
6.4.4.1	Fondazioni (Foundation)	36
6.4.4.2	Torre (Tower)	36
6.4.4.3	Pale (Blades)	36
6.4.4.4	Componenti elettriche (E-Module)	36
6.4.4.5	Trasmissione (drivetrain)	36
6.4.4.6	Navicella con mozzo incluso (nacelle including hub)	36
6.4.4.7	Trasporti (transports)	37
6.4.4.8	Cavi di Media Tensione (MV cables) e di Alta Tensione (HV cables)	37
6.4.4.9	Sottostazioni (substations)	37
6.4.5	<i>Esecuzione dell'opera, esercizio e dismissione (Core)</i>	38
6.4.5.1	Uso del suolo (GWP LULUC) – VERIFICARE BIOPHILA	38
6.4.5.2	Demolizione	38
6.4.5.3	Trasporto a fine vita	38
6.4.5.4	Smaltimento finale: trattamento termico e discarica	38
6.4.5.5	Manutenzione e sostituzione	39
6.4.5.6	Trasporti	39
6.4.5.7	Informazioni supplementari	39
6.4.6	<i>Unità di misura</i>	40
6.5	STIMA DEL CICLO DI VITA DELL'OPERA E STIMA DELLA CARBON FOOTPRINT DELL'OPERA	42
6.5.1	<i>Vita utile stimata</i>	42
6.5.2	<i>Risultati finali della modellazione con un fine vita utile di 20 anni</i>	43
6.5.3	<i>Risultati finali della modellazione con un fine vita utile di 25/30/35 anni</i>	45
6.6	ANALISI DEL CONSUMO COMPLESSIVO DI ENERGIA CON L'INDICAZIONE DELLE FONTI PER IL SODDISFACIMENTO DEL BISOGNO ENERGETICO	46
6.6.1	<i>Premessa</i>	46
6.6.2	<i>Riepilogo dei dati</i>	46
7	DEFINIZIONE DELLE MISURE PER RIDURRE LE QUANTITÀ DEGLI APPROVVIGIONAMENTI ESTERNI (RIUTILIZZO INTERNO ALL'OPERA) E DELLE OPZIONI DI MODALITÀ DI TRASPORTO PIÙ SOSTENIBILI DEI MATERIALI VERSO/DAL SITO DI PRODUZIONE AL CANTIERE	48
8	UTILIZZO DI SOLUZIONI TECNOLOGICHE INNOVATIVE, IVI INCLUSE APPLICAZIONI DI SENSORISTICA PER L'USO DI SISTEMI PREDITTIVI (STRUTTURA, GEOTECNICA, IDRAULICA, PARAMETRI AMBIENTALI)	49
9	CONCLUSIONI SULLA SOSTENIBILITÀ DELL'OPERA	50
9.1	RAFFRONTO TRA LE PRINCIPALI FONTI ENERGETICHE	50
9.2	DATI PRINCIPALI INERENTI ALL'IMPIANTO PROPOSTO	51

9.3	TEMPO DI AMMORTAMENTO DELL'ENERGIA CONSUMATA E DELL'EMISSIONE DI ANIDRIDE CARBONICA EQUIVALENTE (ENERGY AND CARBON PAYBACK TIME).....	52
10	BIBLIOGRAFIA.....	53
11	ALLEGATI.....	55
11.1	ALLEGATO 1 - EPD OF A NORDEX WIND FARM WITH DELTA4000 N163/5.X TURBINES – LCA REPORT - REPORT VERSION: V1.0 - REPORT DATE: 24/02/2023	55

1 PREMESSA

La società **Myt Eolo 1 S.r.l.**, d'ora in avanti indicata sinteticamente come il "**Proponente**", ha elaborato il presente progetto per la produzione di energia rinnovabile da fonte eolica ubicato nel comune di Tempio Pausania, Località Bassacutena, le cui opere ed infrastrutture connesse per il collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale (di seguito RTN) ricadono nei comuni di Tempio Pausania e Aglientu.

Il titolo completo del progetto è il seguente: "**Progetto per la realizzazione e l'esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica denominato "Parco Eolico Bassacutena", della potenza di 61,2 MW, localizzato nel Comune di Tempio Pausania e delle sole opere ed infrastrutture connesse per il collegamento in antenna 36 kV con una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV/36kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Aglientu-S. Teresa", sita nel Comune di Aglientu**".

Di seguito, i dati identificativi sintetici del Proponente:

- Società Proponente: MYT EOLO 1 S.r.l.
- Forma Giuridica: Società a Responsabilità Limitata
- Presidente del CdA: SICCARDI IGOR
- Sede: Via Vecchia Ferriera, 22 – 36100 – VICENZA (VI)
- Posta certificata: myteolo1srl@pec.it
- REA: VI- 404143
- P.IVA: 04436470241
- Iscritta alla Sezione Ordinaria di VICENZA

Il Proponente è parte del gruppo **Renx Italia S.r.l.**, società di diritto italiano avente ad oggetto lo studio, la compravendita, la costruzione, la gestione e la commercializzazione di impianti di produzione di energia rinnovabile, tra cui spicca nella fattispecie la fonte eolica.

Renx Italia S.r.l. nasce dalla comune visione dei soci fondatori di creare un'entità altamente specializzata nella progettazione e nell'ambito della produzione di energia da fonti rinnovabili. Contando più di quaranta tra collaboratori e partners che quotidianamente operano con professionalità e riconosciute competenze nella ricerca e nello sviluppo delle nuove iniziative del gruppo, ad oggi Renx Italia S.r.l. è, nel segmento delle piccole e medie imprese, uno degli operatori qualificati che opera con fondi e grandi compagnie energetiche con la maggiore pipeline di sviluppo di progetti a fonti rinnovabili.

La forte espansione del gruppo, dalla sua nascita ad oggi, trae origine indubbiamente dalle competenze e dalle esperienze in ambito energetico acquisite nel corso degli anni della proprietà, abbinate a valori etici, varietà di competenze multiculturali, gestione imprenditoriale e forte orientamento ai risultati di un gruppo di lavoro giovane, motivato e appassionato dal settore delle energie rinnovabili.

L'ipotesi progettuale prevede l'installazione di n. 9 aerogeneratori della potenza nominale di 6,8 MW per una potenza complessiva di impianto pari a 61,2 MW nel Comune di Tempio Pausania, Località Bassacutena (di seguito "**Parco eolico Bassacutena**").

Secondo quanto previsto dalla Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) ricevuta ed accettata dal Proponente in qualità di titolare dei diritti del progetto di cui al Codice Pratica 202201156, Terna S.p.A. prevede che il "**Parco Eolico Bassacutena**" venga collegato in antenna 36 kV con una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150/36kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 150 kV "Aglientu – S. Teresa", previa realizzazione dei seguenti interventi previsti dal Piano di Sviluppo Terna:

- nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV in GIS denominata "Buddusò";
- nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV denominata "Santa Teresa";
- nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV in GIS denominata "Tempio";
- nuovo elettrodotto di collegamento della RTN a 150 kV tra la SE Santa Teresa e la nuova SE Buddusò.

E' giusto precisare che le opere "SE RTN" sopra citate non appartengono alla presente progettazione.

Internamente al parco eolico, i singoli aerogeneratori saranno collegati mediante cavidotto interrato a 30kV alla Sottostazione Elettrica di condivisione e trasformazione 30/36kV di proprietà dell'utenza (SSEU) previo collegamento precedente ad una cabina di smistamento e sezionamento (localizzata in prossimità del parco). Dalla SSEU partirà il cavidotto interrato 36kV che, seguendo per quanto più possibile il tracciato stradale esistente, veicolerà l'energia prodotta dal Parco Eolico per la connessione in antenna 36 kV con la nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV/36kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Aglientu-S. Teresa" di cui alla STMG, sita nel comune di Aglientu, che rappresenta il punto di connessione dell'impianto alla RTN.

La presente relazione è da considerarsi una novità assoluta in quanto introdotta specificamente dal recente d.Lgs. 36/2023. L'articolazione è un po' complessa, perché si alternano, volendo seguire il canovaccio suggerito dalla norma, argomenti di natura sociale, economica e valutativa, con uno stile che talora necessita di approfondimenti puramente descrittivi, talora di natura tecnica-computistica ambientale ed energetica.

Di seguito, antepoendo i necessari riferimenti normativi, sia per l'intero progetto, sia per la presente relazione, si sviluppano gli argomenti richiesti.

2 RIFERIMENTO NORMATIVO PER LA REDAZIONE DEL PROGETTO

Il presente documento appartiene al progetto di fattibilità tecnica ed economica (PFTE) allegato all'istanza di procedura V.I.A. (artt. 23, 24, 24bis e 25 del d.Lgs. n° 152/2006 e ss. mm. e ii.) inerente al **“Progetto per la realizzazione e l’esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica denominato “Parco Eolico Bassacutena”, della potenza di 61,2 MW, localizzato nel Comune di Tempio Pausania e delle sole opere ed infrastrutture connesse per il collegamento in antenna 36 kV con una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV/36kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Aglientu-S. Teresa", sita nel Comune di Aglientu”**.

L'intero progetto, come richiesto dalla procedura di V.I.A. , è stato elaborato in ottemperanza a quanto richiesto per un livello di **“fattibilità tecnica ed economica”** secondo il recente d.Lgs. 31 marzo 2023, n. 36 - Codice dei contratti pubblici in attuazione dell'articolo 1 della legge 21 giugno 2022, n. 78, recante delega al governo in materia di contratti pubblici - (G.U. n. 77 del 31 marzo 2023 - S.O. n. 12).

Da questo momento in poi e per tutti gli elaborati progettuali, qualsiasi riferimento di legge o norma s'intenderà già comprensivo della dicitura “ss. mm. e ii”.

3 RIFERIMENTO NORMATIVO PER LA REDAZIONE DEL PRESENTE DOCUMENTO

Di seguito, per completezza e facilità di lettura, si citano gli articoli d'interesse del d.Lgs. 36/2023:

PARTE IV - DELLA PROGETTAZIONE

Art. 41. (Livelli e contenuti della progettazione)

1. La progettazione in materia di lavori pubblici, si articola in due livelli di successivi approfondimenti tecnici: il **progetto di fattibilità tecnico-economica** e il progetto esecutivo.

Essa è volta ad assicurare:

- a) **il soddisfacimento dei fabbisogni della collettività;**
- b) **la conformità alle norme ambientali, urbanistiche e di tutela dei beni culturali e paesaggistici, nonché il rispetto di quanto previsto dalla normativa in materia di tutela della salute e della sicurezza delle costruzioni;**
- c) **la rispondenza ai requisiti di qualità architettonica e tecnico-funzionale, nonché il rispetto dei tempi e dei costi previsti;**
- d) **il rispetto di tutti i vincoli esistenti, con particolare riguardo a quelli idrogeologici, sismici, archeologici e forestali;**
- e) **l'efficientamento energetico e la minimizzazione dell'impiego di risorse materiali non rinnovabili nell'intero ciclo di vita delle opere;**
- f) **il rispetto dei principi della sostenibilità economica, territoriale, ambientale e sociale dell'intervento, anche per contrastare il consumo del suolo, incentivando il recupero, il riuso e la valorizzazione del patrimonio edilizio esistente e dei tessuti urbani;**
- g) **la razionalizzazione delle attività di progettazione e delle connesse verifiche attraverso il progressivo uso di metodi e strumenti di gestione informativa digitale delle costruzioni di cui all'[articolo 43](#);**
- h) **l'accessibilità e l'adattabilità secondo quanto previsto dalle disposizioni vigenti in materia di barriere architettoniche;**
- i) **la compatibilità geologica e geomorfologica dell'opera.**

2. **L'[allegato I.7](#) definisce i contenuti dei due livelli di progettazione** e stabilisce il contenuto minimo del quadro delle necessità e del documento di indirizzo della progettazione che le stazioni appaltanti e gli enti concedenti devono predisporre. In sede di prima applicazione del codice, l'[allegato I.7](#) è abrogato a decorrere dalla data di entrata in vigore di un corrispondente regolamento adottato ai sensi dell'articolo 17, comma 3, della legge 23 agosto 1988, n. 400, con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, sentito il Consiglio superiore dei lavori pubblici, che lo sostituisce integralmente anche in qualità di allegato al codice.

...

6. Il progetto di fattibilità tecnico-economica:

- a) *individua, tra più soluzioni possibili, quella che esprime il rapporto migliore tra costi e benefici per la collettività in relazione alle specifiche esigenze da soddisfare e alle prestazioni da fornire;*
- b) *contiene i necessari richiami all'eventuale uso di metodi e strumenti di gestione informativa digitale delle costruzioni;*
- c) *sviluppa, nel rispetto del quadro delle necessità, tutte le indagini e gli studi necessari per la definizione degli aspetti di cui al comma;*
- d) *individua le caratteristiche dimensionali, tipologiche, funzionali e tecnologiche dei lavori da realizzare, compresa la scelta in merito alla possibile suddivisione in lotti funzionali;*
- e) *consente, ove necessario, l'avvio della procedura espropriativa;*
- f) *contiene tutti gli elementi necessari per il rilascio delle autorizzazioni e approvazioni prescritte;*
- g) *contiene il piano preliminare di manutenzione dell'opera e delle sue parti.*

ALLEGATO I.7 - Contenuti minimi del quadro esigenziale, del documento di fattibilità delle alternative progettuali, del documento di indirizzo della progettazione, del progetto di fattibilità tecnica ed economica e del progetto esecutivo ([Articoli da 41 a 44 del Codice](#)).

SEZIONE II - PROGETTO DI FATTIBILITÀ TECNICO-ECONOMICA

Articolo 6. Progetto di fattibilità tecnico-economica.

1. *Il progetto di fattibilità tecnico-economica, di seguito «PFTE», costituisce lo sviluppo progettuale della soluzione che, tra le alternative possibili messe a confronto nel DOCFAP, ove redatto, presenta il miglior rapporto tra costi complessivi da sostenere e benefici attesi per la collettività.*
2. *Il PFTE è elaborato sulla base della valutazione delle caratteristiche del contesto nel quale andrà inserita la nuova opera, compatibilmente con le preesistenze (anche di natura ambientale, paesaggistica e archeologica). A questo fine ci si può avvalere, nei casi previsti dall'[articolo 43 del codice](#), di modelli informativi digitali dello stato dei luoghi, eventualmente configurato anche in termini geospaziali (Geographical Information System - GIS).*
3. *Durante la fase di progettazione di fattibilità tecnica ed economica sono svolte adeguate indagini e studi conoscitivi (morfologia, geologia, geotecnica, idrologia, idraulica, sismica, unità ecosistemiche, evoluzione storica, uso del suolo, destinazioni urbanistiche, valori paesistici, architettonici, storico-culturali, archeologia preventiva, vincoli normativi, ecc.) anche avvalendosi di tecnologie di rilievo digitale finalizzate alla definizione di modelli informativi dell'esistente.*
4. *La preventiva diagnostica del terreno, unita alla ricognizione e alla compiuta interpretazione del territorio, consente di pervenire alla determinazione:*
 - a) *dell'assetto geometrico-spaziale dell'opera (localizzazione sul territorio);*
 - b) *degli aspetti funzionali dell'opera;*
 - c) *delle tipologie fondazionali e strutturali (in elevazione) dell'opera medesima;*
 - d) *della eventuale interferenza con il patrimonio culturale e archeologico;*

- e) *delle misure di mitigazione e compensazione dell'impatto ambientale e sui contesti archeologici, ai fini della loro valorizzazione e restituzione alla comunità locale tramite opere di conservazione o dislocazione;*
 - f) *di una previsione di spesa attendibile.*
5. *Il PFTE tiene conto, per quanto possibile, delle caratteristiche orografiche e morfologiche del contesto fisico di intervento, limitando le modifiche del naturale andamento del terreno (e conseguentemente il consumo di suolo e i movimenti terra) salvaguardando, altresì, l'officiosità idraulica dei corsi d'acqua (naturali e artificiali) interferiti dall'opera, l'idrogeologia del sottosuolo e la stabilità geotecnica dei circostanti rilievi naturali e dei rilevati artificiali.*
6. *Nella redazione del PFTE deve aversi particolare riguardo:*
- a) *alla compatibilità ecologica della proposta progettuale, privilegiando l'utilizzo di tecniche e materiali, elementi e componenti a basso impatto ambientale;*
 - b) *alla adozione di provvedimenti che, in armonia con la proposta progettuale, favoriscano la tutela e la valorizzazione del patrimonio culturale, concorrendo a preservare la memoria della comunità nazionale e del suo territorio e promuovendo il patrimonio culturale come motore di sviluppo economico;*
 - c) *all'adozione di principi di progettazione bioclimatica e di "sistemi passivi" che consentano di migliorare il bilancio energetico dell'edificio, nell'ottica di una sostenibilità complessiva dell'intervento stesso;*
 - d) *all'utile reimpiego dei materiali di scavo (nella qualità di sottoprodotti e/o per interventi di ingegneria naturalistica), minimizzando i conferimenti a discarica;*
 - e) *alla valutazione dei costi complessivi del ciclo di vita, inclusivi di quelli di "fine vita";*
 - f) *alla ispezionabilità e manutenibilità dell'opera, anche avvalendosi dei metodi e strumenti di gestione informativa digitale delle costruzioni di cui all'articolo 43 del codice;*
 - g) *all'adozione dei migliori indirizzi per i processi e le modalità di trasporto e stoccaggio delle merci, beni strumentali e personale, funzionali alle fasi di avvio, costruzione e manutenzione dell'opera, privilegiando modelli, processi e organizzazioni certificati.*
7. *Il PFTE, in relazione alle dimensioni, alla tipologia e alla categoria dell'intervento è, in linea generale, fatta salva diversa disposizione motivata dal RUP in sede di DIP, composto dai seguenti elaborati:*

...

e) relazione di sostenibilità dell'opera;

...

Articolo 11. Relazione di sostenibilità dell'opera.

1. *La relazione di sostenibilità dell'opera, declinata nei contenuti in ragione della specifica tipologia di intervento infrastrutturale, contiene, in linea generale e salva diversa motivata determinazione del RUP:*
- a) *la descrizione degli obiettivi primari dell'opera in termini di risultati per le comunità e i territori interessati, attraverso la definizione dei benefici a lungo termine, come crescita, sviluppo e produttività, che ne possono realmente scaturire, minimizzando, al contempo, gli impatti negativi; l'individuazione dei principali portatori di interessi e l'indicazione, ove pertinente, dei modelli e degli strumenti di coinvolgimento dei portatori d'interesse da utilizzare nella fase di progettazione, autorizzazione e realizzazione dell'opera, in coerenza con le risultanze del dibattito pubblico;*
 - b) *la verifica degli eventuali contributi significativi ad almeno uno o più dei seguenti obiettivi ambientali, come definiti nell'ambito dei regolamenti (UE) 2020/852 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 giugno 2020 e 2021/241 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 12 febbraio 2021, tenendo in conto il ciclo di vita dell'opera:*
 - 1) *mitigazione dei cambiamenti climatici;*
 - 2) *adattamento ai cambiamenti climatici;*
 - 3) *uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine;*
 - 4) *transizione verso un'economia circolare;*
 - 5) *prevenzione e riduzione dell'inquinamento;*
 - 6) *protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi;*
 - c) *una stima della Carbon Footprint dell'opera in relazione al ciclo di vita e il contributo al raggiungimento degli obiettivi climatici;*
 - d) *una stima della valutazione del ciclo di vita dell'opera in ottica di economia circolare, seguendo le metodologie e gli standard internazionali (Life Cycle Assessment - LCA), con particolare riferimento alla definizione e all'utilizzo dei materiali da costruzione ovvero dell'identificazione dei processi che favoriscono il riutilizzo di materia prima e seconda riducendo gli impatti in termini di rifiuti generati;*
 - e) *l'analisi del consumo complessivo di energia con l'indicazione delle fonti per il soddisfacimento del bisogno energetico, anche con riferimento a criteri di progettazione bioclimatica;*
 - f) *la definizione delle misure per ridurre le quantità degli approvvigionamenti esterni (riutilizzo interno all'opera) e delle opzioni di modalità di trasporto più sostenibili dei materiali verso/dal sito di produzione al cantiere;*
 - g) *una stima degli impatti socio-economici dell'opera, con specifico riferimento alla promozione dell'inclusione sociale, alla riduzione delle disuguaglianze e dei divari territoriali nonché al miglioramento della qualità della vita dei cittadini;*
 - h) *l'individuazione delle misure di tutela del lavoro dignitoso, in relazione all'intera filiera societaria dell'appalto (subappalto); l'indicazione dei contratti collettivi nazionali e territoriali di settore stipulati dalle associazioni dei datori e dei prestatori di lavoro comparativamente più rappresentative sul piano nazionale di riferimento per le lavorazioni dell'opera;*
 - i) *l'utilizzo di soluzioni tecnologiche innovative, ivi incluse applicazioni di sensoristica per l'uso di sistemi predittivi (struttura, geotecnica, idraulica, parametri ambientali).*

Di seguito, seguendo il canovaccio suggerito dalla norma, si propongono, in distinti paragrafi, i contenuti richiesti.

4 LA DESCRIZIONE DEGLI OBIETTIVI PRIMARI DELL'OPERA IN TERMINI DI RISULTATI PER LE COMUNITÀ E I TERRITORI INTERESSATI

4.1 DEFINIZIONE DEI BENEFICI A LUNGO TERMINE, COME CRESCITA, SVILUPPO E PRODUTTIVITÀ, CHE NE POSSONO REALMENTE SCATURIRE, MINIMIZZANDO, AL CONTEMPO, GLI IMPATTI NEGATIVI

I dettagli sull'analisi sono riportati nell'elaborato "ACB – Analisi Costi e Benefici", allegato alla presente progettazione. Di seguito, i dati sintetici ritenuti più significativi.

A conclusione delle suddette analisi, si riporta di seguito il quadro riepilogativo dei costi e dei benefici stimati nell'intero arco di vita dei nuovi aerogeneratori, assunto pari a 20 anni.

Il prospetto riepilogativo riporta il costo/beneficio annuo stimato per ciascun aspetto ambientale significativo preso in esame unitamente al Valore Attuale Netto a 20 anni, calcolato assumendo un tasso di sconto pari a zero.

Livello	Fattori di valutazione	Costi annui	Benefici annui	VAN a 20 anni
Globale	Atmosfera, consumo di risorse non rinnovabili, salute pubblica ed effetti dei cambiamenti climatici	€ 854.810,00		-€ 17.096.200,00
Globale	Produzione energia elettrica		€ 13.676.960,00	€ 273.539.200,00
Locale	Paesaggio	€ 103.500,00		-€ 2.070.000,00
Locale	Rumore	€ 24.600,00		-€ 492.000,00
Locale	Vegetazione	€ 41.703,50		-€ 208.517,50
Locale	Fauna	€ 38.072,16		-€ 761.443,20
Locale	Sottrazione di suolo permanente	€ 130.946,89		-€ 130.946,89
Locale	Sottrazione di suolo temporaneo	€ 10.247,50		-€ 10.247,50
Locale	Limitazioni all'edificabilità	€ 13.500,00		-€ 270.000,00
Locale	Imposte locali		€ 30.000,00	€ 600.000,00
Locale	Sviluppo progettuale		€ 250.000,00	€ 250.000,00
Locale	Processo costruttivo		€ 7.500.000,00	€ 7.500.000,00
Locale	Gestione generale impianto (impiego personale)		€ 80.000,00	€ 1.600.000,00
Locale	Manutenzione ordinaria e straordinaria		€ 270.000,00	€ 5.400.000,00
Locale	Altri costi di gestione e monitoraggio ambientale		€ 25.000,00	€ 500.000,00
Locale	Misure di compensazione territoriale		€ 75.000,00	€ 1.500.000,00
	TOTALE SU SCALA GLOBALE	€ 1.217.380,05	€ 21.906.960,00	€ 269.849.844,91
	TOTALE SU SCALA LOCALE	€ 362.570,05	€ 8.230.000,00	€ 13.406.844,91

Tale ipotesi, come precisato in sede introduttiva, equivale ad assumere che, ai fini delle analisi, i costi/benefici per la collettività che si manifesteranno nel futuro abbiano lo stesso peso di quelli che si manifestano nel presente. Ad ogni buon conto, come chiaramente mostrato dalle cifre in gioco, la sensibilità dei risultati dell'analisi economica rispetto alle ipotesi sul tasso di sconto è del tutto ininfluenza.

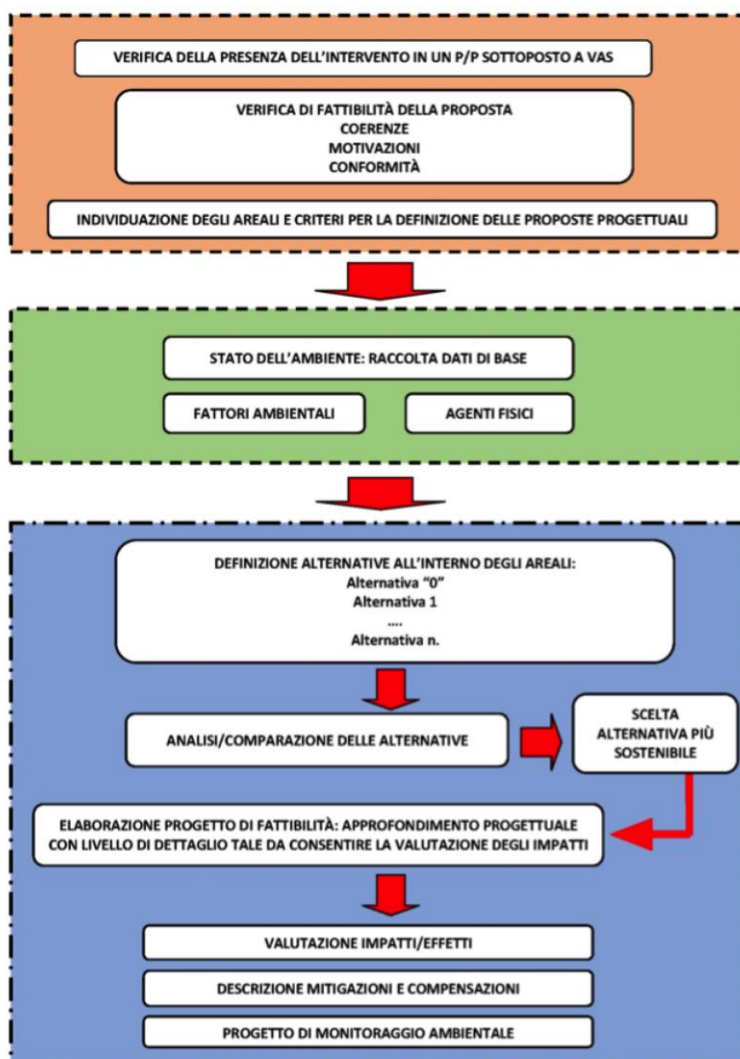
Il prospetto mostra in tutta evidenza che se si considerano tutti i principali aspetti ambientali significativi del progetto, da quelli di più stretta rilevanza locale a quelli di importanza a livello internazionale e globale, il VAN del progetto a 20 anni è positivo ed assume proporzioni considerevoli **(+269 M€, circa)**.

