



Netherlands Enterprise Agency

Appendices Hollandse Kust (zuid)

Wind Farm Sites III and IV

Appendix A: Applicable Law Part of Project and Site Description

February 2019

>> Sustainable. Agricultural. Innovative. International.



Contents

1	Reading guide	4
2	Translation of ‘Regeling vergunningverlening windenergie op zee Hollandse Kust (zuid) kavels III en IV’ <i>(Ministerial Order for Permitting Offshore Wind Energy HKZWFS III and IV)</i>	10
3	Translation of ‘aanvraagformulier vergunning windenergiegebied Hollandse Kust (zuid) kavel III’ <i>(Application form permit for Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Site III)</i>	34
4	Translation of Part I and III of the ‘kavelbesluit III windenergiegebied Hollandse Kust (zuid)’ <i>Wind Farm Site Decision HKZWFS III</i>	66
5	Translation of Part I and III of the ‘kavelbesluit IV windenergiegebied Hollandse Kust (zuid)’ <i>Wind Farm Site Decision HKZWFS IV</i>	88
6	Translation of the ‘Ontwikkelkader windenergie op zee’ <i>Development Framework Offshore Wind Energy</i>	114
7	Translation of the ‘Wet windenergie op zee’ <i>Offshore Wind Energy Act</i>	146
8	Translation of ‘Besluit schadevergoeding net op zee’ <i>Offshore Grid Compensation Decision</i>	159
9	Translation of ‘Regeling schadevergoeding net op zee’ <i>Regulation Offshore Grid Compensation</i>	163
10	Translation of ‘Begripsbepaling en paragraaf 6a van het Waterbesluit’ <i>Definitions and paragraph 6a of the Water Decree</i>	169

Disclaimer
These are unofficial translations of the above mentioned documents. They confer no rights and are provided for convenience purposes only.

1 Reading guide

Since 2016, when the Netherlands began its journey towards firmly adding 3,500 MW of new offshore wind power by end 2023, we have seen remarkable progress. Four tender rounds, totalling 2,100 MW, have now been completed in line with our offshore wind energy roadmap: three in the Borssele Wind Farm Zone (including a 20 MW innovation site tender) and one in Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zone. Our proactive strategy of reducing risk and costs for developers and operators by providing a stable market framework, taking on more of the pre-construction work ourselves, and appointing TenneT to take on all the grid connection infrastructure responsibilities, continues to prove highly successful.

We have learned valuable lessons along the way and, with each tender, we have adapted our approach accordingly to help in our joint efforts with industry to ensure and maintain a downward cost curve for offshore wind power. Our goal was to see costs fall 40% by 2023. That has been achieved ahead of time. Indeed, the first two tenders (for Borssele) under our current offshore roadmap saw some of the lowest prices ever for offshore wind globally. With the 700 MW Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Site I and II (HKZWFS I and II) tender, held December 2017, we surpassed all earlier expectations, entering a period of zero-subsidy development for offshore wind in the Netherlands (see Chapter 2).

This is something few had anticipated, even just a year ago. And yet, here we stand: the HKZWFS I and II projects will be the first zero-subsidy offshore wind farms to be operating anywhere in the world. All the companies who participated in the tender (which specified the zero-subsidy nature of the tender) are to be commended for helping us get to such a landmark point in offshore wind history. The final winner, Chinook c.v., a subsidiary of Dutch company Nuon (itself owned by Swedish utility Vattenfall), will now begin the process of working with its supply chain and with TenneT in making the zero-subsidy era of offshore wind power a successful operational reality.

With this Project and Site Description (PSD) for HKZWFS III and IV, we aim to replicate that success, again optimistic that the next 700 MW being offered to tender can also be developed without state subsidy. As this PSD shows, work for the request for tenders is firmly underway. The Netherlands Enterprise Agency, in Dutch known as RVO.nl, has maintained its emphasis on providing more complete and high-quality site data. We have followed a thorough quality assurance procedure for the HKZ site investigations,

including verification against applicable standards by accredited certification bodies. DNV GL's overarching certification report confirms the quality of our site investigations (see Chapter 4.11). New with this PSD, is the Archaeological assessment of borehole data (Chapter 4.7). This is phase III in the chain of archaeological studies carried out in the course of the HKZWFS development. The overall aim of our increased efforts is to further reduce risks for developers and stimulate design optimisation in the tender stage.

The tender round for HKZWFS III and IV will run in the first quarter of 2019. This PSD enables developers interested in participating in the tender to effectively optimise their project designs. The Government published the relevant applicable law in 2018, setting out the final requirements for applications and the legal framework to ensure companies can fully prepare a successful tender submission. The relevant documents can be found in Appendix A.