Anche volendo focalizzare le analisi sulla sola scala locale, ancorché tale ipotesi non sia strettamente coerente con gli obiettivi di un'esaustiva analisi ambientale, i risultati mostrano in tutta evidenza come l'iniziativa proposta determini significative ricadute ambientali positive sul territorio **(+13 M€ circa in 20 anni)** al netto della valutazione economica degli impatti negativi attesi.

E' giusto precisare che i benefici determinati sono al termine della vita utile dell'impianto, ma nelle fasi preliminari il Proponente dovrà **anticipare** tutti i costi per le progettazioni, le procedure, e l'esecuzione dei lavori stimabili in non meno di 120 M€.

4.2 INDIVIDUAZIONE DEI PRINCIPALI PORTATORI DI INTERESSI E L'INDICAZIONE, OVE PERTINENTE, DEI MODELLI E DEGLI STRUMENTI DI COINVOLGIMENTO DEI PORTATORI D'INTERESSE DA UTILIZZARE NELLA FASE DI PROGETTAZIONE, AUTORIZZAZIONE E REALIZZAZIONE DELL'OPERA, IN COERENZA CON LE RISULTANZE DEL DIBATTITO PUBBLICO

Il riferimento principale, oltre quanto stabilito e prescritto dalle leggi e norme vigenti (artt. 23-25 del d.Lgs. 152/2006) e dalle procedure specifiche previste dai Ministeri competenti, è costituito dalla "Linee guida del Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente, n° 28/2020 (Valutazione di impatto ambientale. Norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale– Approvato dal Consiglio del SNPA nella riunione ordinaria del 9 luglio 2019 - Completato nell'aprile 2020 – Pubblicato nel maggio 2020 con codice ISBN 978-88-448-0995-9)". Le attività già condotte, contestualmente alla presentazione dell'istanza, dell'avviso al pubblico e del progetto, possono essere riassunte nel successivo schema di flusso:



Citando il sito <https://va.mite.gov.it/it-IT/ps/Comunicazione/IndicazioniOperativeVIA>, le fasi della

procedura possono essere sintetizzate nelle seguenti (sono state barrate le opzioni non attinenti al nostro caso specifico) e laddove è riportato “Ministero della Transizione Ecologica” deve intendersi “**Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE)**”:

1. Presentazione dell'istanza

Il proponente trasmette alla “Direzione generale per le valutazioni e le autorizzazioni ambientali (DVA)” l’istanza per l’avvio del procedimento di valutazione di impatto ambientale (VIA) utilizzando l’apposito modulo disponibile nella sezione “Specifiche tecniche e Modulistica” del Portale delle Valutazioni Ambientali (attualmente alla versione 11 aggiornata al 18.05.2023).

All’istanza deve essere allegata la seguente documentazione in formato digitale (predisposta secondo le Specifiche tecniche per la predisposizione e la trasmissione della documentazione in formato digitale per le procedure di ~~VAS~~ e VIA ai sensi del D.Lgs.152/2006):

- il progetto di fattibilità tecnico economica (o eventuale diverso livello di progettazione)
- lo studio di impatto ambientale
- la sintesi non tecnica
- ~~le informazioni su gli eventuali impatti transfrontalieri del progetto~~
- l’avviso al pubblico (utilizzando l’apposito modulo disponibile nella sezione “Specifiche tecniche e Modulistica” del Portale delle Valutazioni Ambientali)
- la dichiarazione sostitutiva di atto notorio attestante il valore delle opere da realizzare e l’importo del contributo versato ai sensi dell’art. 33 del D.Lgs.152/2006
- copia della ricevuta di avvenuto pagamento del contributo per gli oneri istruttori
- ~~i risultati della procedura di dibattito pubblico eventualmente svolta (articolo 22 del D.Lgs.50/2016)~~

Per l’avvio della procedura di VIA può essere necessaria la predisposizione e trasmissione di ulteriore documentazione in relazione alle specificità del progetto:

- ~~Valutazione di Impatto Sanitario: da predisporre in conformità alle linee guida adottate con decreto del Ministro della Salute, per le seguenti tipologie di progetti:~~
 - ~~raffinerie di petrolio greggio (escluse le imprese che producono soltanto lubrificanti dal petrolio greggio)~~
 - ~~impianti di gassificazione e di liquefazione di almeno 500 tonnellate al giorno di carbone e di scisti bituminosi~~
 - ~~terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto~~
 - ~~centrali termiche e altri impianti di combustione con potenza termica superiore a 300 MW~~
- Piano di Utilizzo delle terre e rocce da scavo: da predisporre conformemente all’art. 9 e all’Allegato 5 del DPR 120/2017.

2. Verifica preliminare amministrativa

La documentazione trasmessa dal proponente viene acquisita dalla **DVA** ed assegnata al funzionario responsabile del procedimento, che effettua la verifica amministrativa sulla completezza dell'istanza e della documentazione allegata, incluso l'avvenuto pagamento del contributo per gli oneri istruttori.

Parallelamente, viene verificata la conformità della documentazione in formato digitale, requisito indispensabile per la pubblicazione della stessa nel Portale delle Valutazioni Ambientali.

La verifica amministrativa è svolta entro 15 giorni dall'acquisizione dell'istanza e della documentazione allegata.

3. Richiesta e acquisizione integrazioni per procedibilità

Qualora la documentazione risulti incompleta, la **DVA** richiede al proponente la documentazione integrativa **con un termine perentorio per la trasmissione fissato entro 30 giorni**.

Scaduto tale termine, ovvero, qualora dall'esito della verifica la documentazione risulti ancora incompleta, l'istanza sarà archiviata.

4. Avvio del procedimento, consultazione pubblica e acquisizione pareri

Verificata la completezza dell'istanza e della documentazione allegata, tutta la documentazione trasmessa dal proponente è immediatamente pubblicata nel Portale delle Valutazioni Ambientali.

È facoltà del proponente indicare, nell'ambito dell'istanza, la documentazione o parte di essa da non pubblicare per ragioni di segreto industriale o commerciale in modo da garantire la tutela della riservatezza.

La **DVA**, verificate le ragioni del proponente, accoglie o respinge motivatamente la richiesta soppesando l'interesse alla riservatezza con l'interesse pubblico all'accesso alle informazioni.

Contestualmente alla pubblicazione della documentazione, la **DVA**:

- comunica via PEC a tutte le Amministrazioni ed Enti territoriali potenzialmente interessati (Autorità di bacino distrettuale, Enti di gestione delle aree naturali protette ove pertinenti con la localizzazione del progetto; Regione/i, Provincia/e o Città metropolitana/e, Comune/i, Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo in qualità di amministrazione concertante) l'avvenuta pubblicazione della documentazione sul proprio sito web. La medesima comunicazione è trasmessa anche al proponente ed alla CTVA per l'avvio dell'istruttoria tecnica di competenza;
- pubblica l'avviso al pubblico predisposto dal proponente sul proprio sito web ([Avvisi al pubblico: VIA](#)). Le Amministrazioni comunali territorialmente interessate che hanno ricevuto la comunicazione via PEC di cui al punto precedente sono comunque tenute a dare informazione dell'avvenuta pubblicazione della documentazione sul Portale delle Valutazioni Ambientali nel proprio albo pretorio informatico. La data della pubblicazione dell'avviso al

pubblico nel Portale delle Valutazioni Ambientali rappresenta l'avvio ufficiale del procedimento ai fini della decorrenza dei termini di tutte le successive fasi e per l'adozione del provvedimento di VIA. Tali termini sono da considerarsi perentori ai sensi e per gli effetti della L. 241/1990.

Entro e non oltre il termine di **60 giorni** dalla data di pubblicazione dell'avviso al pubblico, chiunque abbia interesse può presentare le proprie osservazioni alla **DVA**, secondo le modalità indicate nel Portale delle Valutazioni Ambientali ([Invio osservazioni](#)).

Entro lo stesso termine sono acquisiti dalla **DVA** per via telematica i pareri delle Amministrazioni e degli Enti pubblici che hanno ricevuto la comunicazione di avvio del procedimento.

Per tutta la fase di consultazione pubblica nella home page del Portale delle Valutazioni Ambientali sono riportate le procedure di VIA con le informazioni generali, la localizzazione dei progetti, la possibilità di scaricare la sintesi non tecnica e l'indicazione del termine per la presentazione delle osservazioni.

Successivamente a tale termine, le informazioni amministrative, la documentazione tecnica, le osservazioni e i pareri pervenuti, sono accessibili tramite le sezioni "Procedure" o "Ricerca".

5. Controdeduzioni proponente, richiesta e acquisizione integrazioni, pubblicazione nuovo avviso, nuova consultazione

Successivamente alla scadenza della fase di consultazione pubblica, l'iter procedurale prevede diverse fasi che possono aver luogo e pertanto sono da considerarsi eventuali rispetto all'iter ordinario:

- **Controdeduzioni.**

Entro i trenta giorni successivi alla scadenza della fase di consultazione pubblica, il proponente può presentare alla **DVA** le proprie controdeduzioni alle osservazioni ed ai pareri pervenuti.

- **Richiesta integrazioni.**

Entro i 30 giorni successivi alla scadenza della fase di consultazione pubblica ovvero all'acquisizione delle controdeduzioni, ove presentate dal proponente, su proposta della "Commissione Tecnica per le Valutazioni Ambientali (**CTVA**)", la **DVA** può richiedere integrazioni alla documentazione presentata dal proponente. La richiesta di modifiche/integrazioni alla documentazione può essere avanzata una sola volta nel corso dell'intera procedura e le medesime devono essere trasmesse dal proponente entro un termine non superiore a 30 giorni decorrenti dalla data della richiesta da parte della **DVA**. Se il proponente non tramette la documentazione integrativa entro il termine stabilito nella comunicazione della **DVA**, l'istanza di VIA si intende respinta e la **DVA** procede all'archiviazione della medesima.

- **Sospensione.**

Il proponente può richiedere alla **DVA**, con adeguate motivazioni, la sospensione dei termini per la presentazione della documentazione integrativa per un periodo non superiore a 180 giorni. La sospensione può essere richiesta/concessa una sola volta nel corso dell'intera procedura. Se il proponente non tramette la documentazione integrativa entro il termine perentorio stabilito nella comunicazione della **DVA**, l'istanza di **VIA** si intende respinta e la **DVA** procede all'archiviazione della medesima.

- **Nuova pubblicazione e nuova consultazione pubblica.**

Qualora la **CTVA** e/o la **DVA** ritenga, sulla base di adeguate motivazioni, che le modifiche o le integrazioni apportate alla documentazione siano sostanziali e rilevanti per il pubblico, entro 15 giorni dalla ricezione della documentazione integrativa, con apposita comunicazione al proponente, la **DVA** richiede al proponente di trasmettere un nuovo avviso al pubblico, entro 15 giorni dalla data di ricezione della comunicazione. Tale avviso sarà poi pubblicato sul Portale delle Valutazioni Ambientali. Anche a seguito di questa nuova fase di consultazione pubblica, entro i 30 giorni successivi alla scadenza dei relativi termini, il proponente può presentare alla **DVA** le proprie controdeduzioni alle osservazioni ed ai pareri pervenuti. A seguito della pubblicazione del nuovo avviso al pubblico, la nuova fase di consultazione pubblica per l'acquisizione di osservazioni e pareri ha una durata di 30 giorni ed è relativa alle sole modifiche/integrazioni apportate agli elaborati progettuali e alla documentazione.

6. Valutazione, parere della CTVA, schema di provvedimento

Sulla base della documentazione trasmessa dal proponente durante tutto l'iter procedurale, ivi incluse le eventuali integrazioni fornite dal proponente e tenendo conto delle osservazioni e dei pareri eventualmente pervenuti nella fase di consultazione pubblica, la **CTVA** svolge l'istruttoria tecnica per verificare se il progetto ha potenziali impatti ambientali significativi.

Il parere della **CTVA** viene approvato in sede di Assemblea Plenaria e tempestivamente trasmesso alla **DVA** che provvede alla predisposizione dello schema di provvedimento di **VIA** da sottoporre alla firma del Ministro della Transizione Ecologica per la successiva adozione.

L'espressione del parere e la predisposizione dello schema di provvedimento di **VIA** devono concludersi entro **60 giorni** dalla scadenza del termine delle consultazioni pubbliche.

La **DVA**, nel caso in cui ritenga necessario procedere ad accertamenti e indagini di particolare complessità, può disporre di una proroga dei tempi per la valutazione, comunque non superiori a **30 giorni**. In questo caso la **DVA** comunicherà tempestivamente al proponente via PEC la proroga del termine, motivando le ragioni che giustificano tale necessità, ed i termini entro cui sarà emanato il provvedimento di **VIA**.

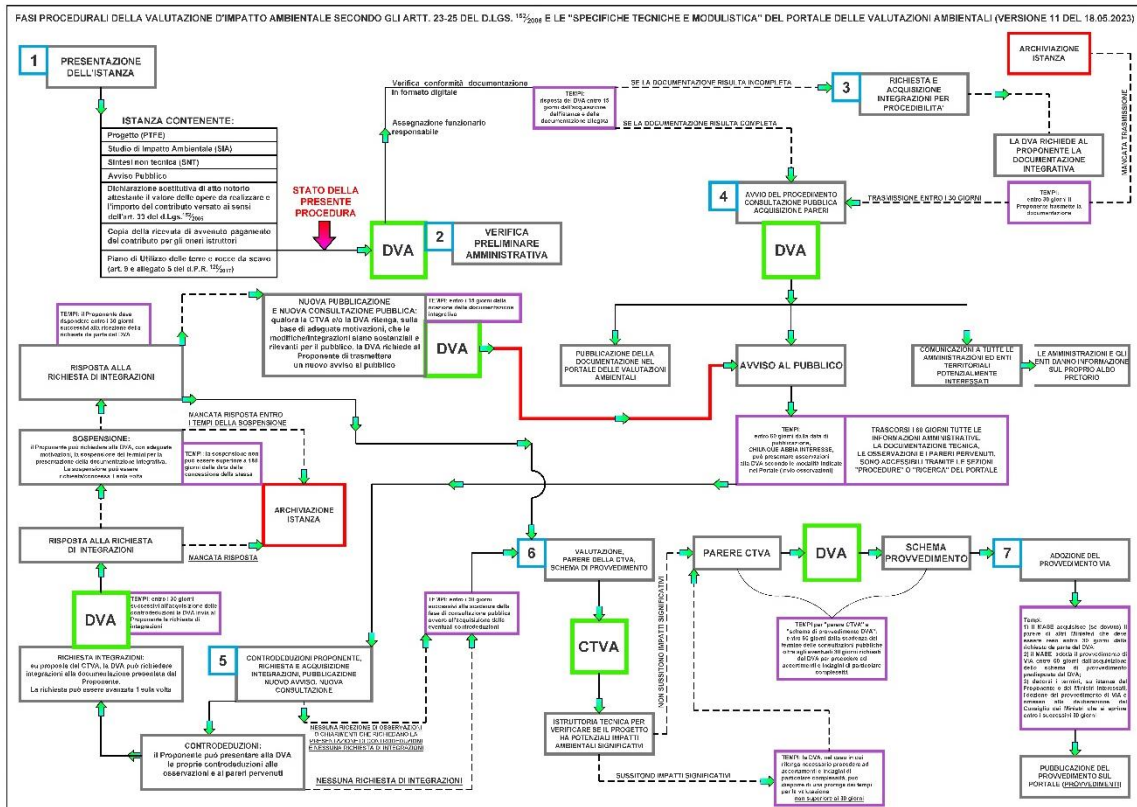
7. Adozione del provvedimento VIA

Il Ministro della Transizione Ecologica provvede ad adottare il provvedimento di **VIA** entro **60 giorni** dall'acquisizione dello schema di provvedimento predisposto dalla **DVA**, previa acquisizione del concerto del Ministro dei beni e delle attività culturali e del turismo che deve essere reso entro **30 giorni** dalla richiesta da parte della **DVA**.

Decorso tale termine, su istanza del proponente o dei Ministri interessati, l'adozione del provvedimento di VIA è rimessa alla deliberazione del Consiglio dei Ministri che si esprime entro i successivi **30 giorni**.

Il provvedimento di VIA è immediatamente pubblicato sul Portale delle Valutazioni Ambientali ([Provvedimenti](#)).

Di seguito, uno schema di flusso semplificato con l'individuazione dello stato della procedura nel caso della presente istanza:



Come si evince dallo schema di flusso, lo stato della procedura è praticamente all'inizio e ancora non è stata eseguita la fase "2 - verifica preliminare amministrativa". Per quanto attiene il coinvolgimento dei portatori d'interesse, ciò avviene nella fase "4 – Avviso del procedimento, Consultazione pubblica, Acquisizione pareri" dove è la DVA che si preoccuperà di fornire la massima diffusione di tutte le informazioni a "CHIUNQUE ABBA INTERESSE, ANCHE POTENZIALMENTE". La partecipazione, da parte di chiunque, è possibile agevolmente attraverso il Portale del Ministero, nella sezione "Invio Osservazioni".

Sarà ulteriore cura del Proponente di fornire eventuali suggerimenti al DVA o agli Enti interessati per il coinvolgimento di ulteriori cittadini, movimenti, associazioni e similari.

5 VERIFICA DEI CONTRIBUTI SIGNIFICATIVI AI SEGUENTI OBIETTIVI AMBIENTALI [COME DEFINITI NELL'AMBITO DEI REGOLAMENTI (UE) 2020/852 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO, DEL 18 GIUGNO 2020 E 2021/241 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO, DEL 12 FEBBRAIO 2021] TENENDO IN CONTO IL CICLO DI VITA DELL'OPERA

5.1 MITIGAZIONE DEI CAMBIAMENTI CLIMATICI

Nel progetto proposto non sussistono emissioni di gas serra in atmosfera, anzi, grazie alla produzione di energia elettrica "pulita", si riducono totalmente le emissioni rispetto alle più inquinanti fonti tradizionali. Anche la produzione di rifiuti e utilizzo di carburanti (olii) è talmente trascurabile che si può affermare che non sussiste alcuna interferenza con il clima.

Non sussistono neanche emissioni indirette significative.

Di seguito si è dedicato un intero paragrafo ad uno studio attraverso il LCA in cui sono state evidenziati e approfonditi i seguenti argomenti, mentre altri elementi di approfondimento sono da evincersi dallo SIA:

- le pressioni sulle componenti ambientali
- i consumi energetici,
- utilizzo di fonti non energetiche
- stima delle emissioni dalle sorgenti individuate.
- una descrizione dei probabili impatti ambientali rilevanti del progetto proposto o del cambiamento della copertura del suolo in quanto quest'ultimo modifica la capacità di assorbire, stoccare o emettere gas climalteranti
- una descrizione della tecnica prescelta, con riferimento alle migliori tecniche disponibili a costi non eccessivi, e delle altre tecniche previste per prevenire/ridurre gli impatti
- alle misure di mitigazione per ridurre effetti negativi significativi del progetto
- alle misure di compensazione per ridurre effetti negativi significativi del progetto

Negli studi e approfondimenti proposti si è tenuto conto:

- degli obiettivi di riduzione del gas climalteranti a livello nazionale (Strategia Energetica Nazionale-SEN-DM del MiSE 10 novembre 2017 e successivi aggiornamenti), regionale e locale (Piani di Azione Locali)
- utilizzo di metodologie riconosciute a livello nazionale e internazionale in modo da avere stime delle emissioni confrontabili quali la LCA (Life Cycle Assessment)
- utilizzo di fonti affidabili per le emissioni quali:
 - fattori di emissione dal trasporto su strada disponibili sul sito <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/siaispra/fetransp>
 - fattori di emissione per produzione e consumo di elettricità disponibili su <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/siaispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissioneper-la-produzione-ed-il-consumo-di-energiaelettrica-in-italia/view>
 - fattori di emissioni delle sorgenti stazionarie disponibili su <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/siaispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissioneper-le-sorgenti-di-combustione-stazionarie-initalia/view>

5.2 ADATTAMENTO AI CAMBIAMENTI CLIMATICI

Introdurre la tematica dei cambiamenti climatici equivale ad avvalersi di una visione di lungo termine che consideri i cambiamenti in relazione all'opera ed al territorio in cui viene realizzata.

In questo modo è possibile ipotizzare come la trasformazione del territorio possa influenzare un progetto e come quest'ultimo possa rispondere nel tempo.

Per affrontare la tematica viene riportato una lista sintetica con le analisi da effettuare durante l'esecuzione, la fase di esercizio e la dismissione dell'impianto eolico:

- **Caratterizzazione meteo-climatica:** sono stati identificati i dati climatici più significativi per l'area di studio interessata.
- **Identificazione hazard climatici:** sono stati identificati le sorgenti di pericolo (hazard climatici) a cui l'area potrebbe essere vulnerabile (ad esempio: precipitazioni intense, tempeste, tornado, ondate di freddo e neve, ondate di calore).
- **Identificazione degli impatti dovuti agli hazard climatici:** sono stati identificati gli impatti in corso e potenziali, dovuti agli hazard climatici nell'area di studio interessata dall'opera (ad esempio: degrado del suolo, desertificazione, depauperamento risorse idriche, siccità, allagamenti, esondazioni, alluvioni, frane e smottamenti). Sono stati identificati elementi vulnerabili ricavati dalla caratterizzazione di tutti i fattori ambientali. Sono stati identificati gli elementi vulnerabili, correlati all'opera in progetto, nell'area di studio, associati agli impatti in corso e potenziali così come individuati all'interno della caratterizzazione di tutte le tematiche ambientali.
- **Analisi attività di adattamento locali:** sono stati identificati i piani/programmi/progetti che

implicano azioni di adattamento nell'area di studio, sia a livello regionale che locale, ed ulteriori misure di adattamento programmate, realizzate o in corso di esecuzione.

- **Identificazione delle interazioni tra l'opera e i cambiamenti climatici:** dopo la valutazione della vulnerabilità dell'area di studio, si è proceduto nella valutazione della vulnerabilità dell'opera ai cambiamenti climatici nonché ad una valutazione del contributo che l'opera stessa potrebbe avere sugli impatti dei cambiamenti climatici, ipotizzati negli scenari utilizzati.
- **Rischi climatici a cui l'opera può essere vulnerabile:** sono stati identificati a quali rischi climatici l'opera può rivelarsi particolarmente sensibile, e considerati quali rischi possono interferire con il funzionamento, la durata e la presenza stessa dell'opera. Tra gli elementi da considerare è stato utile contemplare quale uso delle risorse locali è previsto per l'opera, in relazione alla capacità rigeneratrice delle risorse naturali che verranno utilizzate ed alla capacità di assorbimento degli impatti dell'ambiente. In questa valutazione è stato utile considerare sia gli scenari peggiori che quelli migliori e basarsi sul principio di precauzione.
- **Cumulo, innesco o contributo agli effetti dei cambiamenti climatici:** l'opera non può innescare o enfatizzare qualche evento estremo e/o contribuire ad accrescere effetti diretti o indiretti correlati ai cambiamenti climatici. L'opera non può contribuire a creare effetti a cascata.
- **Definizione delle misure di adattamento:** in questa fase si individueranno le misure di adattamento che possono contribuire a rafforzare la resilienza dell'opera e/o del territorio in cui è inserita l'opera stessa.
- **Misure di adattamento:** sono state individuate e descritte le misure di adattamento prescelte per l'opera, utili a garantire una maggiore resilienza ai cambiamenti climatici come:
 - a. Misure grigie (grey), misure di tipo strutturale e tecnologico, basate su interventi fisici o costruttivi, utili a rendere le infrastrutture più capaci di resistere agli eventi estremi
 - b. Misure verdi (green), basate su un approccio che utilizza la natura ed i molteplici servizi forniti dagli ecosistemi, per migliorare la resilienza e la capacità di adattamento
 - c. Misure di tipo non strutturale o "soft", che includono misure politiche, legali, sociali, gestionali e finanziarie, utili alla governance e ad aumentare la consapevolezza sui problemi legati al cambiamento climatico.
 - d. Misure di tipo trasversale tra settori (soft/green/grey)

Saranno successivamente considerate anche altre tipologie di misure che possono essere pertinenti all'opera in progetto. Sono state, inoltre, individuate e descritte tutte le azioni progettuali, le misure di mitigazione e di compensazione che possono contribuire all'adattamento dell'opera.

- **Piattaforma europea sull'adattamento:** per la definizione delle misure si è fatto riferimento alla piattaforma europea sull'adattamento denominata Climate Adapt (<https://climate-adapt.eea.europa.eu/>), in cui è possibile consultare un database sempre aggiornato di misure

di adattamento applicabili a varie tipologie progettuali e in diverse zone climatiche.

- **Monitoraggio:** in questa fase si procederà con la programmazione del monitoraggio delle misure proposte per l'opera, utile a verificarne l'efficacia.
- **Efficacia delle misure di adattamento:** sono state introdotte nel **PMA** allegato specifiche azioni di monitoraggio utili a verificare l'efficacia delle misure di adattamento previste, considerando un orizzonte temporale ampio.

6 STIMA DELLA VALUTAZIONE DEL CICLO DI VITA DELL'OPERA IN OTTICA DI ECONOMIA CIRCOLARE (LIFE CYCLE ASSESSMENT - LCA) CON PARTICOLARE RIFERIMENTO ALLA DEFINIZIONE E ALL'UTILIZZO DEI MATERIALI DA COSTRUZIONE, DELL'IDENTIFICAZIONE DEI PROCESSI CHE FAVORISCONO IL RIUTILIZZO DI MATERIA PRIMA E SECONDA (RIDUCENDO GLI IMPATTI IN TERMINI DI RIFIUTI GENERATI) STIMA DELLA CARBON FOOTPRINT DELL'OPERA IN RELAZIONE AL CICLO DI VITA E IL CONTRIBUTO AL RAGGIUNGIMENTO DEGLI OBIETTIVI CLIMATICI E ANALISI DEL CONSUMO COMPLESSIVO DI ENERGIA

6.1 PREMESSA

Il presente capitolo e i successivi paragrafi sono stati elaborati con l'ausilio della seguente pubblicazione del fornitore: **"EPD OF A NORDEX WIND FARM WITH DELTA4000 N163/5.X TURBINES – LCA REPORT - REPORT VERSION: V1.0 - REPORT DATE: 24/02/2023"** (cfr. **allegato 1** alla presente relazione).

Come specificato nell'allegato, la consultazione e la riproduzione dei contenuti è libera e aperta al pubblico, in quanto è anche pubblicata sul sito della EDP Italy (<https://www.epditaly.it/> - Il programma EPDIItaly è il primo Program Operator italiano all'interno del quale le aziende possono pubblicare le loro EPD, ottenendo visibilità a livello nazionale e internazionale e comunicando al mercato, in modo chiaro e trasparente, gli impatti ambientali di un proprio prodotto o di un servizio) come si evince anche dal seguente screenshot:

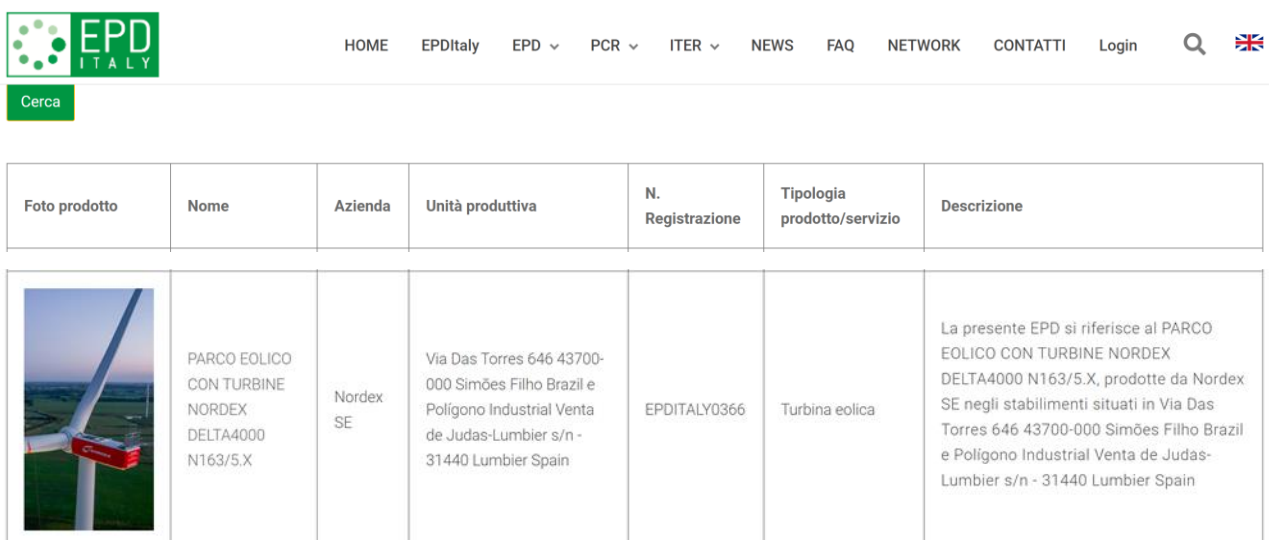



Foto prodotto	Nome	Azienda	Unità produttiva	N. Registrazione	Tipologia prodotto/servizio	Descrizione
	PARCO EOLICO CON TURBINE NORDEX DELTA4000 N163/5.X	Nordex SE	Via Das Torres 646 43700-000 Simões Filho Brazil e Poligono Industrial Venta de Judas-Lumbier s/n - 31440 Lumbier Spain	EPDITALY0366	Turbina eolica	La presente EPD si riferisce al PARCO EOLICO CON TURBINE NORDEX DELTA4000 N163/5.X, prodotte da Nordex SE negli stabilimenti situati in Via Das Torres 646 43700-000 Simões Filho Brazil e Poligono Industrial Venta de Judas-Lumbier s/n - 31440 Lumbier Spain

E' gusto precisare che la presente pubblicazione si riferisce ad una turbina N/163/5.X , ma nel progetto proposto è stata utilizzata una turbina N163/6.X che costituisce un'ulteriore evoluzione della precedente.

Al momento, il fornitore ci ha comunicato che un ulteriore report è in corso di elaborazione e ci ha anticipato che, ovviamente, la turbina utilizzata per il presente progetto garantisce una migliore sostenibilità, durabilità ed efficienza, migliorando, pertanto, tutti gli aspetti prestazionali.

Lo scrivente **Proponente**, pur ritenendo che le stime e le analisi fornite di seguito siano sufficienti a rispondere compiutamente a quanto richiesto dalle norme vigenti, s'impegna ad integrare appena possibile il presente documento, allegando il nuovo report in corso di elaborazione da parte del fornitore di turbine.

Di seguito, si propongono in distinti paragrafi le stime e analisi richieste, citando pedissequamente anche le lettere [c), d) ed e)] del comma 1 dell'art. 11 del d.Lgs. 36/2023.

Tutte le informazioni fornite sono state elaborate secondo il ciclo intero di vita dell'opera, cioè "from cradle to grave" che tradotto diviene "dalla culla alla tomba". Siccome tale traduzione, seppur corretta, evoca scenari infausti, si è preferito utilizzare di seguito: **"dalla realizzazione alla dismissione"**.

6.2 RIFERIMENTI NORMATIVI

I dati riportati nei successivi paragrafi sono stati elaborati in accordo e conformità alle seguenti fonti normative:

- **Regulations of the EPD Italy Programme, Revision 5.2;**
- **PCR EPDItaly013 – Wind turbines, Electricity produced by wind turbines, 16-03-2020;**
- **ISO 14040, Environmental management – Life cycle assessment – Principles and framework;**
- **ISO 14044, Environmental management – Life cycle assessment – Requirements and guidelines;**
- **ISO 14025, Environmental labels and declarations — Type III environmental declarations — Principles and procedures.**

6.3 GLOSSARIO ED ACRONIMI

6.3.1 Glossario

- **Life cycle:** una visione di un sistema di prodotti come "fasi consecutive e interconnesse... dall'acquisizione di materie prime o dalla generazione da risorse naturali allo smaltimento finale" (ISO 14040:2006, sezione 3.1). Ciò include tutti gli input di materiali ed energia, nonché le emissioni nell'aria, nel suolo e nell'acqua.
- **Life Cycle Assessment (LCA):** compilazione e valutazione degli input, degli output e dei potenziali impatti ambientali di un sistema di prodotti durante tutto il suo ciclo di vita (ISO 14040:2006, sezione 3.2)
- **Life Cycle Inventory (LCI):** fase della valutazione del ciclo di vita che comporta la compilazione e la quantificazione degli input e degli output di un prodotto durante tutto il suo ciclo di vita (ISO 14040:2006, section 3.3)
- **Life Cycle Impact Assessment (LCIA):** fase di valutazione del ciclo di vita finalizzata alla comprensione e alla valutazione dell'entità e della significatività dei potenziali impatti ambientali per un sistema di prodotto durante tutto il ciclo di vita del prodotto stesso (ISO 14040:2006, section 3.4)
- **Life cycle interpretation:** fase della valutazione del ciclo di vita in cui i risultati dell'analisi dell'inventario o della valutazione d'impatto (o di entrambi) sono valutati in relazione all'obiettivo e all'ambito definiti al fine di giungere a conclusioni e raccomandazioni (ISO 14040:2006, section 3.5)
- **Functional unit:** prestazioni quantificate di un sistema di prodotto da utilizzare come unità di riferimento (ISO 14040:2006, section 3.20)
- **Allocation:** suddivisione dei flussi di input o output di un processo o di un sistema di prodotto tra il sistema di prodotto in esame e uno o più altri sistemi di prodotto (ISO 14040:2006, section 3.17)
- **Closed-loop and open-loop allocation of recycled material:** una procedura di assegnazione a circuito aperto (open-loop) si applica ai sistemi di prodotti a circuito aperto in cui il materiale viene riciclato in altri sistemi di prodotti e il materiale subisce una modifica delle sue proprietà intrinseche. Ai sistemi di prodotti a circuito chiuso (closed-loop) si applica una procedura di assegnazione a circuito chiuso. Si applica anche ai sistemi di prodotti a circuito aperto in cui non si verificano cambiamenti nelle proprietà intrinseche del materiale riciclato. In tali casi, la necessità di allocazione è evitata poiché l'uso di materiale secondario sostituisce l'uso di materiali vergini (primari) (ISO 14044:2006, section 4.3.4.3.3)

- **Foreground system:** processi del sistema che sono specifici per esso... e/o direttamente influenzati dalle decisioni analizzate nello studio (JRC, 2010, p. 97). Ciò include in genere i fornitori di primo livello, il produttore stesso e qualsiasi fase del ciclo di vita a valle in cui il produttore può esercitare un'influenza significativa. Come regola generale, per il sistema in primo piano dovrebbero essere utilizzati dati specifici (primari).
- **Background system:** processi, in cui, a causa dell'effetto di mediazione tra i fornitori, si può presumere che un mercato omogeneo con dati medi (o equivalenti, generici) rappresenti adeguatamente il rispettivo processo (...) e/o quei processi che sono gestiti come parte del sistema, ma che non sono sotto il controllo diretto o l'influenza decisiva del produttore del bene (JRC, 2010, pp. 97-98). Come regola generale, i dati secondari sono appropriati per il sistema di background, in particolare quando i dati primari sono difficili da raccogliere.
- **Critical Review:** processo inteso a garantire la coerenza tra una valutazione del ciclo di vita e i principi/requisiti delle norme internazionali sulla valutazione del ciclo di vita (ISO 14044:2006, section 3.45).

6.3.2 Acronimi

- **GaBi:** modello di bilanciamento olistico (fonte tedesca)
- **IEC:** International Electrotechnical Commission
- **ILCD:** International Cycle Data System
- **ISO:** International Organization for Standardization
- **LCA:** Life Cycle Assessment
- **LCI:** Life Cycle Inventory
- **LCIA:** Life Cycle Impact Assessment
- **EF:** Environmental Footprint (impronta ambientale)
- **RSL:** Reference service life (durata di riferimento del servizio)
- **EoL:** End-of-Life (fine vita – dismissione)
- **RoE:** Return on Energy (ritorno di energia)
- **EPD:** Environmental product declaration (dichiarazione ambientale del prodotto)
- **PCR:** Product category rules (regole di categoria dei prodotti)
- **AEP:** Annual Energy Production (produzione annuale di energia)
- **ADP:** Abiotic depletion potential (potenziale riduzione abiotica)
- **AP:** Acidification Potential (acidificazione potenziale)
- **EP:** Eutrophication Potential (eutrofizzazione potenziale)
- **GHG:** Greenhouse Gas (gas serra)
- **GWP:** Global Warming Potential (riscaldamento globale potenziale)
- **NMVOC:** Non-Methane Volatile Organic Compound (composto organico volatile non-metano)
- **ODP:** Ozone depletion potential (potenziale riduzione di ozono)
- **POCP:** Photochemical ozone formation, human health (formazione di ozono fotochimico, salute umana)
- **VOC:** Volatile Organic Compound (composto organico volatile)
- **WDP:** Water depletion potential (potenziale riduzione di acqua)
- **MV:** Medium voltage (media tensione)
- **HV:** High voltage (alta tensione)

6.4 DATI E INFORMAZIONI DI BASE

6.4.1 Limiti/confini del sistema (System Boundary)

Una panoramica dei limiti del sistema dello studio è disponibile nella successiva figura, dove si tiene conto dell'intero ciclo di vita del prodotto, compreso l'imballaggio; ciò significa che include l'estrazione e la produzione di materie prime, la fabbricazione di questi materiali nel prodotto finito con imballaggio, il trasporto e la distribuzione del prodotto, la fase di utilizzo e la fase di fine vita, compreso il riciclaggio e lo smaltimento finale.

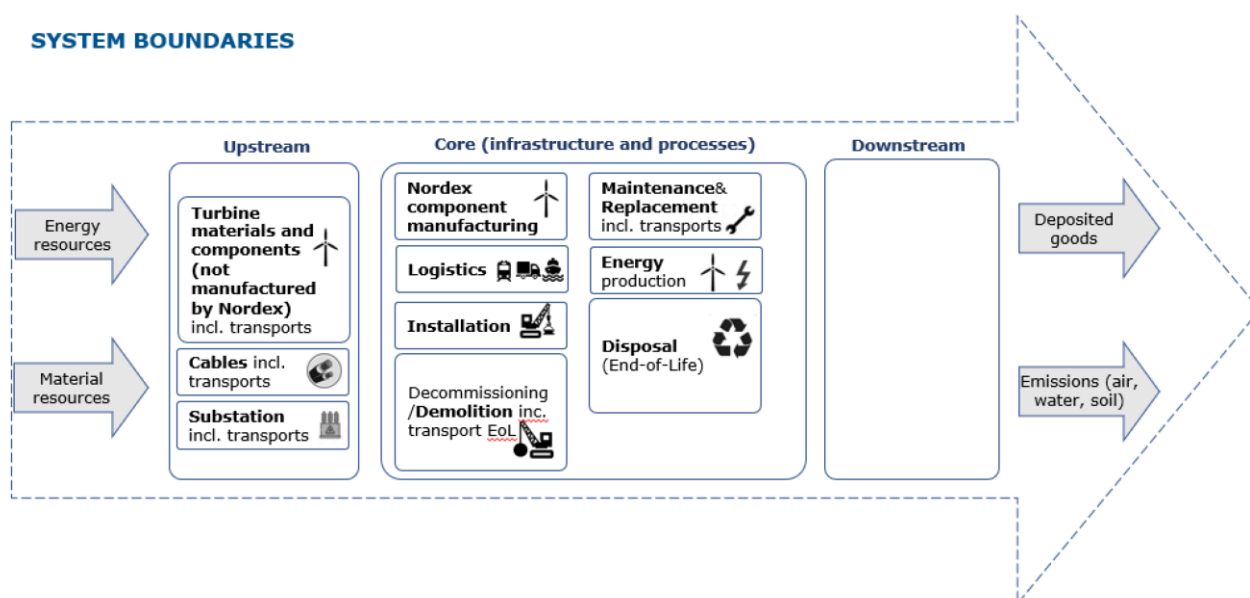


Figura – Limiti del sistema (system boundary)

Partendo da sinistra, in entrata ci sono le risorse energetiche (**energy resources**) e le risorse materiali (**material resources**).

Nella fase di realizzazione dei componenti (**upstream**) si produrranno i materiali e componenti per le turbine (**turbines**) cavi (**cables**) e sottostazioni (**substation**).

Nella fase di esecuzione/installazione/dismissione [**core (infrastructure and processes)**] si assembleranno le turbine (**nordex component manufacturing**), si trasporteranno i materiali e i prodotti (**logistics**) si prepareranno le opere per l'installazione (**installation**) poi si comincerà a produrre energia (**energy production**) saranno necessarie manutenzione ordinaria e straordinaria (**maintenances eplacement**) al termine della vita utile (**disposal – End of Life**) ci sarà la dismissione (**decomissioning/demolition**).

In uscita ci saranno le emissioni (**emissions**) e beni/utilità prodotte (**deposited goods**).

I confini del sistema sono stati riassunti anche nella successiva tabella, che descrive in dettaglio le fasi sia incluse che escluse.

Inclusi	Esclusi
Produzione di materie prime	Pendolarismo degli addetti
Utilizzo di materie prime nelle parti e componenti del prodotto	Ricerca e sviluppo
Assemblaggio del prodotto	Beni materiali e immateriali che il fornitore utilizzano normalmente per svolgere la propria attività (ad esempio attrezzature, marchi e brevetti)
Installazione	Spese generali degli impianti di produzione (riscaldamento, illuminazione)
Infrastrutture connesse (strade e sottostazioni)	Deposito e magazzini
Fase di esercizio (manutenzioni)	
Dismissione	

Tabella – Limiti del sistema (system boundary)

Il confine del sistema per il parco eolico termina, quindi, con la connessione alla rete elettrica nazionale.

Le turbine del parco eolico sono collegate alle sottostazioni tramite cavi **MT** (media tensione).

E' compreso anche il trasporto delle materie prime in entrata ai siti di produzione e la distribuzione del sistema di prodotti dal sito di produzione al parco eolico. È stato incluso anche il trasporto dei materiali (da riutilizzare, riusare o smaltire) nella fase di dismissione.

6.4.2 Fine vita utile / Dismissione

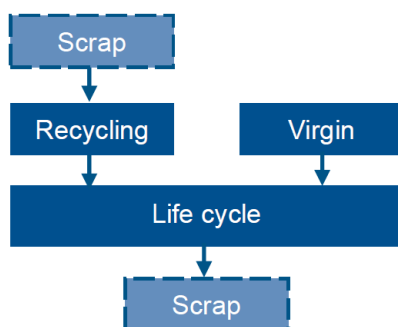
La definizione del fine vita (**EOl**) rispetta i requisiti della norma ISO 14044, sezione 4.3.4.3.

Si affronta l'assegnazione degli impatti che provenengono dai processi di produzione attraverso i materiali vergini, i materiali riciclati e il riutilizzato degli stessi nei futuri sistemi di prodotti.

Negli studi LCA sono comunemente usati due approcci:

- **Approccio “cut-off”**: gli oneri o i crediti associati al materiale proveniente da cicli di vita precedenti o successivi non sono considerati, ovvero sono "cut-off". Pertanto, i rottami immessi nel processo di produzione sono considerati esenti da oneri, ma, allo stesso modo, non viene ricevuto alcun credito per i rottami disponibili per il riciclaggio a fine vita. Quindi questo approccio premia l'uso di contenuti riciclati, ma non premia il riciclaggio a fine vita.
- **Approccio di “sostituzione”**: questo approccio si basa sulla prospettiva che il materiale riciclato alla fine del ciclo di vita sostituirà una quantità equivalente di materiale vergine. Viene dato un credito per rendere conto dei benefici di questa sostituzione. Tuttavia, ciò significa anche che oneri equivalenti a questo credito dovrebbero essere assegnati ai rottami utilizzati come input per il processo di produzione, con il risultato complessivo che l'impatto del riciclato è lo stesso dell'impatto del materiale vergine. Quindi questo approccio premia il riciclaggio a fine vita, ma non premia l'uso di contenuti riciclati.

Nello studio proposto è stato utilizzato l'approccio “cut-off” come richiesto dalla **PCR** e dalle normative di **EPD Italia**. Nella figura di seguito è fornita una breve descrizione dell'approccio “cut-off” che è stato modellato per questo studio:



(i) Cut-off approach (scrap inputs and outputs are not considered)

Figura – Approccio schematico “cut-off”

I rottami/scarti (**scrap**) sono utilizzati nella produzione per il riciclaggio dei materiali e sono scollegati dal Life Cycle. Il limite del sistema alla fine del ciclo di vita viene tracciato dopo la raccolta dei rottami per tenere conto del tasso di raccolta. La lavorazione e il riciclaggio dei rottami sono associati al successivo sistema di prodotti e non sono considerati in questo studio.

Per il recupero di energia e l'invio in discarica, il confine del sistema include i processi di incenerimento dei rifiuti e di collocamento in discarica secondo il principio "chi inquina paga". Nei casi in cui i materiali vengono inviati all'incenerimento dei rifiuti, sono computati in un inventario che tiene conto della composizione dei rifiuti e del potere calorifico, nonché delle efficienze regionali e dei rapporti calore-potenza. Nei casi in cui i materiali vengono inviati alle discariche, sono computati in un inventario che tiene conto della composizione dei rifiuti, dei tassi di perdita regionali, della cattura del gas di discarica e dei tassi di utilizzo. Non vengono assegnati crediti per la produzione di energia o calore.

6.4.3 Software and Database

Il modello LCA è stato creato utilizzando il sistema "GaBi 10" per l'ingegneria del ciclo di vita (versione software 10.6.2.9) sviluppato da Sphera Solutions Inc. Il database "LCI GaBi 2022" è la base per la maggior parte dei dati di inventario del ciclo di vita per la modellazione del sistema in background. Sono stati utilizzati i set di dati della versione 2022.2 del database.

6.4.4 Realizzazione dei componenti (Upstream Module)

As defined by the PCR, the upstream module includes all relevant processes of the supply chain including the extraction of raw materials including waste recycling and the production of semi-finished products and auxiliary items, as well as the packaging of products and semi-finishing products. Transport of raw materials to the manufacturing company (the wind turbine parts manufacturing sites and final manufacturing/ assembly site). Come richiesto dalla **PCR**, il modulo a monte comprende tutti i processi rilevanti della catena di approvvigionamento, compresa l'estrazione di materie prime, compreso il riciclaggio dei rifiuti e la produzione di semilavorati e articoli ausiliari, nonché l'imballaggio di prodotti e semilavorati. E' compreso anche i trasporto delle materie prime all'azienda produttrice (siti di produzione di parti di turbine eoliche e sito di produzione / assemblaggio finale). Di seguito, un'immagine esplicativa della composizione massiva dei componenti delle turbine suddivise in:

- **Fondazioni (foundation)**
- **Torre (tower)**
- **Blades (pale)**
- **Componenti elettriche (E-module)**
- **Trasmissione (drivetrain)**
- **Navicella con mozzo incluso (nacelle including hub)**

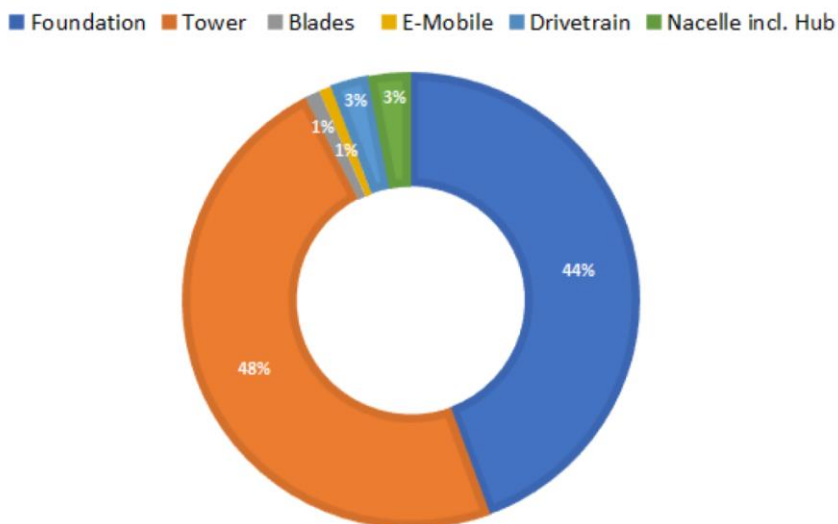


Figura – Composizione massiva dei componenti delle turbine

Nel complesso, il mix di materiali che costituisce la turbina sola turbina è il seguente:

- 80,4% = calcestruzzo (concrete)
- 16,3% = acciaio (steel)
- 1,2% = fibra di vetro/fibra di carbonio (glass fibre/carbon fibre)
- 0,6% = polimeri (polymers)
- 0,1% = fluidi operativi (operating fluids)
- < 0,1% = parti elettriche ed elettroniche (electrics/electronics)
- 0,1% = alluminio (aluminium)
- 0,2% = rame (copper)
- 1,0% = altro (others)

Di seguito, una breve descrizione per ogni componente.

6.4.4.1 Fondazioni (Foundation)

La fondazione per la turbina è composta per circa il 96% in peso da calcestruzzo; la massa rimanente è composta da acciaio per cemento armato, tubi e viti in acciaio.

6.4.4.2 Torre (Tower)

La torre è formata da due parti principali: la struttura portante (composta per oltre il 93% da calcestruzzo) e la struttura interna (prevalentemente composta da acciaio).

6.4.4.3 Pale (Blades)

Le materie prime chiave (in massa) utilizzate nella produzione delle pale della turbina eolica sono: fibra di vetro, resina epossidica, fibra di carbonio e il resto è una miscela di parti polimeriche, rivestimenti e adesivi. Il peso lordo delle pale è stimato nel modello, in quanto una quota relativamente elevata del materiale applicato viene persa durante le fasi di produzione. Sono stati considerati anche i relativi processi di trattamento dei rifiuti.

6.4.4.4 Componenti elettriche (E-Module)

L'E-Module include tutti i componenti elettrici della turbina eolica necessari per generare elettricità. Il modello è suddiviso in 10 sottopiani (generatore, cavi del trasformatore ecc.). I principali gruppi di materiali sono: acciaio, rame, elettricità/elettronica e ghisa.

6.4.4.5 Trasmissione (drivetrain)

La trasmissione della turbina eolica è composta dai componenti necessari per produrre elettricità come il cambio e il generatore. Il modello è suddiviso in 20 sottomodelli, che coprono cuscinetti, ingranaggi, azionamenti, ecc. I principali gruppi di materiali sono: acciaio, ghisa, rame, acciaio inossidabile e alluminio.

6.4.4.6 Navicella con mozzo incluso (nacelle including hub)

La navicella della turbina è l'alloggiamento per i componenti elettrici e altri componenti generatori della turbina eolica. Nel modello è suddiviso in 13 sottopiani. I principali gruppi di materiali sono: ghisa, acciaio e plastica rinforzata con fibra di vetro.

6.4.4.7 *Trasporti (transports)*

Il trasporto di tutti i materiali e componenti dai fornitori è stimato con una distanza media di trasporto di 1.000 km con una quota relativa ai mezzi di trasporto del 50% camion-rimorchio (fino a 40 t di peso lordo, utilizzo in massa: 50%) e del 50% di trasporto ferroviario (diesel guidato, utilizzo in massa: 40%).

6.4.4.8 *Cavi di Media Tensione (MV cables) e di Alta Tensione (HV cables)*

Le valutazioni riguardano le materie prime necessarie e la produzione associata insieme al trasporto in entrata delle materie prime al sito di produzione. I cavi di MV sono composti da rame (9%), alluminio (42%) e polietilene reticolato ad alta densità, XLPE (50%). I cavi di HV sono composti da rame (4%), alluminio (34%) e polietilene reticolato ad alta densità, XLPE (62%). Il trasporto di tutti i materiali per la produzione di cavi è stimato con una distanza media di trasporto di 1.000 km con rimorchio 100% camion (fino a 40 t di peso lordo, utilizzo in massa: 50%).

6.4.4.9 *Sottostazioni (substations)*

Il modello di sottostazione considera le materie prime necessarie e la produzione associata, insieme al trasporto in entrata delle materie prime al sito di produzione. La sottostazione è composta da rame, alluminio e acciaio. Il trasporto di tutti i materiali per la produzione di sottostazioni è stimato con una distanza media di trasporto di 1.000 km con il 100% camion-rimorchio (fino a 40 t di peso lordo, utilizzo in massa: 50%).

6.4.5 Esecuzione dell'opera, esercizio e dismissione (Core)

6.4.5.1 Uso del suolo (GWP LULUC) – VERIFICARE BIOPHILA

Per tale dato sono stati considerati i seguenti elementi: fondazioni, strade e sottostazioni.

Complessivamente, quindi, si stima che per ogni turbina si occuperà nuovo suolo per circa 6.000 metri quadrati, pertanto, considerando le 9 turbine del nostro progetto, si consumerà nuovo suolo per circa 54.000 metri quadrati.

Per le strade di progetto si consumano ulteriori 24mila metri quadrati circa.

Il calcolo con la metodologia "GWP LULUC" è basata sulla fonte IPCC del 2019.

Le principali ipotesi di calcolo possono riassumersi nelle seguenti:

- in base alle definizioni di "copertura del suolo", il 10% è stato rimosso dalla quantità di arbusti (10% = alberi) e inoltre considerato il 100% della superficie forestale (include arbusti con una densità anche superiore agli arbusti) per considerare la categoria "Bosco / arbusto di transizione"
- classificazione per l'area vegetativa: prati e arbusti (DA BIOPHILA)
- rapporto tra vegetazione ulteriormente disboscata per la costruzione di superfici artificiali: 10% per tutti gli elementi di superficie artificiale;
- contenuto di carbonio della biomassa: 50%.

Il risultato del calcolo "GWP LULUC" stima una produzione di circa 102,5 tonnellate di CO₂ per ogni turbina, quindi, nel nostro caso, una produzione complessiva di circa 922,5 tonnellate di CO₂.

6.4.5.2 Demolizione

Come già più volte precisato, per dismissione dell'impianto s'intende la rimozione di tutto il campo eolico e il ripristino dello stato dei luoghi ad esclusione del cavidotto di alta tensione che arriva fino alla Stazione Elettrica esistente RTN. Sono state ipotizzate le seguenti macchine da utilizzare: gru, carrelli elevatori ed escavatori. Il carburante richiesto per far funzionare queste macchine è stato stimato pari a di 7,5 tonnellate per ogni turbina, pertanto, un totale di 67,5 tonnellate di carburante. Il consumo di carburante per la demolizione è superiore a quello richiesto per l'installazione a causa di attività come la demolizione, anche se parziale, della fondazione.

6.4.5.3 Trasporto a fine vita

Il trasporto a fine vita comprende il trasporto dei componenti dismessi della turbina, dei cavi e della sottostazione, delle macchine per la demolizione e dell'area carrabile e di allestimento utilizzata. Ciò ha comportato una stima di 507.569 tonnellate per km per turbina utilizzando un camion-rimorchio, mix Euro 0-6, peso lordo di 34-40 t / capacità di carico utile di 27 t. La distanza media presunta è di 100 km.

6.4.5.4 Smaltimento finale: trattamento termico e discarica

Il percorso di trattamento dei rifiuti per lo smaltimento finale dipende dal tipo di materiale. Si presume

che il tasso di recupero del riciclaggio per tutti i tipi di materiale sia del 95% dopo la demolizione. Secondo gli esperti di Nordex, la demolizione di una turbina può essere fatta quasi senza perdite. Tuttavia, le perdite del 5% sono state fissate come ipotesi convenzionale; questo materiale è stato smaltito in discarica. Il tasso di recupero del riciclaggio dell'acciaio utilizzato nel parco eolico è stato ipotizzato pari al 96,5%. Si è ipotizzato che l'acciaio rimanente, che non poteva essere riciclato, fosse collocato in discarica.

I seguenti gruppi di materiali/componenti sono considerati nella modellazione a fine vita che ammontano al 99,6% in relazione alla massa della turbina (incluse fondazioni e parti di ricambio): acciaio, acciaio inossidabile, rame, alluminio, calcestruzzo, materie plastiche/polimeri, pale del rotore.

6.4.5.5 *Manutenzione e sostituzione*

Durante i 20 anni di vita si presume che saranno necessari 254 kg di lubrificanti e 167 kg di refrigeranti per turbina. Un valore medio richiesto per le parti e i componenti sostituiti è stato stimato per la durata di 20 anni sulla base delle statistiche e dell'esperienza all'interno di Nordex. I componenti sostituiti includono: pale del rotore, cuscinetto principale, cambio, generatore e inverter.

6.4.5.6 *Trasporti*

Il trasporto stimato per il team di assistenza durante il tempo di vita è stato di 16.800 km per turbina e il trasporto di parti / componenti sostituiti 15.612 t.km (1.000 km di distanza di trasporto utilizzando un camion-rimorchio, miscela Euro 0-6, peso lordo 34-40 t / capacità di carico utile di 27 tonnellate).

6.4.5.7 *Informazioni supplementari*

Per i vari gruppi di materiali sono stati applicati i seguenti modelli **EoL**:

- **Tutti i metalli:** i materiali secondari vengono riciclati e sostituiti con le materie prime. Si presume che un chilogrammo di materiale secondario sostituisca 1 kg di materiale vergine. Per l'alluminio, è stato applicato un fattore di correzione del valore tale che 1 kg di alluminio riciclato sostituisce solo 0,6 kg di alluminio vergine.
- **Calcestruzzo:** il materiale secondario viene riciclato e sostituisce la ghiaia.
- **Materie plastiche:** vengono smaltite nell'incenerimento dei rifiuti con recupero di energia.
- **Pale del rotore:** è stata applicata la tecnologia di fine vita fornita da Neocomp (<https://www.neocomp.eu/>) (recupero termico e riciclaggio parziale del materiale in cementeria).

6.4.6 Unità di misura

Al momento, tutte le unità di misura e le categorie sono riportate nella lingua originale dello studio della Nordex, cioè in inglese, anche se si è cercato di tradurre in italiano tutti gli acronimi e i contenuti principali.

Come richiesto dalla PCR e dalla EN 15804:2012+A2:2019, le categorie di valutazione dell'impatto ambientale (**categories of life cycle impact assessment inventory on output flows**) sono elencate nella successiva **Tabella 11**.

Table 11: Categories of life cycle impact assessment inventory on output flows

Category	Abbr.	Unit
Climate change - total	GWP	kg CO ₂ equivalent
Climate change, fossil	GWP fossil	kg CO ₂ equivalent
Climate change, biogenic	GWP biogenic	kg CO ₂ equivalent
Climate change, land use and land use change	GWP LULUC	kg CO ₂ equivalent
Ozone depletion	ODP	kg CFC 11 equivalent
Eutrophication, freshwater	EP	kg P equivalent
Acidification	AP	moles of H ⁺ equivalent
Photochemical ozone formation, human health	POCP	kg NMVOC equivalent
Resource use, mineral and metals	ADPE	kg Sb equivalent
Resource use, fossils	ADPF	MJ, net calorific value
Water use	WDP	m ³ equivalent

Il metodo indicato nella norma EN15804:2012+A2:2019 è EF 3.0 characterisation factors (Hauschild M, 2011) con l'ultimo aggiornamento 3.0.

I parametri ambientali riportati nella **tabella 12**, riportano le unità di misura inerenti all'utilizzo di risorse materiali rinnovabili e non rinnovabili (**resource consumption descriptive parameters**) all'utilizzo di energia primaria, rinnovabile e non rinnovabile, e all'utilizzo di acqua e si basano sui dati dei risultati medi LCI.

Table 12: Resource consumption descriptive parameters

Indicator	Abbr.	Unit
Use of non-renewable primary energy excluding non-renewable primary energy resources used as raw material	PENRE	MJ, net calorific value
Use of renewable primary energy excluding renewable primary energy resources used as raw material	PERE	MJ, net calorific value
Use of non-renewable primary energy as raw materials	PENRM	MJ, net calorific value
Use of renewable primary energy as raw materials	PERM	MJ, net calorific value
Total use of non-renewable primary energy resources (primary energy and primary energy resources used as raw materials)	PENRT	MJ, net calorific value
Total use of renewable primary energy (primary energy and primary energy resources used as raw materials)	PERT	MJ, net calorific value
Net use of fresh water	FW	kg
Use of secondary material	SM	kg
Use of renewable secondary fuels	RSF	MJ, net calorific value
Use of non-renewable secondary fuels	NRSF	MJ, net calorific value

Nella successiva **tabella 13**, infine, sono riportati i parametri descrittivi della produzione dei rifiuti con le relative unità di misura (**waste production descriptive parameters**).

Table 13: Waste production descriptive parameters

Indicator	Abbr.	Unit
Hazardous waste disposed	HWD	kg
Non-hazardous waste disposed	NHWD	kg
Radioactive waste disposed	RWD	kg
Materials for recycling	MFR	kg
Materials for energy recovery	MER	kg
Components for reuse	CRU	kg
Exported thermal energy	EET	MJ
Exported electrical energy	EEE	MJ

6.5 STIMA DEL CICLO DI VITA DELL'OPERA E STIMA DELLA CARBON FOOTPRINT DELL'OPERA

6.5.1 Vita utile stimata

Un tipico parco eolico ha una vita utile di circa 20-25 anni, a seconda delle condizioni locali del sito.

Per i calcoli proposti è stata stimata una vita utile di 20 anni, ma, è giusto precisare, che il produttore delle turbine certifica la vita utile fino a 35 anni.

Il valore base di 20 anni è a vantaggio di sicurezza, in quanto, come si esporrà di seguito, per la particolare tipologia di impianto (eolico) una maggior vita utile determina: riduzione degli impatti negativi, riduzione dell'impronta di carbonio, riduzione dell'utilizzo di energia totale, etc.

Le stime e le analisi riportate di seguito sono state valutate con classe di vento IEC S (Special) e con condizioni del vento per una classe I-A. La velocità media del vento ipotizzata, all'altezza del mozzo, è di 8,4 m/s. I parametri specifici del sito per le perdite e le incertezze sono considerati utilizzando un calcolo della produzione annua netta di energia (**AEP**).

La densità media di potenza eolica nominale per turbina è di 283 W/m² (basata su 5,9 MW come potenza nominale media per turbina nel parco eolico e una scansione del rotore di 20.867 m²).

La produzione media annua netta di energia per turbina è di 22.190 MWh all'anno.

Con una perdita di trasmissione presunta del 2,1%, la quantità effettiva di energia prodotta e consegnata alla rete elettrica è di 21.724 MWh all'anno per ogni turbina.

Come già detto, è stato considerato l'intero ciclo di vita della turbina, cioè dal punto in cui le materie prime vengono estratte dall'ambiente fino alla produzione, all'installazione, al funzionamento e alla fine del ciclo di vita (dismissione).

6.5.2 Risultati finali della modellazione con un fine vita utile di 20 anni

Con riferimento agli acronimi e alle unità di misura riportate nei paragrafi precedenti, si riportano nelle successive **tabelle 14, 15 e 16** i risultati complessivi dell'analisi e valutazione eseguita.

Il dato richiesto da normativa è il GWP [Global Warming Potential (riscaldamento globale potenziale)] totale che è pari a 5,66 [gCO₂equivalente/kWh_{prodotto}] in uno scenario in cui la vita utile è stata fissata a 20 anni.

Del valore totale, circa 3,90 [gCO₂equivalente/kWh_{prodotto}] di GWP sono prodotti nella fase di realizzazione dei componenti (upstream) e i restanti 1,76 [gCO₂equivalente/kWh_{prodotto}] sono prodotti nella fase di realizzazione, esercizio e dismissione (core).

Table 14: Impact potentials for the full life cycle of the product system per functional unit, production of 1 kWh of electricity

Impact indicator	Unit	TOTAL	Upstream	Core	Downstream
GWP - total	kg CO ₂ equivalent	5.66E-03	3.90E-03	1.76E-03	0.00E+00
GWP fossil	kg CO ₂ equivalent	5.28E-03	3.90E-03	1.37E-03	0.00E+00
GWP biogenic	kg CO ₂ equivalent	1.39E-04	-1.52E-06	1.40E-04	0.00E+00
GWP LULUC	kg CO ₂ equivalent	2.43E-04	1.43E-06	2.41E-04	0.00E+00
ODP	kg CFC 11 equivalent	2.09E-14	2.00E-14	9.34E-16	0.00E+00
EP, freshwater	kg P equivalent	1.79E-08	8.46E-09	9.47E-09	0.00E+00
AP	moles H+ equivalent	1.66E-05	1.22E-05	4.39E-06	0.00E+00
POCP	kg NMVOC equivalent	1.41E-05	7.65E-06	6.42E-06	0.00E+00
ADP, minerals + metals	kg Sb equivalent	4.81E-08	4.80E-08	1.56E-10	0.00E+00
ADP, fossil	MJ, net calorific value	6.34E-02	4.86E-02	1.48E-02	0.00E+00
WDP	m ³ equivalent	1.42E-03	5.76E-04	8.48E-04	0.00E+00

GWP = Global warming potential; ODP = Ozone depletion potential; AP = Acidification potential; EP = Eutrophication potential; POCP = Photochemical ozone creation potential; ADPE = Abiotic depletion potential for non-fossil resources; ADPF = Abiotic depletion potential for fossil resources, WSP = Water scarcity potential

Tabella 14 – Impatti potenziali per l'intero ciclo di vita dei prodotti per unità funzionale, basata sulla produzione di 1 kWh di elettricità

Di seguito, **nelle tabelle 15 e 16**, si propongono altri dati complessivi per un'ulteriore valutazione dell'intero processo.

Table 15: Impact potentials for the full life cycle of the product system per functional unit, production of 1 kWh of electricity

Impact category	Unit	TOTAL	Upstream	Core	Downstream
PENRE	MJ, net calorific value	6.17E-02	4.69E-02	1.48E-02	0.00E+00
PERE	MJ, net calorific value	9.20E+00	8.39E-03	9.19E+00	0.00E+00
PENRM	MJ, net calorific value	1.26E-03	1.23E-03	2.56E-05	0.00E+00
PERM	MJ, net calorific value	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
PENRT	MJ, net calorific value	6.35E-02	4.87E-02	1.48E-02	0.00E+00
PERT	MJ, net calorific value	9.20E+00	8.39E-03	9.19E+00	0.00E+00
FW	kg	5.67E-04	1.97E-05	5.47E-04	0.00E+00
SM	kg	3.39E-06	3.39E-06	0.00E+00	0.00E+00
RSF	MJ, net calorific value	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
NRSF	MJ, net calorific value	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00

PERE = Use of renewable primary energy excluding renewable primary energy resources used as raw materials; PERM = Use of renewable primary energy resources used as raw materials; PERT = Total use of renewable primary energy resources; PENRE = Use of non-renewable primary energy excluding non-renewable primary energy resources used as raw materials; PENRM = Use of non-renewable primary energy resources used as raw materials; PENRT = Total use of non-renewable primary energy resources; SM = Use of secondary material; RSF = Use of renewable secondary fuels; NRSF = Use of non-renewable secondary fuels; FW = Use of net fresh water

Tabella 15 – Impatti potenziali per l'intero ciclo di vita dei prodotti per unità funzionale, basata sulla produzione di 1 kWh di elettricità

Table 16: Impact potentials for the full life cycle of the product system per functional unit, production of 1 kWh of electricity

Impact category	Unit	TOTAL	Upstream	Core	Downstream
HWD	kg	1.20E-08	1.15E-08	5.13E-10	0.00E+00
NHWD	kg	1.28E-03	4.10E-04	8.75E-04	0.00E+00
RWD	kg	1.59E-06	1.43E-06	1.62E-07	0.00E+00
MFR	kg	5.95E-03	0.00E+00	5.95E-03	0.00E+00
MER	kg	1.27E-05	0.00E+00	1.27E-05	0.00E+00
CRU	kg	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
EET	MJ	2.69E-04	0.00E+00	2.69E-04	0.00E+00
EEE	MJ	1.45E-04	0.00E+00	1.45E-04	0.00E+00

HWD = Hazardous waste disposed; NHWD = Non-hazardous waste disposed; RWD = Radioactive waste disposed; CRU = Components for re-use; MFR = Materials for recycling; MER = Materials for energy recovery; EEE = Exported electrical energy; EET = Exported thermal energy

Tabella 16 – Impatti potenziali per l'intero ciclo di vita dei prodotti per unità funzionale, basata sulla produzione di 1 kWh di elettricità

6.5.3 Risultati finali della modellazione con un fine vita utile di 25/30/35 anni

Risulta evidente che allungando il fine vita utile il valore del GWP si riduca, anche sensibilmente (del 20% a 25 anni, del 33 % a 30 anni e del 43% a 35 anni, rispetto i 20 anni).

Di seguito, una tabella esemplificativa e comparativa con i relativi dati:

Parametro	Vita utile			
	20 anni	25 anni	30 anni	35 anni
GWP total [gCO ₂ equivalente/kWh _{prodotto}]	5,66	4,53	3,78	3,24

6.6 ANALISI DEL CONSUMO COMPLESSIVO DI ENERGIA CON L'INDICAZIONE DELLE FONTI PER IL SODDISFACIMENTO DEL BISOGNO ENERGETICO

6.6.1 Premessa

Come già più volte evidenziato, i dati proposti nella presente relazione sono frutto di uno studio di un campo eolico simile a quello proposto, pertanto, i dati, pur se attendibili, dovranno essere sicuramente revisionati e puntualmente aggiornati nel corso della realizzazione dell'opera.

Ritenendo che il dato richiesto, cioè "consumo di energia complessivo", fosse molto ampio, per sicurezza, sono stati inseriti tutti i dati reperibili dallo studio d'interesse.

6.6.2 Riepilogo dei dati

Con riferimento ai valori esposti nelle precedenti **tabelle 15 e 16**, si riportano di seguito, i soli dati ritenuti utili per rispondere alle richieste del presente capitolo ricordando che i valori riportati si riferiscono alla singola turbina per ogni kwh prodotto.

Il campo eolico è composto da 9 turbine e ognuna produce 19.979 MWh all'anno, pertanto, si ottiene un valore unitario totale annuo pari a 179.810 MWh/y.

Parametro	Unità di Misura	Valori stimati	
		Valore unitario per singola turbina e per kWh prodotto	Valore annuo per l'intero campo in MJ
<u>PENRT</u> Utilizzo totale di risorse energetiche primarie NON rinnovabili	[MJ] (potere calorifero netto)	0,00635	1.238.250,00
<u>PENRE</u> Utilizzo di energia primaria NON rinnovabile, escluse le risorse energetiche primarie non rinnovabili utilizzati come materie prime	[MJ] (potere calorifero netto)	0,00617	1.203.150,00
<u>PENRM</u> Utilizzo di risorse energetiche primarie NON rinnovabili utilizzate come materie prime	[MJ] (potere calorifero netto)	0,000126	24.570,00
<u>PERT</u> Utilizzo totale di fonti energetiche primarie rinnovabili	[MJ] (potere calorifero netto)	9,20	1.794.000.000,00
<u>PERE</u> Utilizzo di energia primaria rinnovabile, escluse le risorse energetiche primarie rinnovabili utilizzate come materie prime	[MJ] (potere calorifero netto)	9,20	1.794.000.000,00
<u>PERM</u> Utilizzo di risorse energetiche primarie rinnovabili utilizzate come materie prime	[MJ] (potere calorifero netto)	0,00	0,00
<u>FW</u> Utilizzo di acqua dolce netta	kg	$5,67 \cdot 10^{-4}$	110.565,00
<u>SM</u> Utilizzo di materiale secondario	kg	$3,39 \cdot 10^{-6}$	660,00
<u>RSF</u> Utilizzo di combustibili secondari rinnovabili	[MJ] (potere calorifero netto)	0,00	0,00
<u>NRSF</u> Utilizzo di combustibili secondari non rinnovabili	[MJ] (potere calorifero netto)	0,00	0,00

7 DEFINIZIONE DELLE MISURE PER RIDURRE LE QUANTITÀ DEGLI APPROVVIGIONAMENTI ESTERNI (RIUTILIZZO INTERNO ALL'OPERA) E DELLE OPZIONI DI MODALITÀ DI TRASPORTO PIÙ SOSTENIBILI DEI MATERIALI VERSO/DAL SITO DI PRODUZIONE AL CANTIERE

Per quanto attiene a questo argomento si rimanda ai contenuti dell'elaborato **“PUTRS - PIANO DI UTILIZZO PRELIMINARE DELLE TERRE E ROCCE DA SCAVO”** allegato alla presente progettazione.






8 UTILIZZO DI SOLUZIONI TECNOLOGICHE INNOVATIVE, IVI INCLUSE APPLICAZIONI DI SENSORISTICA PER L'USO DI SISTEMI PREDITTIVI (STRUTTURA, GEOTECNICA, IDRAULICA, PARAMETRI AMBIENTALI)

Per quanto attiene a questo argomento si rimanda ai contenuti dell'elaborato "**PMA – Piano di monitoraggio ambientale**" allegato alla presente progettazione.

9 CONCLUSIONI SULLA SOSTENIBILITA' DELL'OPERA

9.1 RAFFRONTO TRA LE PRINCIPALI FONTI ENERGETICHE

Utilizzando la vasta bibliografia attualmente disponibile, con riferimento alla produzione di 1 kWh per ogni turbina, è possibile stimare le relative emissioni di anidride carbonica equivalente $[gCO_{2equivalente}/kWh_{prodotto}]$ dalla seguente tabella per impianti tipo:

Tipo di produzione	Intervallo di valori	
	Numerico	Grafico
<u>Turbina di un campo eolico</u>	5 - 15	
<u>Fotovoltaico</u>	60 - 80	
<u>Gas</u>	400 - 450	
<u>Antracite</u>	800 - 1.000	
<u>Lignite</u>	1.000 - 1.200	

Da un confronto numerico e grafico si evince chiaramente che tra le varie fonti energetiche disponibili, l'eolico rappresenta, in questo momento storico, sicuramente la fonte più sostenibile.

9.2 DATI PRINCIPALI INERENTI ALL'IMPIANTO PROPOSTO

La pubblicazione specifica di riferimento è la seguente: “**EPD OF A NORDEX WIND FARM WITH DELTA4000 N163/5.X TURBINES – LCA REPORT - REPORT VERSION: V1.0 - REPORT DATE: 24/02/2023**” (cfr. **allegato 1** alla presente relazione).

E' gusto precisare che la presente pubblicazione si riferisce ad una turbina N/163/5.X , ma nel progetto proposto è stata utilizzata una turbina N163/6.X che costituisce un'ulteriore evoluzione della precedente, pertanto, sono da attendersi valori ancora più sostenibili.

I dati riportati al precedente paragrafo, pertanto, devono essere necessariamente riportati allo specifico campo eolico. Il nostro campo è costituito da n° 9 aerogeneratori con una produzione minima stimata per ogni turbina pari a 19.979 MWh all'anno.

La pubblicazione si riferisce ad una vita utile di 20 anni che è la minima possibile.

Risulta evidente che allungando il fine vita utile il valore del GWP si riduca, anche sensibilmente (del 20% a 25 anni, del 33 % a 30 anni e del 43% a 35 anni, rispetto i 20 anni).

Di seguito, una tabella esemplificativa e comparativa con i relativi dati ottenuti:

	Vita utile			
Parametro	20 anni	25 anni	30 anni	35 anni
<u>GWP total</u> [gCO₂equivalente/kWh_{prodotto}]	5,66	4,53	3,78	3,24

Rispetto a quanto riportato al paragrafo precedente, sembra evidente che i valori stimati sono affidabili e coerenti.

Si riepilogano, infine, ulteriori dati che confermano la sostenibilità ambientale ed energetica dell'intervento proposto.

Parametro	Unità di Misura	Valori stimati	
		Valore unitario per singola turbina e per kWh prodotto	Valore annuo per l'intero campo in MJ
<u>PENRT</u> Utilizzo totale di risorse energetiche primarie NON rinnovabili	[MJ] (potere calorifero netto)	0,00635	1.238.250,00
<u>PERT</u> Utilizzo totale di fonti energetiche primarie rinnovabili	[MJ] (potere calorifero netto)	9,20	1.794.000.000,00
<u>FW</u> Utilizzo di acqua dolce netta	kg	$5,67 \cdot 10^{-4}$	110.565,00
<u>SM</u> Utilizzo di materiale secondario	kg	$3,39 \cdot 10^{-6}$	660,00

9.3 TEMPO DI AMMORTAMENTO DELL'ENERGIA CONSUMATA E DELL'EMISSIONE DI ANIDRIDE CARBONICA EQUIVALENTE (ENERGY AND CARBON PAYBACK TIME)

Dopo appena 4/5 mesi di funzionamento, il campo fotovoltaico inizia a ripagare le sue emissioni di carbonio che ovviamente sono massime nel periodo di produzione dei componenti e nella fase di installazione delle torri. Il **tempo di ammortamento dell'emissione di anidride carbonica equivalente** rappresenta il periodo di tempo in cui una turbina deve rimanere in esercizio prima di aver evitato tante emissioni di quante ne sono state potenzialmente rilasciate durante l'intero ciclo di vita (20 anni). Il **tempo di ammortamento dell'energia** rappresenta il tempo di funzionamento necessario a una turbina per generare la quantità di energia consumata durante il suo intero ciclo di vita (20 anni). I risultati sono decisamente sostenibili se confrontati con il ciclo di vita utile minimo (20 anni):

- Carbon Payback Time: 5 mesi
- Energy Payback Time: 8 mesi

I risultati sono ovviamente ancora più sostenibili se la vita utile è portata a 25/30/35 anni.

10 BIBLIOGRAFIA

Di seguito, una sintesi dei riferimenti bibliografici utilizzati:

- Boulay, A.-M. J. (2017). 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.
- EC. (2011). REGULATION (EU) No 305/2011 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 9 March 2011 laying down harmonised conditions for the marketing of construction products and repealing Council Directive 89/106/EEC. European Commission.
- Fantke, P. E. (2016). Health Impacts of Fine Particulate Matter. In U.-S. L. Initiative, Global Guidance for Life Cycle Impact Assessment Indicators Volume 1. UNEP.
- Guinée, J. B., Gorrée, M., Heijungs, R., Huppes, G., Kleijn, R., de Koning, A., . . . Huijbregts, M. (2002). Handbook on life cycle assessment. Operational guide to the ISO standards. Dordrecht: Kluwer.
- Hauschild M, G. M. (2011). Recommendations for Life Cycle Impact Assessment in the European context - based on existing environmental impact assessment models and factors. Luxembourg: European Commission.
- Hauschild M, G. M. (2011). Recommendations for Life Cycle Impact Assessment in the European context - based on existing environmental impact assessment models and factors. Luxembourg: European Commission.
- IPCC. (2006). 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories - Volume 4 - Agriculture, Forestry and Other Land Use. Geneva, Switzerland: IPCC.
- IPCC. (2013). Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Geneva, Switzerland: IPCC.
- IPCC. (2019). 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.
- ISO. (2006). ISO 14025: Environmental labels and declarations – Type III environmental declarations – Principles and procedures. Geneva: International Organization for Standardization.
- ISO. (2006). ISO 14025: Environmental labels and declarations – Type III environmental declarations – principles and procedures. Geneva: International Organization for Standardization.
- ISO. (2006). ISO 14040: Environmental management – Life cycle assessment – Principles and framework. Geneva: International Organization for Standardization.
- ISO. (2006). ISO 14044: Environmental management – Life cycle assessment – Requirements and guidelines. Geneva: International Organization for Standardization.
- JRC. (2010). ILCD Handbook: General guide for Life Cycle Assessment – Detailed guidance. EUR 24708 EN (1st ed.). Luxembourg: Joint Research Centre.

- Lim, S. V.-R. (2012). A comparative risk assessment of burden of disease and injury attributable to 67 risk factors and risk factor clusters in 21 regions, 1990-2010: A systematic analysis for the Global Burden of Disease Study 2010. *Lancet*, 2224-2260.
- PCR EPDItaly013 – Electricity produced by wind turbines, Rev. 1.
- PEF METHOD 2019. (2019). Zampori, L. and Pant, R., Suggestions for updating the Product Environmental Footprint (PEF) method, EUR 29682 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2019.
- Posch, M. S. (2008). The role of atmospheric dispersion models and ecosystem sensitivity in the determination of characterisation factors for acidifying and eutrophying emissions in LCIA. *International Journal of Life Cycle Assessment*, 13, 477-486.
- Regulations of the EPD Italy Programme, Revision 5.2.
- Seppälä J., P. M. (2006). Country-dependent Characterisation Factors for Acidification and Terrestrial Eutrophication Based on Accumulated Exceedance as an Impact Category Indicator. *International Journal of Life Cycle Assessment*, 11(6), 403-416.
- Serenella Sala, E. C. (2017). Global normalisation factors for the Environmental Footprint and Life Cycle Assessment. Luxembourg: European Commission .
- Sphera. (2020). GaBi Modelling Principles. Stuttgart: Sphera Solutions Inc. Retrieved from <http://www.gabi-software.com/support/gabi/gabi-modelling-principles/>
- Sphera. (2022). GaBi LCA Database Documentation. Retrieved from Sphera Solutions: <http://www.gabi-software.com/support/gabi/gabi-database-2019-lci-documentation/>
- Sphera Solutions Inc. (2020). GaBi LCA Database Documentation. Retrieved from GaBi Solutions: <https://www.gabi-software.com/databases/gabi-databases/>
- Struijs, J. B. (2009). Aquatic Eutrophication. Chapter 6 in: ReCiPe 2008 A life cycle impact assessment method which comprises harmonised category indicators at the midpoint and the endpoint level. Report I: Characterisation factors, first edition.
- TÜV Süd. (2022). Report no. 3098479-1-e Rev.2.
- Van Oers, L., de Koning, A., Guinée, J. B., & Huppes, G. (2002). Abiotic resource depletion in LCA. The Hague: Ministry of Transport, Public Works and Water Management.
- Van Zelm R., H. M. (441-453). European characterisation factors for human health. *Atmospheric Environment*, 42. worldsteel. (2019). Life cycle inventory study - 2019 data release.
- WRI. (2011). GHG Protocol Product Life Cycle Accounting and Reporting Standard. Washington D.C.: World Resource Institute.

11 ALLEGATI

11.1 ALLEGATO 1 - EPD OF A NORDEX WIND FARM WITH DELTA4000 N163/5.X TURBINES – LCA REPORT - REPORT VERSION: V1.0 - REPORT DATE: 24/02/2023



EPD of a Nordex wind farm with Delta4000 N163/5.X turbines

LCA Report



Title: EPD of a Nordex wind farm with Delta4000 N163/5.X turbines – LCA Report

Report version: V1.0

Report date: 24/02/2023

Document prepared by

Franziska Möller

FMoeller@nordex-online.com

Technical Sustainability Specialist

Phone +49 40 30030 2615

Alex Renk

ARenk@nordex-online.com

Technical Sustainability Specialist

Phone +49 40 30030 1674

Quality assurance by

Melanie Welzel

MWelzel@nordex-online.com

Head of Global Sustainability Mgmt

Phone +49 40 30030 2949

Table of Contents

Table of Contents	3
List of Figures	5
List of Tables	6
List of Acronyms	7
Glossary	8
1. General aspects	10
1.1. Commissioner and practitioner of the study	10
1.2. EPD Requirements	10
1.3. Goal of the study	11
1.4. Purpose, content and availability of the project report	11
1.5. Verification	11
2. Scope of the Study	12
2.1. Product System	12
2.2. Product Functions and Functional Unit	13
2.3. System Boundary	14
2.3.1. Time Coverage	16
2.3.2. Technology Coverage	16
2.3.3. Geographical Coverage	16
2.4. Allocation	16
2.4.1. Multi-output Allocation	16
2.4.2. End-of-Life Allocation	16
2.5. Cut-off Criteria	17
2.6. Interpretation to Be Used	18
2.7. Data Quality Requirements	18
2.8. Type and format of the report	19
2.9. Software and Database	19
3. Life Cycle Inventory Analysis	20
3.1. Data Collection Procedure	20
3.2. AEP and life time during use	22

3.3.	Life Cycle Stages.....	23
3.3.1.	Overview of Product System	23
3.3.2.	Upstream Module	23
3.3.3.	Core (infrastructure)	28
3.3.4.	Core (process).....	31
3.3.5.	Downstream stage.....	32
3.3.6.	Additional environmental information in EPD - material substitution at End-of-Life..	32
3.4.	Model Overview	33
3.5.	Background Data.....	34
3.5.1.	Fuels and Energy	34
3.5.2.	Raw Materials and Processes.....	35
3.5.3.	Transportation	37
3.5.4.	Waste treatment	38
3.6.	Data assumptions and data gaps.....	39
4.	LCIA Results.....	41
4.1.	Indicators for the LCIA.....	41
4.2.	Indicators for the LCI	42
4.3.	Overall Results	43
4.4.	Results for additional environmental information	45
5.	Interpretation	47
5.1.	Identification of Relevant Findings	47
5.2.	Data Quality Assessment	51
5.2.1.	Precision and Completeness.....	51
5.2.2.	Consistency and Reproducibility	51
5.2.3.	Representativeness.....	51
5.3.	Model Completeness and Consistency	52
5.3.1.	Completeness.....	52
5.3.2.	Consistency	52
5.4.	Conclusions, Limitations, and Recommendations	52
5.4.1.	Conclusions	52
5.4.2.	Limitations	53
	References	54
	Annex A: GaBi Results Table.....	56

List of Figures

Figure 1: Product system – view of Delta4000 N163/5.X turbine	12
Figure 2: Overview of system boundaries	15
Figure 3: Schematic representations of the cut-off and substitution approaches	17
Figure 4: Composition breakdown by mass for the Delta4000 turbine	24
Figure 5: Turbine electrical components in GaBi	25
Figure 6: Drivetrain (incl. bearings, gears, etc.) for turbine in GaBi	26
Figure 7: Nacelle wind turbine components in Gabi.....	26
Figure 8: LCA model from GaBi	34
Figure 9: Percentage contribution from different life cycle modules to the total impact of the Nordex Delta4000 wind farm	50

List of Tables

Table 1: System boundaries.....	15
Table 2: Mass composition of turbine components required to fulfil functional unit.....	24
Table 3: Mass breakdown of turbine, cables and substation components required per functional unit	28
Table 4: Data for resources/ processes required for installation stage.....	28
Table 5: Land use before and after installation	29
Table 6: Sub-plans used to build the GaBi model.....	33
Table 7: Key energy datasets used in inventory analysis	34
Table 8: Key material and process datasets used in inventory analysis.....	35
Table 9: Transportation and road fuel datasets	37
Table 10: Key waste treatment datasets used in inventory analysis	38
Table 11: Categories of life cycle impact assessment inventory on output flows	41
Table 12: Resource consumption descriptive parameters.....	42
Table 13: Waste production descriptive parameters.....	42
Table 14: Impact potentials for the full life cycle of the product system per functional unit, production of 1 kWh of electricity	43
Table 15: Impact potentials for the full life cycle of the product system per functional unit, production of 1 kWh of electricity	44
Table 16: Impact potentials for the full life cycle of the product system per functional unit, production of 1 kWh of electricity	44
Table 17: Heat map for environmental impact potentials.....	49

List of Acronyms

AEP	Annual Energy Production
ADP	Abiotic depletion potential
AP	Acidification Potential
CML	Centre of Environmental Science at Leiden
EF	Environmental Footprint
EoL	End-of-Life
EP	Eutrophication Potential
EPD	Environmental product declaration
GaBi	Ganzheitliche Bilanzierung (German for holistic balancing)
GHG	Greenhouse Gas
GWP	Global Warming Potential
HV	High voltage
IEC	International Electrotechnical Commission
ILCD	International Cycle Data System
ISO	International Organization for Standardization
LCA	Life Cycle Assessment
LCI	Life Cycle Inventory
LCIA	Life Cycle Impact Assessment
MV	Medium voltage
NMVOG	Non-Methane Volatile Organic Compound
ODP	Ozone depletion potential
PCR	Product category rules
POCP	Photochemical ozone formation, human health
RSL	Reference service life
RoE	Return on Energy
VOC	Volatile Organic Compound
WDP	Water depletion potential

Glossary

Life cycle

A view of a product system as “consecutive and interlinked stages ... from raw material acquisition or generation from natural resources to final disposal” (ISO 14040:2006, section 3.1). This includes all material and energy inputs as well as emissions to air, land and water.

Life Cycle Assessment (LCA)

“Compilation and evaluation of the inputs, outputs and the potential environmental impacts of a product system throughout its life cycle” (ISO 14040:2006, section 3.2)

Life Cycle Inventory (LCI)

“Phase of life cycle assessment involving the compilation and quantification of inputs and outputs for a product throughout its life cycle” (ISO 14040:2006, section 3.3)

Life Cycle Impact Assessment (LCIA)

“Phase of life cycle assessment aimed at understanding and evaluating the magnitude and significance of the potential environmental impacts for a product system throughout the life cycle of the product” (ISO 14040:2006, section 3.4)

Life cycle interpretation

“Phase of life cycle assessment in which the findings of either the inventory analysis or the impact assessment, or both, are evaluated in relation to the defined goal and scope in order to reach conclusions and recommendations” (ISO 14040:2006, section 3.5)

Functional unit

“Quantified performance of a product system for use as a reference unit” (ISO 14040:2006, section 3.20)

Allocation

“Partitioning the input or output flows of a process or a product system between the product system under study and one or more other product systems” (ISO 14040:2006, section 3.17)

Closed-loop and open-loop allocation of recycled material

“An open-loop allocation procedure applies to open-loop product systems where the material is recycled into other product systems and the material undergoes a change to its inherent properties.”

“A closed-loop allocation procedure applies to closed-loop product systems. It also applies to open-loop product systems where no changes occur in the inherent properties of the recycled material. In such cases, the need for allocation is avoided since the use of secondary material displaces the use of virgin (primary) materials.” (ISO 14044:2006, section 4.3.4.3.3)

Foreground system

“Those processes of the system that are specific to it ... and/or directly affected by decisions analysed in the study.” (JRC, 2010, p. 97) This typically includes first-tier suppliers, the manufacturer itself and any downstream life cycle stages where the manufacturer can exert significant influence. As a general rule, specific (primary) data should be used for the foreground system.

Background system

“Those processes, where due to the averaging effect across the suppliers, a homogenous market with average (or equivalent, generic data) can be assumed to appropriately represent the respective process ... and/or those processes that are operated as part of the system but that are not under direct control or decisive influence of the producer of the good....” (JRC, 2010, pp. 97-98) As a general rule, secondary data are appropriate for the background system, particularly where primary data are difficult to collect.

Critical Review

“Process intended to ensure consistency between a life cycle assessment and the principles and requirements of the International Standards on life cycle assessment” (ISO 14044:2006, section 3.45).

1. General aspects

1.1. Commissioner and practitioner of the study

This product EPD study on a 'Delta 4000 wind farm' was commissioned by the Nordex SE. The Nordex Group is a world leading wind turbine manufacturer, renowned for its investment in R&D and the resulting technical excellence of its products. The wind turbine analyzed in this study is part of the newest turbine series by Nordex, the Delta4000 series. The product system assessed in this study is the N163/5.X.

Headquarter:	Nacelle assembly:	Blade production:	Wind farm location:
Langenhorner Chaussee 600 22419 Hamburg Germany	Via Das Torres 646 43700-000 Simões Filho Brazil	Pol. Industrial Venta de Judas-Lumbier s/n 31440 Lumbier Spain	Bahia region, Brazil

The underlying LCA study as well as the preparation of the EPD document were conducted internally by Nordex. The LCA model for the N163/5.X turbine type is based on the LCA model that had been prepared for a previous LCA study of another turbine type (N149/4.0-4.5) in 2020 and has accordingly been adapted to the turbine-specific and project-specific conditions. The previous LCA model that serves as basis for the current model, had been created by an external practitioner, Sphera. Sphera is a global sustainability, environmental health & safety software and consulting company. The model and documentation have been externally verified by DEKRA.

1.2. EPD Requirements

This LCA/ EPD study has been conducted in accordance with the following standards and instructions:

- Regulations of the EPD Italy Programme, Revision 5.2;
- PCR EPDItaly013 – Wind turbines, Electricity produced by wind turbines, 16-03-2020
- ISO 14040, Environmental management – Life cycle assessment – Principles and framework; (ISO, 2006)
- ISO 14044, Environmental management – Life cycle assessment – Requirements and guidelines; (ISO, 2006)
- ISO 14025, Environmental labels and declarations — Type III environmental declarations — Principles and procedures (ISO, 2006);

EPDs related to the same category of products but belonging to different programs may not be comparable.

1.3. Goal of the study

The intended use of this product EPD is to communicate environment-related information and LCA results for a specific Nordex's Delta 4000 Wind farm to support the assessment of the sustainable use of energy generation methods.

EPD are mainly used for business-to-business communication. It is intended that this EPD will be published by the program operator "EPDItaly" where it will be made publicly available and therefore will also be accessible to the end consumer. As such, EPD can also be used in business-to-consumer communication – Nordex can provide additional explanatory information should consumers request this; Nordex's contact phone number and email address will be stated in the EPD.

1.4. Purpose, content and availability of the project report

The purpose of a project report is to provide a systematic and comprehensive description of the project to support the verification of an EPD. It documents the information on which the LCA is based, whilst also ensuring the additional information contained within the EPD conforms to the requirements of the rule documents.

When the EPD is submitted for publication through the International EPD System, the project report will be made accessible to the verifier under the conditions of confidentiality as specified by ISO 14025 (ISO, 2006). The project report is not a component of public communication.

1.5. Verification

This Environmental Product Declaration has been verified by the independent third party ICMQ (Michele Paleari).

This EPD will expire 5 years from the date of first issue.

2. Scope of the Study

The following sections describe the general scope of the project to achieve the stated goals. This includes, but is not limited to, the identification of specific product systems to be assessed, the product function, functional unit and reference flows, the system boundary, allocation procedures, and cut-off criteria of the study.

2.1. Product System

This study and EPD evaluates a Nordex wind farm in Brazil, which uses N163/5.X turbines that are part of the Delta4000 turbines series over its full life cycle, from cradle to grave. With the N163/5.X Nordex incorporated its experience from developing and testing the Delta4000 series and driven the flexibility approach to the next level. The N163/5.X turbine covers a wide range of power modes in the 5 MW+ class and increases the competitiveness even further in light and medium-wind sites. It provides up to 20 % more annual energy production (AEP) than previous turbine types, emitting less noise at the same time.



Figure 1: Product system – view of Delta4000 N163/5.X turbine

The N163/5.X turbine has a flexible rated power of 5.X MW, and so is adaptable to the respective grid operator's individual requirements, along with local wind conditions and noise restraints.

A typical wind farm has a life time of around 20 to 25 years, depending on the local site conditions of the wind farm. A time period of 20 years has been used as the baseline for the EPD calculation. The towers available offer hub heights of up to 164 m (project and site-specific), however this study

focuses on the 120 m hub height. The rotor sweep is 20,867 m² with a rotor blades diameter of 163 m.

Nordex has even won the gold medal for the N163/5.X as “Turbine of the Year” in the category of onshore turbines with 4.7 MW+ rating published by Windpower Monthly.¹

2.2. Product Functions and Functional Unit

In LCA studies, the declared unit quantifies and describes the performance of a product system and is used as the basis for reporting results.

The function of a wind farm is to generate electricity by harnessing wind energy. As such, as defined by the PCR, the declared unit for this study is:

The generation of 1 kWh of electrical energy (net) considering the full life time of the wind farm (Delta4000 N163/5.X turbines), located in a Brazilian scenario and operating under special wind conditions (IEC wind class S), and thereafter distributed to a 110kV electrical grid.

The assessed wind farm design is a special wind site (IEC wind class S (Special)) with the wind conditions at the site being appropriate for a class I-A. The average wind speed at hub height is 8.4 m/s. Site-specific parameters for losses and uncertainties are considered using a net annual energy production (AEP) calculation.

The certified standard life time of Delta4000 turbines is 20 years. In principle, the life time of those turbines can be extended by 10 or even 15 years to a total life time of 30 or even up to 35 years, according to the method of life time extensions and the related advisory opinions by TÜV Süd (TÜV Süd, 2022). The applied life time of turbines in a wind farm follows site-specific conditions. The analysed wind farm in Brazil was designed for a life time of 30 years.

However, as specified by the PCR, the baseline assumption for the wind farm life time is 20 years. In LCAs on onshore wind turbines, the life time is often defined with 20 years as base case. To check the sensitivity on the results, a scenario with 25 years, but also with 30 years and 35 years life time is calculated.

The wind farm comprises 66 Delta 4000 turbines. All turbines are operating with a nominal power of 5.9 MW, resulting in a total nominal power of the wind farm of 389.4 MW.

The resulting average nominal wind power density per turbine in the wind farm is 283 W/m² (based on 5.9 MW as average nominal power per turbine in the wind farm and a rotor sweep of 20,867 m²).

The average net annual energy production per turbine is 22,190 MWh per year (see chapter 3.2). With an assumed transmission loss of 2,1% (see also chapter 3.2) the actual amount of produced and delivered energy to the electricity grid is 21,724 MWh per year and turbine. For a realistic life time of 25 years, the average total energy produced per turbine is 543.1 GWh (554.8 GWh without

¹ <https://www.windpowermonthly.com/article/1737188/turbines-year-2021-onshore-turbines-47mw-plus>

transmission loss). For the total number of 66 turbines, the total energy produced by the wind farm is 35.85 TWh.

2.3. System Boundary

The full life cycle of the turbine has been considered, from cradle-to-grave, i.e., from the point at which raw materials are extracted from the environment through to manufacturing, installation, operation and end-of-life.

An overview of the system boundaries of the study can be found in Figure 2. The study accounts for the whole product, including packaging. This includes the extraction and production of raw materials, the manufacturing of these materials into the finished product with packaging, the transportation and distribution of the product, the use stage and the end-of-life stage including recycling and final disposal.

The local system boundary for the wind farm ends with the connection to the electricity grid. The turbines in the wind farm are connected via MV (medium voltage) cables to the substation. The substation transforms the electricity to 110kV (high voltage). The HV cable connects the substation at the wind farm to the grid.

Transport is included for inbound raw materials to the manufacturing sites and then distribution of the product system from the manufacturing site to the location of the wind farm. Transport was also included from the wind farm to end-of-life processing.

As detailed in section 3.3, the life cycle was split into the upstream, the core (infrastructure and processes) stage and the downstream stage. The two elements of the core stage are not separated in the visualisation of the system boundaries as the LCA results are presented as one value for the core stage and not broken down to the contributions of infrastructure and processes.

The assessed system ends at the connection point with the national grid. The infrastructure and the electrical losses due to the transmission via HV (high voltage) cable between the wind farm and the connection point are considered in the core stage. The environmental impacts in the downstream stage are zero as no activity related to further transmission of the produced energy is considered as it is outside of Nordex control.

SYSTEM BOUNDARIES

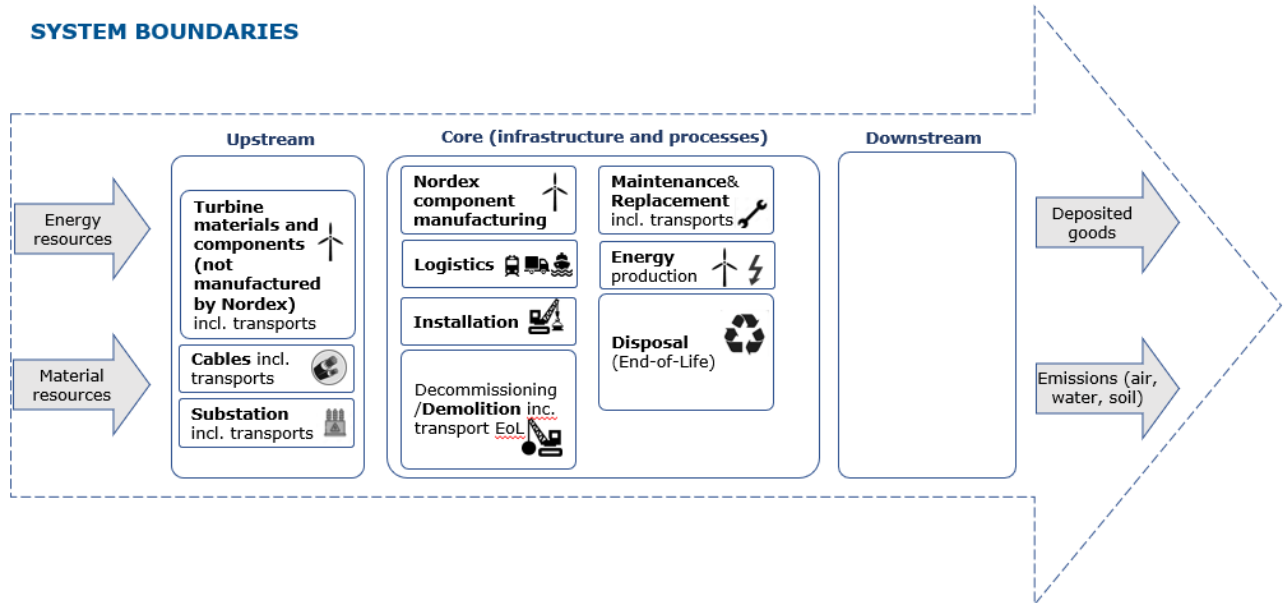


Figure 2: Overview of system boundaries

The system boundaries have been summarised in Table 1, detailing stages both included and excluded.

Table 1: System boundaries

Included	Excluded
✓ Raw material production	✗ Employee commuting
✓ Fabrication of raw materials into parts and components	✗ Research and Development
✓ Manufacturing	✗ Manufacturing of capital equipment utilised in the installation
✓ Installation	✗ Overhead (heating, lighting) of manufacturing facilities
✓ Associated infrastructure such as roads	✗ Warehousing
✓ Operation	
✓ End-of-life	

The boundary for the study is at the connection point to the grid. As such, electrical losses due to the voltage elevation in the substation as well as due to the distribution with the MV and HV cables inside and outside the wind farm have been included in the study. The boundary is taken to be the point at which the wind farm produces an equivalent of 1 kWh to be transmitted into the grid.

Impacts associated with employee commuting have been excluded as these are expected to be negligible for a manufactured product. However, all transports associated with the maintenance done by service teams and the replacement of parts during the service life of the turbines have been included.

The following sections describe the *intended* time, technology and geographical references that were aimed for at the start of the study. The actual data that were collected and used in the study are described in Chapter 3. How well these data match the requirements stated below is assessed in Chapter 5.

2.3.1. Time Coverage

The intended time reference for the study is to assess the operation of the Nordex wind farm (Delta4000 turbines) in 2021. At this time reference, the wind farm was not built yet. The results of the study should remain valid until significant technological changes occur.

2.3.2. Technology Coverage

The study aims to assess the current technology and materials used to develop and operate the Nordex wind farm (Delta4000 turbines). The technology represented in the study is representative of some of the leading wind turbines available internationally.

2.3.3. Geographical Coverage

The study focuses on assessing the Nordex wind farm (Delta4000 turbines) in Brazil. This is a special wind site with IEC wind class S, with the wind conditions at the site being appropriate for a class I-A, and an average wind speed at hub height of 8.4m/s. The EPD results could be adopted in principle also for wind farms outside of Brazil in case the main wind site characteristics are comparable. However, the logistic data (transport distances and means) might be different with the related influence on the overall results.

2.4. Allocation

2.4.1. Multi-output Allocation

No allocation has been necessary in relation to the foreground data used in this study as no co-products or by-products are generated.

Allocation within background data (energy and materials) from the GaBi 2022 databases is documented online (Sphera, 2022).

2.4.2. End-of-Life Allocation

End-of-life allocation follows the requirements of ISO 14044, section 4.3.4.3. These address the question of how to assign impacts from virgin production processes to material that is recycled and used in future product systems.

Two main approaches are commonly used in LCA studies to account for end-of-life recycling and recycled content.

- Cut-off approach – burdens or credits associated with material from previous or subsequent life cycles are not considered i.e., are “cut-off”. Therefore, scrap input to the production process is considered to be free of burdens but, equally, no credit is received for scrap available for recycling at end-of-life. Hence this approach rewards the use of recycled content but does not reward end-of-life recycling.
- Substitution approach – this approach is based on the perspective that material that is recycled at end-of-life will substitute for an equivalent amount of virgin material. A credit is given to account for the benefits of this substitution. However, this also means that burdens equivalent to this credit should be assigned to scrap used as an input to the production process, with the overall result that the impact of recycled granulate is the same as the

impact of virgin material. Hence this approach rewards end-of-life recycling but does not reward the use of recycled content.

The cut-off approach was utilised in this study as required by the PCR and Regulations of EPD Italy. The following details a short description of the cut-off approach that has been modelled for this study:

Material recycling (cut-off approach): Any open scrap inputs into manufacturing remain unconnected. The system boundary at end-of-life is drawn after scrap collection to account for the collection rate, which generates an open scrap output for the product system. The processing and recycling of the scrap is associated with the subsequent product system and is not considered in this study.

Energy recovery & landfilling (cut-off approach): The system boundary includes the waste incineration and landfilling processes following the polluter-pays-principle. In cases where materials are sent to waste incineration, they are linked to an inventory that accounts for waste composition and heating value as well as for regional efficiencies and heat-to-power output ratios. In cases where materials are sent to landfills, they are linked to an inventory that accounts for waste composition, regional leakage rates, landfill gas capture as well as utilisation rates (flaring vs. power production). No credits for power or heat production are assigned.

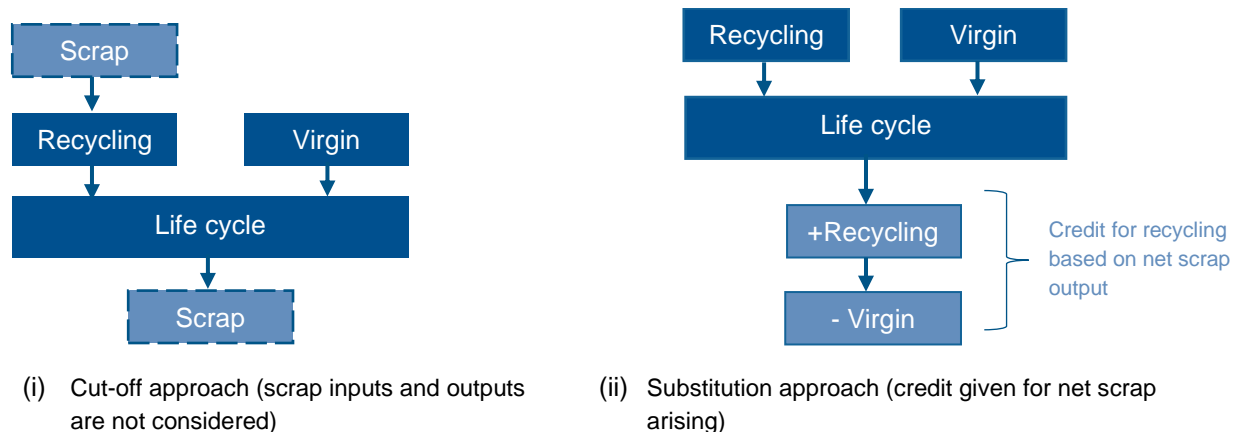


Figure 3: Schematic representations of the cut-off and substitution approaches

The substitution approach is considered for the additional environmental information in the EPD.

2.5. Cut-off Criteria

No cut-off criteria have been defined for this study. The system boundary was defined based on relevance to the goal of the study. For the processes within the system boundary, as much available energy and material flow data have been included in the model as possible, except for in a few cases where cut-off criteria has been applied in accordance with the PCR document. In cases where no matching life cycle inventories are available to represent a flow, proxy data have been applied based on conservative assumptions regarding environmental impacts.

The choice of proxy data is documented in Chapter 3.4. The influence of these proxy data on the results of the assessment has been carefully analysed and is discussed in Chapter 5. For a small number of materials, data have been omitted entirely. The impact of these omissions is discussed in Chapter 5.

2.6. Interpretation to Be Used

The results from the study have been interpreted according to the Goal and Scope. The interpretation addresses the following topics:

- Identification of significant findings, such as the main process steps, materials, and emissions contributing to the overall results.
- Evaluation of completeness, sensitivity, and consistency to justify the exclusion of data from the system boundaries as well as the use of proxy data.
- Conclusions, limitations and recommendations.

2.7. Data Quality Requirements

The data used to create the inventory model shall be as precise, complete, consistent, and representative as possible with regards to the goal and scope of the study under given time and budget constraints.

- Measured primary data are considered to be of the highest precision, followed by calculated data, literature data, and estimated data. The goal is to model all relevant foreground processes using measured or calculated primary data.
- Completeness is judged based on the completeness of the inputs and outputs per unit process and the completeness of the unit processes themselves. The goal is to capture all relevant data in this regard.
- Consistency refers to modelling choices and data sources. The goal is to ensure that differences in results reflect actual differences between product systems and are not due to inconsistencies in modelling choices, data sources, emission factors, or other artefacts.
- Reproducibility expresses the degree to which third parties would be able to reproduce the results of the study based on the information contained in this report. The goal is to provide enough transparency with this report so that third parties are able to approximate the reported results. This ability may be limited by the exclusion of confidential primary data and access to the same background data sources.
- Representativeness expresses the degree to which the data matches the geographical, temporal, and technological requirements defined in the study's goal and scope. The goal is to use the most representative primary data for all foreground processes and the most representative industry-average data for all background processes. Whenever such data were not available (e.g., no industry-average data available for a certain country), best-available proxy data were employed.

An evaluation of the data quality with regard to these requirements is provided in Chapter 5 of this report.

2.8. Type and format of the report

In accordance with the ISO requirements (ISO, 2006) this document aims to report the results and conclusions of the LCA completely, accurately and without bias to the intended audience. The results, data, methods, assumptions and limitations are presented in a transparent manner and in sufficient detail to convey the complexities, limitations, and trade-offs inherent in the LCA to the reader. This allows the results to be interpreted and used in a manner consistent with the goals of the study.

2.9. Software and Database

The LCA model was created using the GaBi 10 Software system for life cycle engineering (software version 10.6.2.9), developed by Sphera Solutions Inc. The GaBi 2022 LCI database is the basis for most of the life cycle inventory data for modelling the background system. Datasets from the database version 2022.2 are applied.

3. Life Cycle Inventory Analysis

3.1. Data Collection Procedure

Based on the experience from the data collection for Nordex' first LCA study (see full report here: https://www.nordex-online.com/wp-content/uploads/sites/2/2022/03/LCA_N149_4.0-4.5_TS105.pdf), a new data collection procedure was set up internally for collecting (and/or updating) primary data. All primary data were collected using one integrated data collection template which was shared via a Microsoft Teams channel where all involved data providers had access to. Once the template was filled, it was cross-checked by the Environmental Technical Sustainability Specialist (Nordex' internal LCA expert) for completeness and plausibility using e.g. mass balance or internal and external benchmarking. Where gaps, outliers, or other inconsistencies were found, the LCA expert engaged with the data providers to resolve these issues.

Having one data collection template for the entire project lead to more transparency on the one hand, but also to better data consistency throughout the data collection process.

For each main component or life cycle stage of a turbine, a dedicated expert (potentially including his/her team) was engaged within Nordex. Named hereafter are the coordinating experts indicated with their respective roles and functions who have supported the data collection:

- Environmental Technical Sustainability Specialist
- Senior Engineer Tower & Foundations
- Expert Engineer, Blade Material & Design
- Director Global Electrical Engineering
- Head of Mechanical Drives Global Engineering
- Head of Design and Integration
- International Project Manager
- Project Manager Service Sales

Most of the collected data is based on in-house expertise at Nordex as OEM of wind turbines and wind farm service provider for maintenance and repair. Some data is collected from tier 1 suppliers. Since the wind farm was not built at the time of data collection, data from comparative projects were used for this purpose.

The data from the production facilities originated from Nordex' environmental management tool, Quentic, which is used for environmental reporting – internally on a quarterly basis, and externally for the annual sustainability report. For each production site, environmental data is entered on a quarterly basis in the tool and is stored there. In the course of publishing the sustainability report (see latest report here: <https://www.nordex-online.com/wp-content/uploads/sites/2/2022/03/Nordex-Sustainability-Report-2021-ENG.pdf>), the environmental data that had been entered in Quentic underwent an external audit by PricewaterhouseCoopers (PwC).

The main areas of data collection comprised the following components or life cycle phases:

Delta4000 turbine

- Components of the turbine are foundation, tower, blades, drivetrain, nacelle, E-module (electrics and electronics)

EPD of a Nordex wind farm with Delta4000 N163/5.X turbines

- Additional data collected per component: coatings, surface treatments, machining processes, connection of components (e.g. welding or bolts), specifications regarding material type and shape/design of parts, location of supplied materials and parts
- Nordex manufacturing sites for blades, nacelle and tower – data extracted from Quentic for energy and utilities consumption, emissions, generated waste/wastewater and waste/wastewater treatment
- Majority of the data is measured; data uncertainties and gaps are closed with calculations and in few cases with estimations.

Cable connections and substation

- BOM for MV cable in wind farm (data from last LCA was used)
- BOM for HV cable as connection to grid (data from last LCA was used)
- BOM for substation (updated data from last LCA was used)
- Length of cable connections from PM experts
- Majority of the data is calculated and estimated.

Logistics (transportation of all wind farm components, construction materials and machines to wind farm site)

- Data on transport means and distances
- Data collection comprises all components of the turbine, cables, foundation materials, construction machines like cranes (main and auxiliary crane), infrastructure like lifting equipment and containers, construction materials for construction of drive-way and set-up area
- Majority of the data is calculated and estimated.

Installation

- Data based on the balance of plant (BoP) of the wind farm
- Data collection comprises the cabling trenches excavation, the diesel consumption considering all construction machines like cranes, telehandler and working platforms, diesel consumption of aviation lights, consumption of construction materials for lifting areas and crane pads, waste and waste treatment of installation activities, construction and material consumption of wind farm access roads
- Majority of the data is calculated, some data is measured and estimated.

Use phase

- Data collection comprises net AEP, maintenance, replacement and related transports
- Majority of the data is measured, data gaps are closed with calculations and estimations

Decommissioning / End-of-Life

- Data collection comprises the demolition of the wind farm including cranes, excavators and trucks, the transport to a recycler or disposer depending on the material group.
- Data on rotor blade recycling had already been collected at neocomp in the course of the last LCA study.
- Majority of the data is calculated, some data is measured and estimated.

Most of the data that is described in the following sections is confidential as it is sensitive primary industry data and is solely to be used for the critical review, but not to be published.

3.2. AEP and life time during use

The use phase has been modelled considering the annual energy production of the wind farm and the life time, the maintenance required throughout the life time operation, any replacement materials or equipment required and the associated transport.

Annual Energy Production and Life time

The net annual electricity production (AEP) for the wind farm was calculated using the following parameters:

- average wind speed at hub height: 8.4 m/s (IEC S – according to IEC 61400)
- site-specific losses: 9.5%
- site-specific uncertainties for a 30-year life time: 9.2%

This resulted in a net AEP P75² value for 30y life time of 22,190 MWh per turbine per year.

The AEP value is representing an annual average. The applied values for losses and uncertainties are representative for the assessed wind farm. The losses are explained in more detail below, they determine the difference between gross and net AEP. The uncertainties are used in the calculation of probabilities as coefficient of variation (CoV). Thus, the percentiles (p75 applied as base case percentile for the AEP in this study) result as statistical values applying the uncertainties in combination with the standard distribution (Gauss).

Important parameters for the AEP calculation are the factors A and k concerning the Weibull distribution and the shear wind parameter. Factor A ranges between 8.0 and 10.7 m/s and factor k ranges between 3.307 and 4.135 for the 66 turbines of the wind farm. The parameter for shear wind (Hellman index) ranges between 0.07 and 0.25. The air density is set to 1.043 kg/m³.

Concerning the stability and mechanical loads, the turbines are designed for the turbulence class S according to IEC 61400.

The AEP losses originate from the following aspects:

- wake effect – a group of turbines generate less energy per turbine than a stand-alone turbine. So, the wake effect is the aggregated influence on the energy production of the wind farm, which results from the changes in wind speed caused by the impact of the turbines on each other.
- availability – shutdown of turbines, so unavailable to produce electricity because of maintenance or unavailability of the grid over which power can be exported
- environmental – shutdown of turbines due to icing, nature protection (e.g. respecting flying times of bats)
- curtailment – some or all of the turbines within a wind farm may need to be shut down to mitigate issues associated with turbine loading, or certain planning conditions. Two main issues: wind sector management (issue with wind direction) and wind velocity management (issue with wind speed)
- electrical – distribution losses in cables, losses in substation and transformers inside the turbine

² A value of "P75" describes the annual value of power production from an intermittent resource, such as wind power, with a probability of 75%.

- turbine performance – adjustment of site-specific issues, which may mean that for a specific site the wind turbine will not perform in accordance with the supplied power curve.

The by far biggest effect on AEP losses is caused by the wake effect.

The AEP uncertainties origin from the following aspects:

- wind measurement
- long term correction
- future wind availability
- modeling
- performance and losses

The biggest effect on AEP uncertainties is caused by the wind measurement.

Given the fact that the present study does not cover a specific site but an exemplary location in Brazil, the electrical losses that occur between the wind farm substation and the main electricity network, cannot be directly measured. Thus, an average value of 2.1% until a 110 KV network has been used to simulate these electrical losses. This means that 2.1% of every generated kWh, is lost in the distribution network between the wind farm and the connection point to the grid.

Most of the data that is described in the following sections is confidential as it is sensitive primary industry data, so it was transferred to the Annex B. The confidential Annex B was part of the report version used for the critical review, but it is not part of the published report.

3.3. Life Cycle Stages

3.3.1. Overview of Product System

The Delta4000 wind farm consists of 66 wind turbines however all foreground data is proportionally for the material composition and subsequent life cycle of 1 turbine with a hub height of 120 metres.

The product system detailed in this section includes the Delta4000 wind turbine, the MV cable required for operation on the wind farm, the substation in the wind farm, the HV cable connection to the grid and the transportation of materials, parts and components to manufacturing sites for the equivalent of one turbine.

The product system is split into three life cycle stages; upstream, core (process and infrastructure) and downstream.

3.3.2. Upstream Module

As defined by the PCR, the upstream module includes all relevant processes of the supply chain including the extraction of raw materials including waste recycling and the production of semi-finished products and auxiliary items, as well as the packaging of products and semi-finishing products. Transport of raw materials to the manufacturing company (the wind turbine parts manufacturing sites and final manufacturing/ assembly site).

Delta4000 Turbine overview

Table 2 and Figure 4 detail the mass breakdown of the Delta4000 turbine components.

Table 2: Mass composition of turbine components required to fulfil functional unit

*** moved to Annex B (confidential data) ***

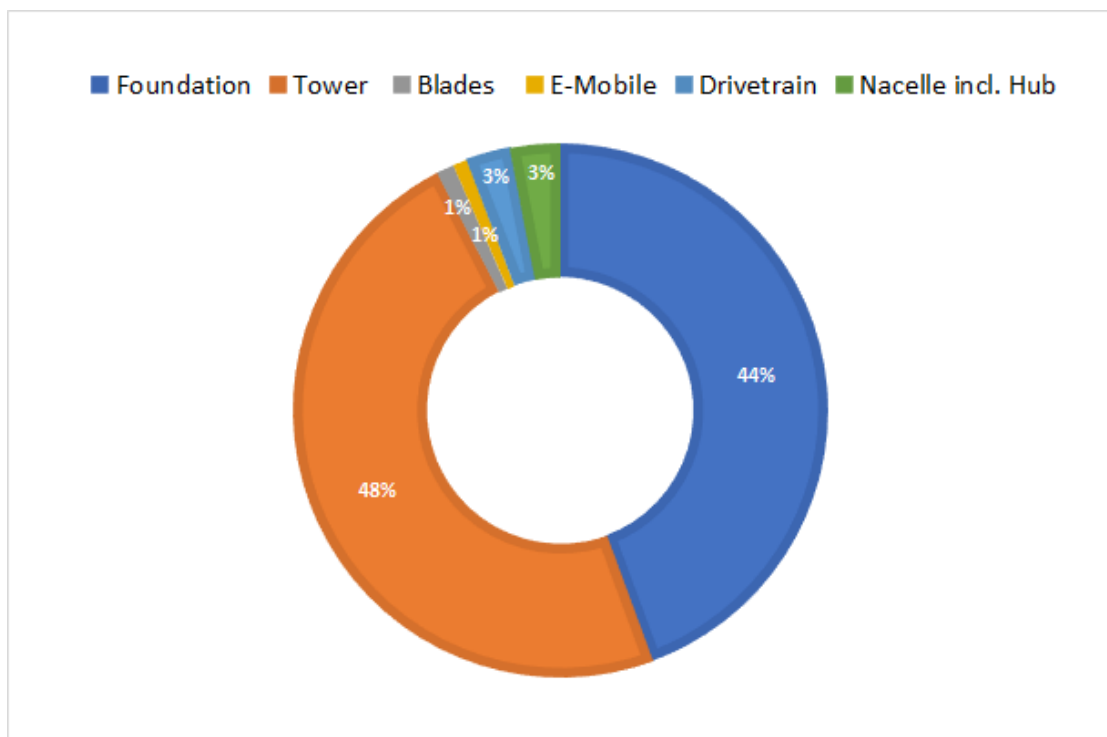


Figure 4: Composition breakdown by mass for the Delta4000 turbine

Overall, the material mix for the Delta4000 turbine excluding the mass-dominant foundation is:

- 80.4% Concrete
- 16.3% steel (carbon steel, stainless steel, cast steel)
- 1.2% glass fibre/carbon fibre reinforced plastics
- 0.6% polymers
- 0.1% operating fluids
- <0.1% electrics/electronics
- 0.1% aluminium
- 0.2% copper
- 1.0% others

The following sections detail the sub-plans for the different component parts within the Delta4000 Turbine plan shown in Figure 8.

Foundation

The foundation for the turbine is approximately 96% concrete by weight, the remaining mass is composed of steel rebar, pipe and screws.

Tower

The tower is formed of two main parts: the supporting structure – composed of over 93% concrete, and the interior construction – predominately composed of steel.

Blades (materials only)

The blades of the wind turbine are designed to efficiently capture the wind energy available onsite. The key raw materials (by mass) used in manufacturing the blades of the wind turbine are glass fibre, epoxy resin, carbon fibre and the rest is a mixture of polymer parts, coatings and adhesives.

The gross weight of the blades is considered in the model as a relatively high share of the applied material is lost during the manufacturing steps. Related waste treatment processes are considered.

E-Module

The E-Module includes all the electrical components of the wind turbine required to generate electricity. The model is composed of 10 sub-plans (generator, transformer cables etc.). Main material groups are steel, copper, electrics/electronics and cast iron.

[1.4] E-Module (E-Technik) 
 Process plan: Mass [kg]
 The names of the basic processes are shown.

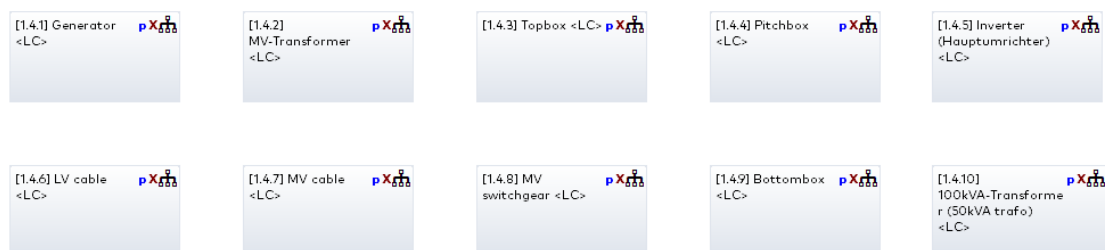


Figure 5: Turbine electrical components in GaBi

Drivetrain

The drivetrain of the wind turbine is composed of the components required to produce electricity such as the gearbox and generator. The model is split into 20 sub-models, covering bearings, gears, drives, etc. Main material groups are steel, cast iron, copper, stainless steel and aluminium.

[1.5] Drivetrain p
 Process plan: Mass [kg]
 The names of the basic processes are shown.

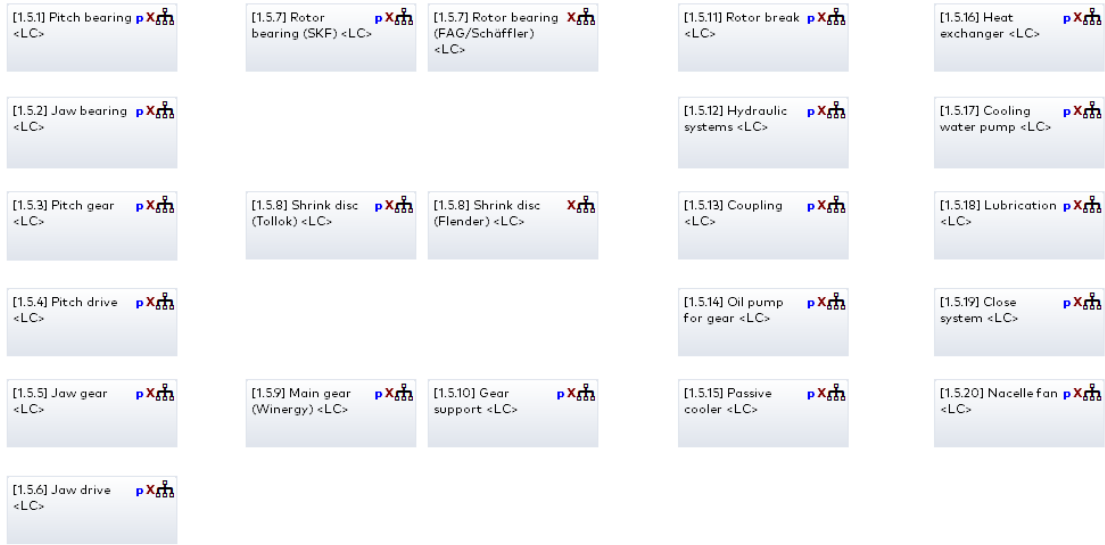


Figure 6: Drivetrain (incl. bearings, gears, etc.) for turbine in GaBi

Nacelle, including hub (materials only)

The nacelle of the turbine is the housing for the electrical and other generating components to the wind turbine. In the model this is split into 13 sub-plans. Main material groups are cast iron, steel and glass fibre reinforced plastics.

[1.6] Nacelle incl. Hub p
 Process plan: Mass [kg]
 The names of the basic processes are shown.

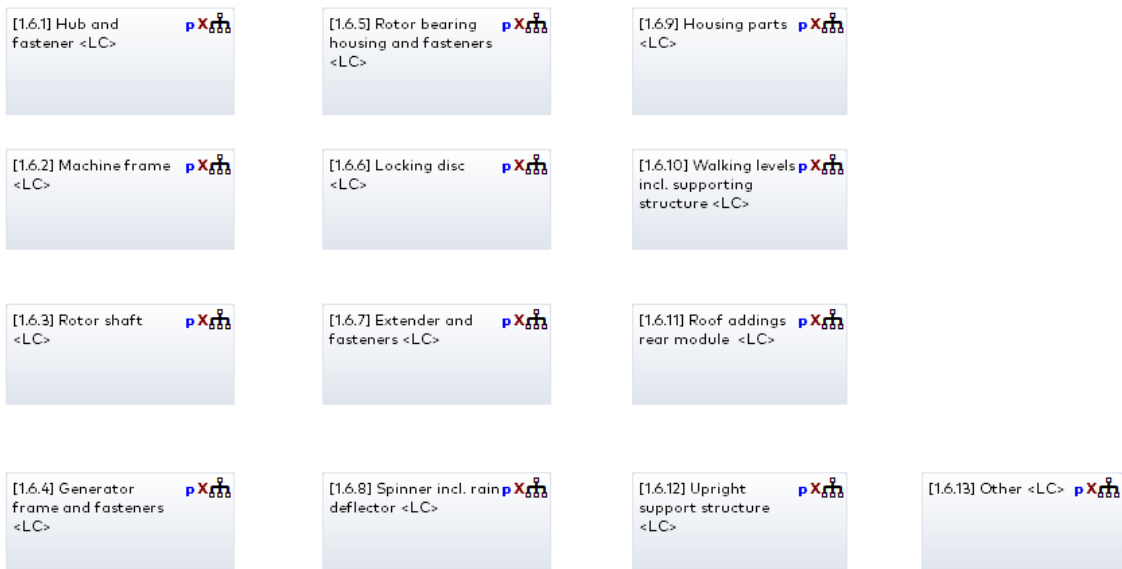


Figure 7: Nacelle wind turbine components in Gabi

Transports

The transportation of all materials and components from suppliers to Nordex is estimated with an average transport distance of 1,000km with a share concerning means of transport of 50% truck-trailer (up to 40t gross weight, utilisation by mass: 50%) and 50% rail transport (diesel driven, utilisation by mass: 40%).

The transport of the foundation materials to the wind farm is covered in the section on logistics.

Cables

MV cables (33kV)

The key considerations for the cables are the raw materials required and the associated manufacturing along with inbound transport of raw materials to the manufacturing site. The cables are composed of copper (9%), aluminium (42%) and high-density crosslinked polyethylene, XLPE (50%). A cable weighs 3,155kg/km. The effort for the manufacturing step of the cables is estimated with a factor of 1.1 on the material mix. The transportation of all materials for cable manufacturing is estimated with an average transport distance of 1,000km with 100% truck-trailer (up to 40t gross weight, utilisation by mass: 50%). This data has been taken from the last LCA study (N149/4.X).

The average length of a MV cable per turbine in the assessed wind farm is 135m.

HV cables (110kV)

The key considerations for the cables are the raw materials required and the associated manufacturing along with inbound transport of raw materials to the manufacturing site. The cables are composed of copper (4%), aluminium (34%) and high-density crosslinked polyethylene, XLPE (62%). A cable weighs 7,150kg/km. The effort for the manufacturing step of the cables is estimated with a factor of 1.1 on the material mix. The transportation of all materials for cable manufacturing is estimated with an average transport distance of 1,000km with 100% truck-trailer (up to 40t gross weight, utilisation by mass: 50%). This data has been taken from the last LCA study (N149/4.X).

The length of the HV cable which connects the wind farm to the grid is depending on site-specific conditions. For this study, a distance of 66km is estimated (which results in 1km cable length per turbine).

Substation

One substation is required on the site of the wind farm to transform the medium voltage of the wind farm to the high voltage required for distribution.

The substation model considers the raw materials required and the associated manufacturing, along with inbound transport of raw materials to the manufacturing site. The substation is composed of copper, aluminium and steel.

The effort for the manufacturing step of the substation is neglected. The transportation of all materials for substation manufacturing is estimated with an average transport distance of 1,000km with 100% truck-trailer (up to 40t gross weight, utilisation by mass: 50%).

Overview – upstream module

The following table details the mass breakdown of the different components required to construct the wind turbine, cables and substation. The data were provided in German and translated to English.

Table 3: Mass breakdown of turbine, cables and substation components required per functional unit

*** moved to Annex B (confidential data) ***

3.3.3. Core (infrastructure)

Nordex component manufacturing

Manufacturing of the nacelle, blades and tower is carried out by Nordex hence is included within the core infrastructure life cycle stage. Consumption of energy and water, internal transports (fuel consumption and emissions), emissions into air from manufacturing processes and waste treatment is considered. Due to Nordex's globally structured production sites, blade production can also take place in other countries. Representative data for the production site in Lumbier were used for the data collection of this LCA.

Logistics (distribution from manufacturing to site)

This section details the logistics required for the relevant components and infrastructure to reach the site of the wind farm. This includes turbine components, foundation materials, cranes, materials for construction of the driveway into the site and the area required for set-up of the installation site.

The following is relevant for one turbine and constitutes a total of 4,948,026 t.km.

- 101,007 t.km with large trucks (up to 40t gross weight) per turbine
- 11,176 t.km with medium trucks (up to 26t gross weight) per turbine
- 3,182,123 t.km with special trucks (more than 40t gross weight trucks or oversize parts like rotor blades) per turbine
- 1,653,651 t.km with ships (ocean going container ship type) per turbine.

The diesel consumption and related emissions for special transports due to oversize parts is estimated with a factor of 1.2 on the specification of large trucks.

The partly calculated and partly estimated transport distances vary between 50km for foundation materials up to 17,713km for the drivetrain.

Installation

Table 4 describes all resources and materials required for the installation phase of the wind farm.

Table 4: Data for resources/ processes required for installation stage

*** moved to Annex B (confidential data) ***

The partly measured and partly calculated diesel consumption considers most of the installation activities. However, not all machines for e.g. excavated material are considered, so the diesel consumption is elevated with a factor of 1.3.

GWP due to Land Use and Land Use Change (GWP LULUC)

The analysed Nordex wind farm comprises 66 wind turbines of the specification Delta4000 N163/5.X. Since no land use data was available yet for this project, data from a very similar Brazilian project was used (same turbine types and same vegetation).

The underlying data for GWP LULUC effects refers to the wind farm of “Morro do Chapeu Sul”. The affected area mainly consists of transitional woodland and shrub. The following table illustrates land use before and after the installation of the wind farm in more detail:

Table 5: Land use before and after installation

CORINE LAND COVER CLASSES	BEFORE (m ²)	AFTER (m ²)
1 Artificial surfaces		
1.2 Industrial, commercial and transport units		
1.2.1 Industrial, commercial and public units	2,933	149,301
1.2.2 Road and rail networks and associated land	0	187,000
1.3 Mines, dumps and construction sites		
1.3.3 Construction sites	0	33,337
2 Agricultural areas		
3 Forests and semi-natural areas		
3.2 Scrub and/or herbaceous vegetation associations		
3.2.4 Transitional woodland shrub	697,140	330,435
4 Wetlands		
5 Water bodies		
TOTAL	700,073	700,073

A total of 36.67 ha and, thus, 52.4% of the overall area have been affected and modified by the installation and operation of the wind farm. The occupied areas are mainly used for:

- Foundations
- Streets/Tracks
- Crane pads
- Cable trenches
- Substation/Control building

The resulting affected area per turbine is 0.6 ha. The calculation of the GWP LULUC effects are done based on (IPCC, 2019). The main assumptions for the calculations are:

- based on the land cover definitions from the download source, 10% have been removed from the amount of shrubland (10%=Trees) and additionally considered 100% of forest area (includes shrubs with even a higher density than shrubs) to consider the category "Transitional woodland/shrub"
- classification for the vegetation area: Tropical, Tropical dry forest (30%)/Tropical shrublands (70%) (explanation percentages see above + definition of category "Transitional woodland/shrub") (relevant for above-ground biomass as well as dead wood and carbon litter stocks, compare tables 2.2 and 4.12 from the 2019 IPCC Guidelines)
- ratio of additionally cleared vegetation for construction of artificial surfaces: 10% for all of the artificial surface items
- carbon content of biomass: 50%

The resulting GWP LULUC effect is 184.5 t CO₂ per ha which means 102.5 t CO₂ per turbine.

Demolition

All components of the wind farm are dismantled. The HV cable outside the wind farm remains in the ground.

The demolition stage of the end-of-life scenario uses various machines including cranes, lift trucks and excavators. For a 4.X turbine it was estimated that the diesel required to operate these machines would be 6.8 t per turbine. For 5.X turbines an additional 10% of diesel is assumed to be needed, summing up to 7.5 t per turbine.

The diesel consumption for the demolition is higher than that required for installation due to activities such as deconstructing the foundation using an excavator.

Transport to End-of-Life

Transportation at end-of-life includes the transportation of the decommissioned components of the turbine, cables and substation, the machines for demolition and the driveway and set-up area utilized. This resulted in an estimated 507,569 t.km per turbine using a truck-trailer, Euro 0-6 mix, 34-40t gross weight/ 27t payload capacity. The assumed average transport distance is 100km.

Final disposal: thermal treatment and landfill

The waste treatment route for final disposal depends upon the material type.

The recycling recovery rate for all material types was assumed to be 95% after demolition. According to the Nordex experts, the demolition of a turbine can be done with almost no losses. However, 5% losses were set as conventional assumption, this amount was landfilled.

The recycling recovery rate for steel used in the wind farm was modelled as being 96.5%. The remaining steel that could not be recycled was assumed to be landfilled.

The following materials groups / components are considered in end-of-life modelling which amount to 99.6% related to mass of the turbine (incl. foundation and incl. replacement parts): steel, stainless steel, copper, aluminium, concrete, plastics/polymers, rotor blades. 100% of materials related to mass were covered in EoL for the MV cables and the substation. The foundation is fully dismantled and recycled. The foundation dominates the total mass of the turbine, so excluding foundation, the mass percentage of covered material groups in EoL modelling for the turbine amounts to 97.46%.

The following EoL models were applied for the various material groups:

- All metals: landfill is considered. Recycling and material credits due to substitution of primary materials is not considered
- Concrete: landfill is considered. Recycling and material credits due to substitution of primary materials is not considered.
- Plastics: these are disposed of to waste incineration with energy recovery. However, no credits (thermal / electrical) are provided for the cut-off EoL allocation approach.
- Rotor blades: End-of-life technology provided by Neocomp (<https://www.neocomp.eu/>) has been applied (thermal recovery - partial material recycling in cement plant not considered).

SF₆ is applied in the MV switchgear in the turbine and the substation. This material is used in the electrical industry as a gaseous dielectric medium for high-voltage circuit breakers, switchgears, and other electrical equipment, often replacing oil filled circuit breakers (OCBs) that can contain harmful PCBs. SF₆ gas under pressure is used as an insulator in gas insulated switchgear (GIS) because it has a much higher dielectric strength than air or dry nitrogen.

Confidential data moved to Annex B.

However, as SF₆ has a high impact on climate change (per kg emission, factor 26,100 compared to CO₂), an emission during use or EoL needs to be discussed. Nordex turbines apply technical solutions to avoid a leakage, so under usual operational conditions, there is no emission of SF₆ – neither during the use phase nor at decommissioning phase.

It was assumed that all sulphur hexafluoride (SF₆) is fully recovered and recycled, hence there are no emissions. The recycling step itself is not modelled.

The end-of-life of the following material groups were neglected: used oil (in most cases, used oil is thermally treated), magnets (unclear EoL), electronics (in most cases, electronics are shredded and partly recycled), carbon fibre parts (unclear EoL) and coolant (no dataset available for EoL process). As those material groups are below 1% of the total mass on the system, the expected environmental effects of EoL is seen as very limited. Therefore, those material groups are cut off from EoL modelling.

3.3.4. Core (process)

Maintenance and Replacement

During the 20-year life time it is assumed that 254 kg of lubricants and 167 kg of coolants will be required per turbine.

An average value required for replaced parts and components was estimated for the 20-year life time based on statistics and experience within Nordex. Replaced components include rotor blades, main bearing, gearbox, generator and inverter.

Further confidential data moved to Annex B.

Transport – maintenance (process)

The transport estimated for the service team during the life time was 16,800 km per turbine and the transport of replaced parts / components 15,612 t.km (1,000 km transport distance using a truck-trailer, Euro 0-6 mix, 34-40t gross weight / 27t payload capacity).

3.3.5. Downstream stage

No activities considered in the downstream stage, as the system boundary of this study ends at the connection with the grid.

3.3.6. Additional environmental information in EPD - material substitution at End-of-Life

As a scenario calculated for the additional environmental information section in the EPD, the material credits are considered. The cut-off approach from the base case of the LCA and EPD is replaced by the substitution approach which is typically applied for products including recyclable metals. A short description of the substitution approach (net-scrap calculation) follows:

Material recycling (substitution approach): Open scrap inputs from the production stage are subtracted from scrap to be recycled at end-of-life to result in the net scrap output from the product life cycle. This remaining net scrap is sent to material recycling. The original burden of the primary material input is allocated between the current and subsequent life cycle using the mass of recovered secondary material to scale the substituted primary material, i.e., applying a credit for the substitution of primary material so as to distribute burdens appropriately among the different product life cycles. These subsequent process steps are modelled using industry average inventories.

Energy recovery (substitution approach): In cases where materials are sent to waste incineration, they are linked to an incineration inventory dataset that accounts for waste composition and heating value as well as for regional efficiencies and heat-to-power output ratios. Credits are assigned for power and heat outputs using the regional grid mix and thermal energy from natural gas. The latter represents the cleanest fossil fuel and therefore results in a conservative estimate of the avoided burden.

Landfilling (substitution approach): In cases where materials are sent to landfills, they are linked to an inventory that accounts for waste composition, regional leakage rates, landfill gas capture as well as utilisation rates (flaring vs. power production). A credit is assigned for power output using the regional grid mix.

The following EoL models were applied for the various material groups:

- All metals: secondary materials are recycled and substituted for primary materials. A kilogram of secondary material is assumed to substitute for 1 kg of virgin material. For aluminium, a value-correction factor has been applied such that 1 kg recycled aluminium substitutes for only 0.6 kg virgin aluminium. Secondary aluminium has a lower quality than primary aluminium. The exact quality loss depends on the application case, so a conventional assumption with a relatively high-quality loss of 40% was assumed.
- Concrete: secondary material is recycled and substitutes for gravel.

- Plastics: these are disposed of to waste incineration with energy recovery.
- Rotor blades: End-of-life technology provided by Neocomp (<https://www.neocomp.eu/>) has been applied (thermal recovery and partial material recycling in cement plant).

Most of the data that is described in the following sections is confidential as it is sensitive primary industry data, so it was transferred to the Annex B. The confidential Annex B was part of the report version used for the critical review, but it is not part of the published report.

3.4. Model Overview

This section provides an overview of the LCA model developed in GaBi. Each life cycle stage was modelled separately to allow for analysis and identification of hot spots throughout the life cycle.

Table 6 and Figure 8 show the LCA model created in GaBi for the wind farm analysed in this study. The model was split into 7 key life cycle sections.

Table 6: Sub-plans used to build the GaBi model

Life Cycle Stage	Item number	Component	Life Cycle Stage
Upstream/ Core	1	Delta4000 turbine (main components incl. foundation)	Raw materials / Nordex Manufacturing
Upstream	2	Cables for wind farm	Raw materials / Manufacturing
Upstream	3	Substation	Raw materials / Manufacturing
Upstream	4	Logistics	Transport
Core	5	Installation	Installation
Core	6	Use Phase	Use
Core/ Downstream	7	Decommissioning	End-of-life

Figure 8 shows the top-level plan of the life cycle model in GaBi.

LIFE CYCLE - wind farm with Nordex turbines (related to 1 turbine over entire life cycle)

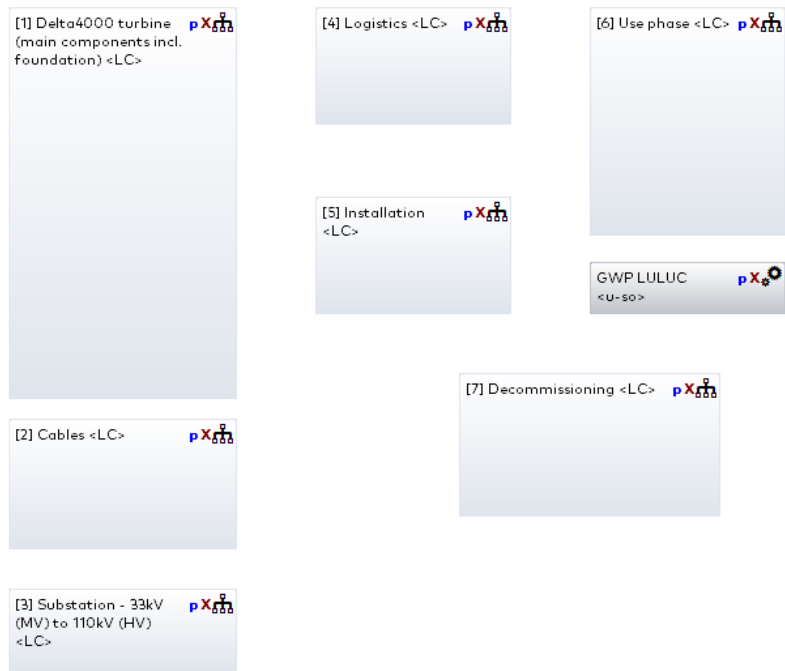


Figure 8: LCA model from GaBi

3.5. Background Data

Documentation for all GaBi datasets can be found online (Sphera, 2022).

3.5.1. Fuels and Energy

National and regional averages for fuel inputs and electricity grid mixes were obtained from the GaBi 2022 databases. Table 7: shows the most relevant LCI datasets used in modelling the product systems. Electricity consumption was modelled using residual grid mixes that account for imports from neighbouring countries / regions (consumption mix).

Table 7: Key energy datasets used in inventory analysis

Energy	Location	Dataset	Data Provider	Reference Proxy? Year
Electricity	ES (Blades)	Residual grid mix	Sphera	2018 No
	BR (Nacelle)	Residual grid mix	Sphera	2018 No
	EU-28	Residual grid mix	Sphera	2018 No
Renewables	EU-28	Lubricants at refinery	Sphera	2018 No
Compressed air	GLO	Compressed air 7 bar (medium power consumption)	Sphera	2018 No

Thermal energy	ES (Blades)	Thermal energy from natural gas	Sphera	2018 No
	BR (Nacelle)	Thermal energy from natural gas	Sphera	2018 No
	EU-28	Thermal energy from natural gas	Sphera	2018 No
Diesel	ES (Blades)	Diesel mix at refinery	Sphera	2018 No
	BR (Nacelle, tower)	Diesel mix at refinery	Sphera	2018 No

*Proxy legend: Geo = Geographical, Tech = Technology, Temp = Temporal

3.5.2. Raw Materials and Processes

Data for upstream and downstream raw materials and unit processes were obtained from the GaBi 2022 database. Table 8: shows the most relevant LCI datasets used in modelling the product systems.

Table 8: Key material and process datasets used in inventory analysis

	Location	Dataset	Data Provider	Reference Proxy? Year
Metals	EU-28	Fixing material screws galvanized (EN15804 A1-A3)	Sphera	2019 Geo
	GLO	Steel UO pipe	Worldsteel	2017 No
	EU-28	Concrete C35/45 (Ready-mix concrete) (EN15804 A1-A3)	Sphera	2021 Geo
	GLO	Steel rebar	Worldsteel	2020 No
	GLO	Steel wire rod	Worldsteel	2020 No
	EU-28	Primary aluminium ingot consumption mix (2015)	European Aluminium	2015 Geo
	EU-28	Aluminium extrusion profile (2015)	European Aluminium	2015 Geo
	GLO	Steel hot dip galvanised	Worldsteel	2020 No
	GLO	Steel electrogalvanized	Worldsteel	2020 Tech
	EU-28	Copper Sheet Mix (Europe 2015)	DKI/ ECI	2015 No
	EU-28	Copper Wire Mix (Europe 2015)	DKI/ ECI	2015 No
	DE	Copper wire (0.6 mm)	Sphera	2018 Geo
	EU-28	Steel forged component (EN15804 A1-A3)	Sphera	2021 No
	GLO	Special high grade zinc	IZA	2018 No
	DE	Lead (99,995%)	Sphera	2021 Geo
	EU-28	Stainless steel cold rolled coil (316)	Eurofer	2014 Temp
	GLO	Steel sections	Worldsteel	2020 No
	EU-28	Stainless steel Quarto plate (304)	Eurofer	2014 Temp

	DE	Cast iron part (automotive)	Sphera	2021 Geo
	DE	Grey cast iron (GG) part (sand casting)	Sphera	2021 Geo
	GLO	Steel organic coated	Worldsteel	2020 No
	GLO	Steel Engineering steel	Worldsteel	2020 No
	EU-28	Brass (CuZn39Pb3)	Sphera	2021 Geo
	DE	Zinc mix (92% electrolytic and 8% ISP recycled zinc)	Sphera	2020 Geo
	EU-28	Red brass	Sphera	2021 Geo
	EU-28	Stainless steel sheet (EN15804 A1-A3)	Sphera	2021 Geo
	DE	Cast iron component (EN15804 A1-A3)	Sphera	2021 Geo
Plastics	DE	Epoxy Resin (EP) Mix	Sphera	2021 Geo
	EU-28	Polyethylene, LDPE, granulate	Plastics Europe	2013 Temp
	DE	Styrene-butadiene rubber (S-SBR) mix	Sphera	2021 Geo
	EU-28	Polyethylene foam (EN15804 A1-A3)	Sphera	2021 Geo
	DE	Polypropylene / Ethylene Propylene Diene Elastomer Granulate (PP/EPDM, TPE-O) Mix	Sphera	2021 Geo
	GLO	Plastic extrusion profile (unspecific)	Sphera	2021 No
	DE	Polyamide 6.6 Granulate (PA 6.6) Mix	Sphera	2021 Geo
	GLO	Plastic Film (PE, PP, PVC)	Sphera	2021 No
	EU-28	PET, bottle grade, at plant	Plastics Europe	2015 No
	DE	Polypropylene granulate (PP) mix	Sphera	2021 Geo
	BE	Polyvinyl chloride granulate (Suspension, S-PVC)	Sphera	2021 Geo
	DE	Thermoplastic polyurethane (TPU, TPE-U) adhesive	Sphera	2021 Geo
	EU-28	Silicone sealing compound (EN15804 A1-A3)	Sphera	2021 Geo
	DE	Nitrile butadiene rubber (NBR, 33% acrylonitrile)	Sphera	2021 Geo
	DE	Polycarbonate Granulate (PC)	Sphera	2021 Geo
	DE	Polyester Resin unsaturated (UP)	Sphera	2021 Geo
	DE	Polymethylmethacrylate granulate (PMMA)	Sphera	2021 Geo
	RER	Polyvinylchloride pipe (PVC)	Plastics Europe	2005 Temp
	RER	Polyvinylchloride injection moulding part (PVC)	Plastics Europe	2005 Temp

	EU-28	Polyurethane flexible foam (PU) - TDI-based, no flame retardant, high density	EUROPUR	2013	Geo
Electronics	GLO	Average Printed Wiring Board with Signal-Power Electronics (DfX-Compatible)	Sphera	2018	Tech
	EU-28	Cable CAT 7 (EN15804 A1-A3)	Sphera	2021	Geo
	EU-28	Kraftliner 2018; by-products: tall oil, turpentine; substitution EoL; [mass allocation]	Sphera/FEFCO	2021	Geo
	EU-28	Three-Layers laminated wood panel pine (EN15804 A1-A3)	Sphera	2021	Geo
	DE	Glass fibres	Sphera	2021	Geo
	EU-28	Carbon fibre (CF; PAN-based; HT) - 11	Fraunhofer	2019	No
	EU-28	Sand (grain size 0/2) (EN15804 A1-A3) (dried)	Sphera	2021	No
	DE	Drinking water mix	Sphera	2021	Geo
	EU-28	Process water from ground water	Sphera	2021	Geo
	EU-28	Sulphur (elemental) at refinery	Sphera	2018	Yes
	DE	Fluorine	Sphera	2018	Geo
	DE	Ethylene glycol (from ethene and oxygen via EO)	Sphera	2021	Geo
	EU-28	Tap water from groundwater	Sphera	2021	Geo

*Proxy legend: Geo = Geographical, Tech = Technology, Temp = Temporal

The data on steel products from worldsteel are the best available data as they represent the global average production based on primary industry data. However, the water consumption data is partly not consistent as the water balance is not closed for all products and for all steel plants participating at the global data collection of worldsteel. So, for this study, the water data for the products rebar, sections and UP pipe had to be manually adapted as the total water consumption was negative in the original datasets. A conservative assumption of about 10kg blue water consumption per kg steel product was chosen as baseline and the three products were adapted accordingly.

3.5.3. Transportation

Average transportation distances and modes of transport are included for the transport of the raw materials, operating materials, and auxiliary materials to production and assembly facilities.

The GaBi 2022 database was used to model transportation. Transportation was modelled using the GaBi global transportation datasets. Fuels were modelled using the geographically appropriate datasets.

Table 9: Transportation and road fuel datasets

Process/material	Location	Dataset	Data Provider	Reference Proxy? Year
Truck	GLO	Truck, Euro 0 - 6 mix, up to 7.5t gross weight / 2.7t payload capacity	Sphera	2021 No
	GLO	Truck, Euro 0 - 6 mix, 20 - 26t gross weight / 17.3t payload capacity	Sphera	2021 No
	GLO	Truck, Euro 0 - 6 mix, up to 34-40t gross weight / 27t payload capacity	Sphera (modified)	2018 No
Diesel	BR	Diesel mix at refinery	Sphera	2018 No
Rail	GLO	Rail transport cargo - Diesel, average train, gross tonne weight 1,000t / 726t payload capacity	Sphera	2021 No
Ship	GLO	Container ship, 5,000 to 200,000 dwt payload capacity, ocean going	Sphera	2021 No
Heavy fuel oil	EU-28	Heavy fuel oil at refinery (1.0wt.% S)	Sphera	2018 Geo

*Proxy legend: Geo = Geographical, Tech = Technology, Temp = Temporal

3.5.4. Waste treatment

Treatment of waste in production and at end-of-life is modelled using GaBi LCI data for landfill, incineration, recycling and composting processes. Table 10: shows the most relevant waste processing and treatment datasets used in modelling.

Table 10: Key waste treatment datasets used in inventory analysis

Process	Location	Dataset	Data Provider	Reference Proxy? Year
Commercial waste incineration	EU-28	Commercial waste in municipal waste incineration plant	Sphera	2021 Geo
Inert waste on landfill	EU-28	Glass/inert waste on landfill	Sphera	2020 Geo
Municipal waste incineration	DE	Municipal waste in waste incineration plant	Sphera	2021 Geo
Municipal wastewater treatment	DE	Municipal wastewater treatment (agricultural sludge application)	Sphera	2021 Geo
Municipal wastewater treatment	DE	Municipal waste water treatment (sludge incineration)	Sphera	2021 Geo
Paper incineration	EU-28	Paper and board (water 0%) in waste incineration plant	Sphera	2021 Geo
Plastic incineration	EU-28	Plastic packaging in municipal waste incineration plant	Sphera	2021 Geo
PA incineration	EU-28	Polyamide (PA) 6 in waste incineration plant	Sphera	2021 Geo
PU incineration	EU-28	Polyurethane (PU) in waste incineration plant	Sphera	2021 Geo
Wood incineration	EU-28	Wood (natural) in municipal waste incineration plant	Sphera	2021 Geo

*Proxy legend: Geo = Geographical, Tech = Technology, Temp = Temporal

3.6. Data assumptions and data gaps

The study includes a wide range of different kind of data and parameters. Key parameters are further analysed in section 4.4 which cover aspects of the energy production during life time of the wind farm (AEP and life time) and the chosen end-of-life scenario. Some of those parameters depend on site-specific conditions and thus, can vary.

Key parameters / assumptions are:

- Configuration of Delta4000 – N163/5.X: 120m hub height, one-piece NR81.5 rotor blade
- Wind farm design: wind farm in Brazil with 66 turbines and 1 substation
- Wind conditions: IEC wind class S (special)
- Life time of wind farm: 30y (baseline for EPD: 20 years)
- Net AEP: 22,190 MWh (p75)

Further relevant assumptions are:

- Average MV cable length per turbine in wind farm: 0.135km
- HV cable length as connection of wind farm to grid: 66km
- No SF6 emissions during use and EoL (normal operation mode)
- 2.1% electrical losses per generated kWh due to HV cable connection to grid

Assumptions are taken during modelling on mainly 2 levels – selection of dataset proxies and modelling assumptions. Both are listed below.

Data proxies applied for

- Various alloyed metal parts modelled with proxies (e.g. steel, cast steel, stainless steel, aluminium) – reality (thousands of metal products) vs. model (hundreds of metal datasets available). This is true for nearly all material groups (but metals are by far the most relevant material group in the assessed system) and is implicitly the nature of LCA modelling.
- Electrical steel → electro-galvanized steel as proxy
- Lead battery → lead metal as proxy (*further confidential data moved to Annex B*)
- Forming processes for plastic or metal parts → partly modelled with proxies
- Balsa wood → laminated wood panel as proxy (similar density)
- Various electronic parts (partly not differentiated in detail during data collection as masses are relatively small) → average printed wiring board with signal-power electronics as proxy
- Geographical reference modelled with proxies – steel as one of the main materials is always modelled as globally produced industry average as the Nordex sourcing uses different steel suppliers located all around the world
- Geographical reference modelled with proxies – for waste treatment processes and some materials no specific Brazilian dataset was available which is why EU-28 datasets were used instead

Qualitative assessment of the relevance of data proxy application related to main environmental indicators:

- The simplification of the modelling of alloyed metal parts has a low impact on environmental indicators. The variety of metal products is huge, but the range in shares of alloying elements is in most cases relatively low.
- Electrical steel has a minor contribution compared to other steel products in the overall mass of the product. So, the relevance of the selected data proxy is considered small.

- Lead batteries have a very minor contribution compared to other components in the overall mass of the product. So, the relevance of the selected data proxy is considered very small.
- Forming processes for plastic or metal parts are of minor relevance compared to the actual materials that are formed. So, the relevance of the selected data proxy is considered very small.
- Balsa wood has a very minor contribution compared to other components in the overall mass of the product. So, the relevance of the selected data proxy is considered very small.
- Various electronic parts are modelled conservatively with electronic datasets that represent miniature electronics. So, the environmental impacts due to electronics in the product is most likely overestimated based on the selected data proxy.
- The geographical reference for steel products has a certain relevance for the overall results as steel is the main material in the product. Especially the recycled content varies from region to region. The selected global production mix of steel products is considered as the most representative choice as Nordex doesn't have a specific supplier for steel and it is produced and traded globally.

Modelling assumptions

- Cable models with +10% material consumption assumed to account for manufacturing and gross material consumption
- Special transports (applied in logistics) with +20% of diesel consumption and emissions of large trucks
- Production of SF6 → estimated as material mix of sulphur and fluorine
- Manufacturing of aluminium wires → adaptation of dataset for copper wire manufacturing
- estimated average transport distance for raw materials, part, components from suppliers for manufacturing of turbine, cables and substation → 1,000km
- estimated average transport distance for dismantled parts at EoL → 100km
- HV cable is not dismantled and remains underground – no effort for demolition and no credits for recycled materials (mainly aluminium and copper as recycled goods and plastic as waste-to-energy)

For a few materials, no LCI dataset was available. So, no LCI data was applied for:

- “Midel 7131” (ca. 1,650kg per turbine) – synthetic ester
- Silver (less than 10g per turbine)
- Pultrusion process (production step for CFRP parts, mainly electricity consumption)
- Magnets
- Li-ion battery
- Special resin in 100kV transformer
- Various coatings for metal parts

The effect of those data gaps – which are the same as in Nordex' previous LCA – has already been tested on the overall GWP results in the course of the previous LCA: the estimated contribution of Midel (synthetic ester) was +0.4% to the overall GWP result, the estimated contribution of silver was +0.0004% to the overall GWP result. The difference between an estimated lead battery and lead metal on the overall GWP result was the following: 0.005% due to the battery and 0.007% due to lead metal. It is therefore assumed that the data gaps for the current LCA are within a very similar range.

4. LCIA Results

This chapter contains the results for the impact categories and additional metrics. It shall be reiterated at this point that the reported impact categories represent impact potentials, i.e., they are approximations of environmental impacts that could occur if the emissions would (a) follow the underlying impact pathway and (b) meet certain conditions in the receiving environment while doing so. In addition, the inventory only captures that fraction of the total environmental load that corresponds to the chosen functional unit (relative approach).

LCIA results are therefore relative expressions only and do not predict actual impacts, the exceeding of thresholds, safety margins, or risks. The results for each impact are presented in isolation, without reference to other impact categories, before final conclusions and recommendations are made.

4.1. Indicators for the LCIA

As required by the PCR and EN 15804:2012+A2:2019, the environmental impact assessment categories listed in Table 11 are reported in this EPD. The method indicated in EN15804:2012+A2:2019 is EF 3.0 characterisation factors (Hauschild M, 2011) with the latest 3.0 update.

It should be noted that LCIA results are relative expressions and do not predict impacts on category endpoints, the exceeding of thresholds, safety margins or risks.

Table 11: Categories of life cycle impact assessment inventory on output flows

Category	Abbr.	Unit
Climate change - total	GWP	kg CO ₂ equivalent
Climate change, fossil	GWP fossil	kg CO ₂ equivalent
Climate change, biogenic	GWP biogenic	kg CO ₂ equivalent
Climate change, land use and land use change	GWP LULUC	kg CO ₂ equivalent
Ozone depletion	ODP	kg CFC 11 equivalent
Eutrophication, freshwater	EP	kg P equivalent
Acidification	AP	moles of H ⁺ equivalent
Photochemical ozone formation, human health	POCP	kg NMVOC equivalent
Resource use, mineral and metals	ADPE	kg Sb equivalent
Resource use, fossils	ADPF	MJ, net calorific value
Water use	WDP	m ³ equivalent

4.2. Indicators for the LCI

The environmental parameters shown below describe the use of renewable and non-renewable material resources, renewable and non-renewable primary energy and water and are based on data from the averaged LCI results.

Table 12: Resource consumption descriptive parameters

Indicator	Abbr.	Unit
Use of non-renewable primary energy excluding non-renewable primary energy resources used as raw material	PENRE	MJ, net calorific value
Use of renewable primary energy excluding renewable primary energy resources used as raw material	PERE	MJ, net calorific value
Use of non-renewable primary energy as raw materials	PENRM	MJ, net calorific value
Use of renewable primary energy as raw materials	PERM	MJ, net calorific value
Total use of non-renewable primary energy resources (primary energy and primary energy resources used as raw materials)	PENRT	MJ, net calorific value
Total use of renewable primary energy (primary energy and primary energy resources used as raw materials)	PERT	MJ, net calorific value
Net use of fresh water	FW	kg
Use of secondary material	SM	kg
Use of renewable secondary fuels	RSF	MJ, net calorific value
Use of non-renewable secondary fuels	NRSF	MJ, net calorific value

Table 13: Waste production descriptive parameters

Indicator	Abbr.	Unit
Hazardous waste disposed	HWD	kg
Non-hazardous waste disposed	NHWD	kg
Radioactive waste disposed	RWD	kg
Materials for recycling	MFR	kg
Materials for energy recovery	MER	kg
Components for reuse	CRU	kg
Exported thermal energy	EET	MJ
Exported electrical energy	EEE	MJ

4.3. Overall Results

The overall life cycle results for the product system are presented in Table 14.

Table 14: Impact potentials for the full life cycle of the product system per functional unit, production of 1 kWh of electricity

Impact indicator	Unit	TOTAL	Upstream	Core	Downstream
GWP - total	kg CO ₂ equivalent	5.66E-03	3.90E-03	1.76E-03	0.00E+00
GWP fossil	kg CO ₂ equivalent	5.28E-03	3.90E-03	1.37E-03	0.00E+00
GWP biogenic	kg CO ₂ equivalent	1.39E-04	-1.52E-06	1.40E-04	0.00E+00
GWP LULUC	kg CO ₂ equivalent	2.43E-04	1.43E-06	2.41E-04	0.00E+00
ODP	kg CFC 11 equivalent	2.09E-14	2.00E-14	9.34E-16	0.00E+00
EP, freshwater	kg P equivalent	1.79E-08	8.46E-09	9.47E-09	0.00E+00
AP	moles H ⁺ equivalent	1.66E-05	1.22E-05	4.39E-06	0.00E+00
POCP	kg NMVOC equivalent	1.41E-05	7.65E-06	6.42E-06	0.00E+00
ADP, minerals + metals	kg Sb equivalent	4.81E-08	4.80E-08	1.56E-10	0.00E+00
ADP, fossil	MJ, net calorific value	6.34E-02	4.86E-02	1.48E-02	0.00E+00
WDP	m ³ equivalent	1.42E-03	5.76E-04	8.48E-04	0.00E+00

Table 15: Impact potentials for the full life cycle of the product system per functional unit, production of 1 kWh of electricity

Impact category	Unit	TOTAL	Upstream	Core	Downstream
PENRE	MJ, net calorific value	6.17E-02	4.69E-02	1.48E-02	0.00E+00
PERE	MJ, net calorific value	9.20E+00	8.39E-03	9.19E+00	0.00E+00
PENRM	MJ, net calorific value	1.26E-03	1.23E-03	2.56E-05	0.00E+00
PERM	MJ, net calorific value	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
PENRT	MJ, net calorific value	6.35E-02	4.87E-02	1.48E-02	0.00E+00
PERT	MJ, net calorific value	9.20E+00	8.39E-03	9.19E+00	0.00E+00
FW	kg	5.67E-04	1.97E-05	5.47E-04	0.00E+00
SM	kg	3.39E-06	3.39E-06	0.00E+00	0.00E+00
RSF	MJ, net calorific value	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
NRSF	MJ, net calorific value	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00

Table 16: Impact potentials for the full life cycle of the product system per functional unit, production of 1 kWh of electricity

Impact category	Unit	TOTAL	Upstream	Core	Downstream
HWD	kg	1.20E-08	1.15E-08	5.13E-10	0.00E+00
NHWD	kg	1.28E-03	4.10E-04	8.75E-04	0.00E+00
RWD	kg	1.59E-06	1.43E-06	1.62E-07	0.00E+00
MFR	kg	5.95E-03	0.00E+00	5.95E-03	0.00E+00
MER	kg	1.27E-05	0.00E+00	1.27E-05	0.00E+00
CRU	kg	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
EET	MJ	2.69E-04	0.00E+00	2.69E-04	0.00E+00
EEE	MJ	1.45E-04	0.00E+00	1.45E-04	0.00E+00

4.4. Results for additional environmental information

ALTERNATIVE CASE 1 - System expansion with substitution approach (including material credits)

Substitution approach – this approach is based on the perspective that material that is recycled at end-of-life will substitute for an equivalent amount of virgin material. A credit is given to account for the benefits of this substitution. However, this also means that burdens equivalent to this credit should be assigned to scrap used as an input to the production process, with the overall result that the impact of recycled granulate is the same as the impact of virgin material. Hence this approach rewards end-of-life recycling but does not reward the use of recycled content.

Short description of the substitution approach which has been selected as alternative method for the additional environmental information:

Material recycling (substitution approach): Open scrap inputs from the production stage are subtracted from scrap to be recycled at end-of-life to result in the net scrap output from the product life cycle. This remaining net scrap is sent to material recycling. The original burden of the primary material input is allocated between the current and subsequent life cycle using the mass of recovered secondary material to scale the substituted primary material, i.e., applying a credit for the substitution of primary material so as to distribute burdens appropriately among the different product life cycles. These subsequent process steps are modelled using industry average inventories.

Energy recovery (substitution approach): In cases where materials are sent to waste incineration, they are linked to an incineration inventory dataset that accounts for waste composition and heating value as well as for regional efficiencies and heat-to-power output ratios. Credits are assigned for power and heat outputs using the regional grid mix and thermal energy from natural gas. The latter represents the cleanest fossil fuel and therefore results in a conservative estimate of the avoided burden.

Landfilling (substitution approach): In cases where materials are sent to landfills, they are linked to an inventory that accounts for waste composition, regional leakage rates, landfill gas capture as well as utilisation rates (flaring vs. power production). A credit is assigned for power output using the regional grid mix.

The following EoL models were applied for the various material groups:

- All metals: secondary materials are recycled and substituted for primary materials. A kilogram of secondary material is assumed to substitute for 1 kg of virgin material. For aluminium, a value-correction factor has been applied such that 1 kg recycled aluminium substitutes for only 0.6 kg virgin aluminium. Secondary aluminium has a lower quality than primary aluminium. The exact quality loss depends on the application case, so a conventional assumption with a relatively high-quality loss of 40% was assumed.
- Concrete: secondary material is recycled and substitutes for gravel.
- Plastics: these are disposed of to waste incineration with energy recovery.
- Rotor blades: End-of-life technology provided by Neocomp (<https://www.neocomp.eu/>) has been applied (thermal recovery and partial material recycling in cement plant).

Two indicators are shown in the EPD related to the adapted EoL stage (GWP total and GWP fossil). Including the substitution approach with material credits for the net amounts of recyclable material instead of the cut-off approach the results are the following:

Applying the substitution approach, with a 25 year lifetime assumption:

- **GWP total** – upstream, core, downstream: 3.22g CO₂eq / kWh
- GWP fossil – upstream, core, downstream: 2.73g CO₂eq / kWh

ALTERNATIVE CASE 2 – Life time extension to 25, 30 and 35 years

According to the technical design of the Delta4000 N163/5.X the life time is defined as 25 years. For the sake of comparability and to follow the requirements of the PCR, the base case in this LCA takes 20 years life time as a basis. This sensitivity analysis checks the influence of the extended life time on two result parameters. 25% longer life time results in 25% more energy produced. The result parameters related to AEP, namely GWP, are reduced accordingly.

For 25 years life time:

- **GWP total** – upstream, core, downstream: 4.53g CO₂eq / kWh
- GWP fossil – upstream, core, downstream: 4.23g CO₂eq / kWh

For 30 years life time:

- **GWP total** – upstream, core, downstream: 3.78g CO₂eq / kWh
- GWP fossil – upstream, core, downstream: 3.52g CO₂eq / kWh

For 35 years life time:

- **GWP total** – upstream, core, downstream: 3.24g CO₂eq / kWh
- GWP fossil – upstream, core, downstream: 3.03g CO₂eq / kWh

5. Interpretation

5.1. Identification of Relevant Findings

This report presents the results for the environmental impact from the life cycle assessment study of a Delta4000 wind farm composed of 66 turbines, located in Brazil.

In summary, the study is modelled with the assumption that the wind farm is based in Brazil at a special wind site (actual average wind speed at hub height in this study is 8.4 m/s).

The results are presented in a heat map in

Table 17, showing the relative contribution from cradle to use phase as 100% of the impacts and the decommissioning stage a percentage of that.

It can be seen from the results, presented per functional unit, that across the majority of impact categories, the upstream module (raw material and manufacturing stages not carried out by Nordex) of the turbine is, by far, the most dominant contributor across the whole life cycle of the wind farm. This is due to the raw material procurement and upstream manufacturing associated with the wind turbine.

The foundation of the turbine by mass, is 44.4% of the turbine however, as it is composed of exactly 96.1% concrete, the impact potential across all impact categories is significantly lower than that of the components that are composed of metals and other higher impact materials. The foundation contributes to approximately 10.4% of the total GWP over the full life cycle. The tower accounts for 48% of the mass of the turbine however, due to the large amount of steel that contributes to the infrastructure, the GWP is approximately 20% of the full life cycle, showing it to be much more significant than the foundation by mass. Similarly, despite the blades only contributing 1.1% of the mass of the turbine, they are significant contributors in several impact categories and represent 23.4% of the total GWP. Freshwater eutrophication potential is the highest for the blades, this is largely due to the polymer parts, resin glass fibres and electricity required to manufacture the blades. The E-module is the most significant contributor to resource use, metals and minerals which is due to the electronics present in the top-box and pitch-box (dataset proxy for electronics contains gold).

Table 17: Heat map for environmental impact potentials

Abbr.	Unit	TOTAL	Upstream	Core	Downstream
GWP - total	kg CO ₂ equivalent	5,66E-03	3.90E-03	1.76E-03	0.00E+00
GWP fossil	kg CO ₂ equivalent	5.28E-03	3.90E-03	1.37E-03	0.00E+00
GWP biogenic	kg CO ₂ equivalent	1.39E-04	-1.52E-06	1.40E-04	0.00E+00
GWP LULUC	kg CO ₂ equivalent	2.43E-04	1.43E-06	2.41E-04	0.00E+00
ODP	kg CFC 11 equivalent	2.09E-14	2.00E-14	9.34E-16	0.00E+00
EP, freshwater	kg P equivalent	1.79E-08	8.46E-09	9.47E-09	0.00E+00
AP	moles H+ equivalent	1.66E-05	1.22E-05	4.39E-06	0.00E+00
POCP	kg NMVOC equivalent	1.41E-05	7.65E-06	6.42E-06	0.00E+00
ADP, minerals + metals	kg Sb equivalent	4.81E-08	4.80E-08	1.56E-10	0.00E+00
ADP, fossil	MJ, net calorific value	6.34E-02	4.86E-02	1.48E-02	0.00E+00
WDP	m ³ equivalent	1.40E-03	5.76E-04	8.48E-04	0.00E+00

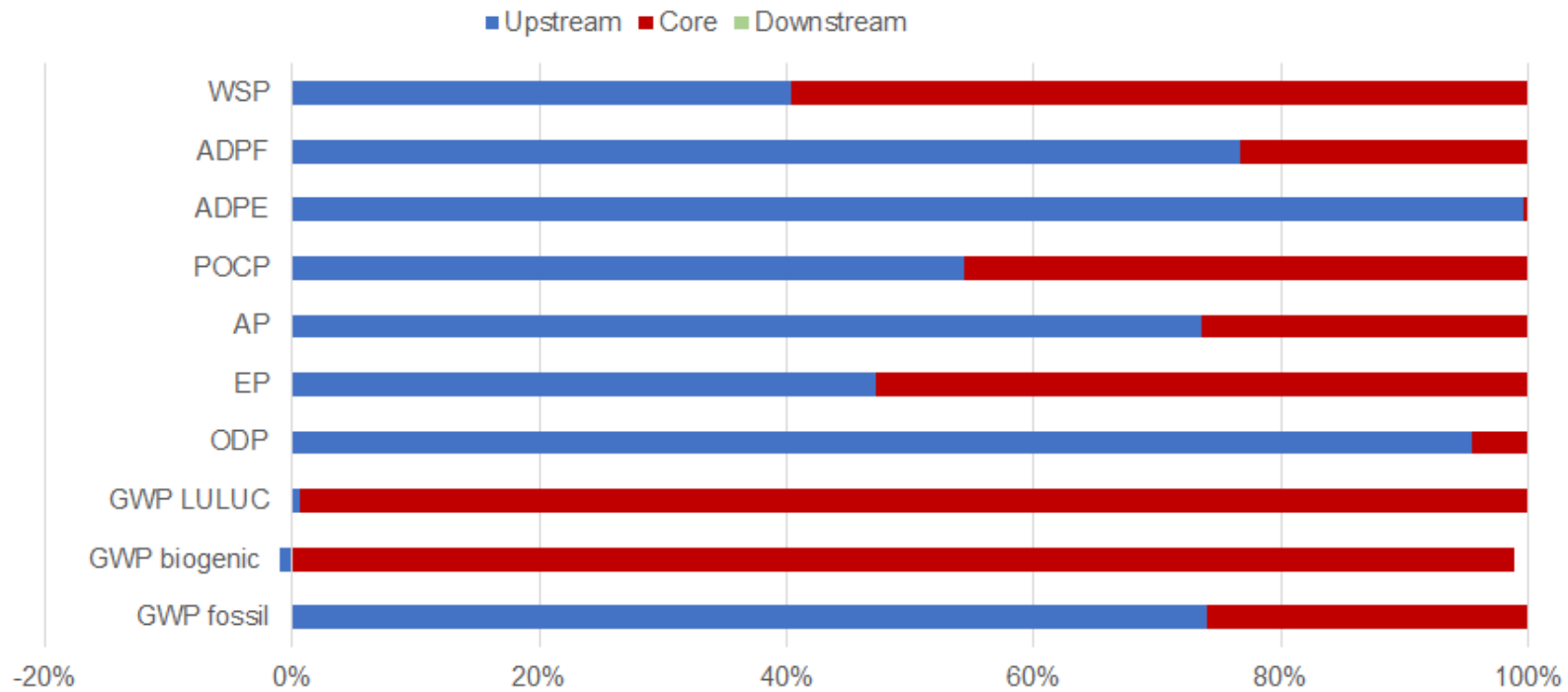


Figure 9: Percentage contribution from different life cycle modules to the total impact of the Nordex Delta4000 wind farm

5.2. Data Quality Assessment

Inventory data quality is judged by its precision (measured, calculated or estimated), completeness (e.g., unreported emissions), consistency (degree of uniformity of the methodology applied) and representativeness (geographical, temporal, and technological).

To cover these requirements and to ensure reliable results, first-hand industry data in combination with consistent background LCA information from the GaBi 2022 database were used. The LCI datasets from the GaBi 2022 database are widely distributed and used with the GaBi 10 Software. The datasets have been used in LCA models worldwide in industrial and scientific applications in internal as well as in many critically reviewed and published studies. In the process of providing these datasets they are cross-checked with other databases and values from industry and science.

5.2.1. Precision and Completeness

- ✓ **Precision:** As the majority of the relevant foreground data are measured data or calculated based on primary information sources provided by the Nordex Group, precision is considered to be high. Seasonal variations/variations across different manufacturers were balanced out by using yearly averages. Most background data are sourced from GaBi databases with the documented precision.
- ✓ **Completeness:** Each foreground process was checked for mass balance and completeness of the emission inventory. Some data points were omitted as documented earlier in this report. Nevertheless, completeness of foreground unit process data is considered to be high. Most background data are sourced from GaBi databases with the documented completeness.

5.2.2. Consistency and Reproducibility

- ✓ **Consistency:** To ensure data consistency, all primary data were collected with the same level of detail, while most background data were sourced from the GaBi databases.
- ✓ **Reproducibility:** Reproducibility is supported as much as possible through the disclosure of input-output data, dataset choices, and modelling approaches in this report. Based on this information, any third party should be able to approximate the results of this study using the same data and modelling approaches.

5.2.3. Representativeness

- ✓ **Temporal:** All primary data were collected for the year 2021. Most secondary data come from the GaBi 2022 databases and are representative of the years 2018-2024 (although two datasets have a reference year of 2005). As the study intended to compare the product systems for the reference year 2021, temporal representativeness is considered to be moderate/high.
- ✓ **Geographical:** All primary and secondary data were collected specific to the countries under study. Where country-specific data were unavailable, proxy data were used. Geographical representativeness is considered to be moderate.
- ✓ **Technological:** All primary and secondary data were modelled to be specific to the technologies or technology mixes under study. Where technology-specific data were unavailable, proxy data were used. Technological representativeness is considered to be high.

5.3. Model Completeness and Consistency

5.3.1. Completeness

All relevant process steps for each product system were considered and modelled to represent each specific situation. The process chain is considered sufficiently complete and detailed with regards to the goal and scope of this study.

5.3.2. Consistency

All assumptions, methods and data are consistent with each other and with the study's goal and scope. Differences in background data quality were minimised by predominantly using LCI data from the GaBi 2022 databases. System boundaries, allocation rules, and impact assessment methods have been applied consistently throughout the study.

5.4. Conclusions, Limitations, and Recommendations

5.4.1. Conclusions

This study has evaluated the environmental performance of the Nordex Delta4000 wind farm situated in Brazil, in a wind site with an IEC wind class S, with an average wind speed at hub height of 8.4m/s.

For a 20-year wind farm life time and net annual energy production (AEP) of 22,190,000 kWh per annum (P75) per turbine, the total climate change impact of the electricity generated was found to be 5.66 g CO₂ eq./kWh including land use change. For comparison, the average climate change burden of electricity from the Brazilian electricity grid is 283 g CO₂ eq./kWh. Large reductions were also seen for other impact categories assessed in this study. This demonstrates the great improvements in environmental performance that can be achieved through increasing the proportion of electricity generated using wind power.

The impacts associated with the wind farm are dominated by the upstream life cycle stage— this typically accounts for 54-100% of the total cradle-to-use burden across all impact categories apart from Climate change related to land use and land use change and Climate change – biogenic, whereby the core stage dominates the impact potential accounting for 99.18% and 100.72%, respectively. The value for Climate change biogenic was above 100% for the core grouping as there was a net uptake in the upstream stage. Eutrophication, freshwater and Water use also have more significant impacts from the Core life cycle stage, however, results are very comparable for both core and upstream life cycle stages. This is typically due to the raw materials required for the turbines and manufacturing that occurs upstream to Nordex onsite processes. Other life cycle components, such as installation, logistics, other wind farm infrastructure, etc. have a minor contribution in comparison hence the core stage is not as significant.

A more detailed look at the turbines themselves shows that most of the burdens are usually associated with manufacturing the tower and blades, although the foundations and electronics also have noticeable contributions in specific impact categories.

5.4.2. Limitations

This study reflects a wind farm comprising Delta4000 wind turbines, which is operated in Brazil under specific wind conditions. It may not be valid to extrapolate these results to wind farms in other regions or operating under different conditions. Some materials used in the construction of the turbines have been omitted from the study, such as the magnets and batteries amongst others.

References

- Boulay, A.-M. J. (2017). 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*.
- EC. (2011). *REGULATION (EU) No 305/2011 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 9 March 2011 laying down harmonised conditions for the marketing of construction products and repealing Council Directive 89/106/EEC*. European Commission.
- Fantke, P. E. (2016). Health Impacts of Fine Particulate Matter. In U.-S. L. Initiative, *Global Guidance for Life Cycle Impact Assessment Indicators Volume 1*. UNEP.
- Guinée, J. B., Gorée, M., Heijungs, R., Huppes, G., Kleijn, R., de Koning, A., . . . Huijbregts, M. (2002). *Handbook on life cycle assessment. Operational guide to the ISO standards*. Dordrecht: Kluwer.
- Hauschild M, G. M. (2011). *Recommendations for Life Cycle Impact Assessment in the European context - based on existing environmental impact assessment models and factors*. Luxembourg: European Commission.
- Hauschild M, G. M. (2011). *Recommendations for Life Cycle Impact Assessment in the European context - based on existing environmental impact assessment models and factors*. Luxembourg: European Commission.
- IPCC. (2006). *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories - Volume 4 - Agriculture, Forestry and Other Land Use*. Geneva, Switzerland: IPCC.
- IPCC. (2013). *Climate Change 2013: The Physical Science Basis*. Geneva, Switzerland: IPCC.
- IPCC. (2019). *2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*.
- ISO. (2006). *ISO 14025: Environmental labels and declarations – Type III environmental declarations – Principles and procedures*. Geneva: International Organization for Standardization.
- ISO. (2006). *ISO 14025: Environmental labels and declarations – Type III environmental declarations – principles and procedures*. Geneva: International Organization for Standardization.
- ISO. (2006). *ISO 14040: Environmental management – Life cycle assessment – Principles and framework*. Geneva: International Organization for Standardization.
- ISO. (2006). *ISO 14044: Environmental management – Life cycle assessment – Requirements and guidelines*. Geneva: International Organization for Standardization.
- JRC. (2010). *ILCD Handbook: General guide for Life Cycle Assessment – Detailed guidance. EUR 24708 EN (1st ed.)*. Luxembourg: Joint Research Centre.
- Lim, S. V.-R. (2012). A comparative risk assessment of burden of disease and injury attributable to 67 risk factors and risk factor clusters in 21 regions, 1990-2010: A systematic analysis for the Global Burden of Disease Study 2010. *Lancet*, 2224-2260.

- PEF METHOD 2019. (2019). *Zampori, L. and Pant, R., Suggestions for updating the Product Environmental Footprint (PEF) method, EUR 29682 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2019.*
- Posch, M. S. (2008). The role of atmospheric dispersion models and ecosystem sensitivity in the determination of characterisation factors for acidifying and eutrophying emissions in LCIA. *International Journal of Life Cycle Assessment, 13*, 477-486.
- Seppälä J., P. M. (2006). Country-dependent Characterisation Factors for Acidification and Terrestrial Eutrophication Based on Accumulated Exceedance as an Impact Category Indicator. *International Journal of Life Cycle Assessment, 11*(6), 403-416.
- Serenella Sala, E. C. (2017). *Global normalisation factors for the Environmental Footprint and Life Cycle Assessment*. Luxembourg: European Commission .
- Sphera. (2020). *GaBi Modelling Principles*. Stuttgart: Sphera Solutions Inc. Retrieved from <http://www.gabi-software.com/support/gabi/gabi-modelling-principles/>
- Sphera. (2022). *GaBi LCA Database Documentation*. Retrieved from Sphera Solutions: <http://www.gabi-software.com/support/gabi/gabi-database-2019-lci-documentation/>
- Sphera Solutions Inc. (2020). *GaBi LCA Database Documentation*. Retrieved from GaBi Solutions: <https://www.gabi-software.com/databases/gabi-databases/>
- Struijs, J. B. (2009). *Aquatic Eutrophication. Chapter 6 in: ReCiPe 2008 A life cycle impact assessment method which comprises harmonised category indicators at the midpoint and the endpoint level. Report I: Characterisation factors, first edition. .*
- TÜV Süd. (2022). *Report no. 3098479-1-e Rev.2.*
- van Oers, L., de Koning, A., Guinée, J. B., & Huppes, G. (2002). *Abiotic resource depletion in LCA*. The Hague: Ministry of Transport, Public Works and Water Management.
- Van Zelm R., H. M. (441-453). European characterisation factors for human health. *Atmospheric Environment, 42*.
- worldsteel. (2019). *Life cycle inventory study - 2019 data release*.
- WRI. (2011). *GHG Protocol Product Life Cycle Accounting and Reporting Standard*. Washington D.C.: World Resource Institute.

Annex A: GaBi Results Table

Screenshot from GaBi results table

EPD Results - scaled to 1kWh (N163) - 20 years (updated) [Balances] -- DB Results *

Object Edit View Tools Help

Name EPD Results - scaled to 1kWh (N163) - 20 years (updated)

CML 2001 - Jan 2016 Environmental Footprint 2.0 ReCiPe 2016 v.1.1 Midpoint (H) TRACI 2.1 Results i-Report +

Quantity/Weight.

Unit/Norm.

LCA LCC LCWE

Inputs/Outputs

	EPD Results	Core	Upstream
EN 15804 +A2			
1. Environmental impact indicators			
01 EN15804+A2 Climate Change - total [kg CO2 eq.]	0.00566	0.00176	0.0039
02 EN15804+A2 Climate Change, fossil [kg CO2 eq.]	0.00528	0.00137	0.0039
03 EN15804+A2 Climate Change, biogenic [kg CO2 eq.]	0.000139	0.00014	-1.52E-006
04 EN15804+A2 Climate Change, land use and land use change [kg CO2 eq.]	0.000243	0.000241	1.43E-006
05 EN15804+A2 Ozone depletion [kg CFC-11 eq.]	2.09E-014	9.34E-016	2E-014
06 EN15804+A2 Acidification [Mole of H+ eq.]	1.66E-005	4.39E-006	1.22E-005
07 EN15804+A2 Eutrophication, freshwater [kg P eq.]	1.79E-008	9.47E-009	8.46E-009
08 EN15804+A2 Eutrophication, marine [kg N eq.]	4.35E-006	1.91E-006	2.44E-006
09 EN15804+A2 Eutrophication, terrestrial [Mole of N eq.]	4.72E-005	2.1E-005	2.62E-005
10 EN15804+A2 Photochemical ozone formation, human health [kg NMVOC eq.]	1.41E-005	6.42E-006	7.65E-006
11 EN15804+A2 Resource use, mineral and metals [kg Sb eq.]	4.81E-008	1.56E-010	4.8E-008
12 EN15804+A2 Resource use, fossils [MJ]	0.0634	0.0148	0.0486
13 EN15804+A2 Water use [m³ world equiv.]	0.00142	0.000848	0.000576
2. Resource use indicators			
01 EN15804+A2 Use of renewable primary energy (PERE) [MJ]	9.2	9.19	0.00839
02 EN15804+A2 Primary energy resources used as raw materials (PERM) [MJ]			
03 EN15804+A2 Total use of renewable primary energy resources (PERT) [MJ]	9.2	9.19	0.00839
04 EN15804+A2 Use of non-renewable primary energy (PENRE) [MJ]	0.0622	0.0148	0.0474
05 EN15804+A2 Non-renewable primary energy resources used as raw materials (PENRM) [MJ]	0.00126	2.56E-005	0.00123
06 EN15804+A2 Total use of non-renewable primary energy resources (PENRT) [MJ]	0.0635	0.0148	0.0487
07 EN15804+A2 Input of secondary material (SM) [kg]			3.39E-006
08 EN15804+A2 Use of renewable secondary fuels (RSF) [MJ]			
09 EN15804+A2 Use of non renewable secondary fuels (NRSF) [MJ]			
10 EN15804+A2 Use of net fresh water (FW) [m3]	0.000567	0.000547	1.97E-005
3. Output flows and waste categories			
01 EN15804+A2 Hazardous waste disposed (HWD) [kg]	1.2E-008	5.13E-010	1.15E-008
02 EN15804+A2 Non-hazardous waste disposed (NHWD) [kg]	0.00128	0.000875	0.00041
03 EN15804+A2 Radioactive waste disposed (RWD) [kg]	1.59E-006	1.62E-007	1.43E-006
04 EN15804+A2 Components for re-use (CRU) [kg]			
05 EN15804+A2 Materials for Recycling (MFR) [kg]	0.00595	0.00595	
06 EN15804+A2 Material for Energy Recovery (MER) [kg]	1.27E-005	1.27E-005	
07 EN15804+A2 Exported electrical energy (EEE) [MJ]	0.000145	0.000145	
08 EN15804+A2 Exported thermal energy (EET) [MJ]	0.000269	0.000269	
4. Biogenic carbon content			
01 EN15804+A2 Biogenic carbon content in product [kg]			
02 EN15804+A2 Biogenic carbon content in packaging [kg]			