Looking long term

By 2022, thanks to the Borssele and Hollandse Kust projects, the Netherlands is expected to top the European market in terms of annual installations and become the third biggest market in terms of cumulative installed capacity, according to WindEurope. This success in meeting the goals of our offshore wind programme, and the lessons we have learned along the way, are now being shared with nations around the world, thanks to the launch of our international campaign, Wind & Water Works. Reflecting the expertise and professional approach of Dutch companies and government bodies in the field of offshore wind, the campaign was launched at an offshore wind energy master class for ten nations last year and soon after showcased at the WindEurope event in Amsterdam, reaching the 8,000 international policymakers and offshore wind energy

experts from around the world who attended. Our hope is that other nations can replicate the success we have seen here in the Netherlands. Through the Wind & Water Works initiative, we look forward to sharing future progress in the Dutch offshore wind market with our international counterparts too. The Netherlands is taking a long-term approach to offshore wind development, ensuring market and policy stability for project developers, operators, and other stakeholders. We understand that, as well as the Government taking responsibility for site investigations and transmission networks, this long-term approach is a key ingredient to reducing risk and spurring on innovation and investment by the industry. This is why we are already looking beyond the 2023 timeframe of our current roadmap. The Government has published a second offshore wind energy roadmap, one that looks at the route from 4,500 MW installed in 2023 to 11,500 MW in 2030. This will require 1,000 MW of new offshore wind to be installed each year for seven years. As Chapter 2 of this PSD notes, whilst public consultations with stakeholders (e.g. environmental and nature conservation and other industries such as shipping, fishing and recreation as well as the wind industry) are to take place to further develop the 2030 roadmap and related legal frameworks, the first wind farm zone expected to be developed under this second roadmap will be Hollandse Kust (west), where a total of 1.400 MW is expected. Preparations by RVO.nl and the transmission system operator, TenneT, for this zone are already underway. Other already designated wind farm zones used for the 2030 roadmap are Ten Noorden van de Waddeneilanden (700 MW envisioned) and IJmuiden Ver (4.000 MW).

The publication of the 2030 roadmap reconfirms our national commitment to providing a robust, cost-effective and sustainable offshore wind market. It is estimated that achieving the goals of the roadmap will involve some €15 to 20 billion worth of investments and create 10,000 jobs between 2024 and 2030. The government is already working with (coastal) municipalities, ports and provinces to identify the planning and location possibilities and to seize the associated economic opportunities. There will, of course,

also be export opportunities related to the growth of offshore wind energy elsewhere in Europe, as well as in Asia and America. With all of this momentum, we look forward to working with the sector to expand the industry here in the Netherlands and further afield through the Wind & Water Works initiative. This growth will not just be in terms of installed capacity, but in terms of economic revenue and job creation. The first step is to replicate or improve upon the success of the HKZWFS I and II tender by ensuring all the conditions are favourable for developers to optimise their designs and be successful in bidding for the permit for HKZWFS III and IV. With this PSD, we take that step and again invite companies to join us in making Wind & Water Work for the benefit of us all.

National Waterplan update

The National Waterplan (2009-2015 including amendments in 2014) had designated Borssele, Hollandse Kust (zuid) (west) and (noord outside the 12 nautical mile zone), IJmuiden Ver and Ten Noorden van de Waddeneilanden as Wind Farm Zones (WFZs).

A new National Waterplan 2016-2021 was sent to Parliament in December 2015. This included the reconfirmation for all designated WFZs from the National Waterplan 2009-2015. It also reconfirmed the investigation of potential offshore wind development in the Hollandse Kust zone (zuid and noord), 10-12 nautical miles offshore (adjacent to the existing designated areas). The final amendments of the National Waterplan 2016-2021 to designate the additional wind farm zone 10-12 nautical miles offshore Hollandse Kust zone (zuid and noord) was sent to Parliament in December 2016.

The National Waterplan 2016-2021 also contains the framework for the assessment of shared use of the designated WFZs. This has been translated in the policy memorandum North Sea (Beleidsnota Noordzee 2016-2021, December 2015). This includes the processes for distance between shipping routes and wind farms, the distance between mining operations and wind farms and rules for passage and shared use.





2 Translation of ‘Regeling vergunningverlening windenergie op zee Hollandse Kust (zuid) kavels III en IV’

Ministerial Order for Permitting Offshore Wind Energy HKZWFS III and IV

Regeling van de Minister van Economische Zaken en Klimaat van 23 november 2018, nr. WJZ/18199760, houdende nadere regels tot vergunningverlening windenergie op zee voor de kavels III en IV van het windenergiegebied Hollandse Kust (zuid) (Regeling vergunningverlening windenergie op zee kavels III en IV Hollandse Kust (zuid)). De Minister van Economische Zaken en Klimaat, Gelet op de artikelen 14, tweede lid, 23, eerste, derde en vierde lid, en 24, derde lid, van de Wet windenergie op zee; Besluit:

Artikel 1

In deze regeling wordt verstaan onder:

kavel III: kavel III van het windenergiegebied Hollandse Kust (zuid) zoals aangewezen in Kavelbesluit III windenergiegebied Hollandse Kust (zuid) (Stcrt. 2018, 2543);

kavel IV: kavel IV van het windenergiegebied Hollandse Kust (zuid) zoals aangewezen in Kavelbesluit IV windenergiegebied Hollandse Kust (zuid) (Stcrt. 2018, 2497);

Minister: Minister van Economische Zaken en Klimaat;

P50-waarde voor de *netto elektriciteitsproductie*: de verwachte jaarlijkse energieproductie voor een gegeven combinatie van locatie en productie-installatie voor de productie van hernieuwbare elektriciteit met behulp van windenergie dient te zijn bepaald met een waarschijnlijkheid van 50%;

wet: Wet windenergie op zee.

Artikel 2

1. De aanvraag voor een vergunning voor kavel III of kavel IV wordt ingediend in de periode tussen 1 maart 2019 en 14 maart 2019, 17:00 uur.
2. De aanvraag wordt ingediend met gebruikmaking van een middel dat door de Minister beschikbaar wordt gesteld.

Artikel 3

1. Het ontwerp voor het windpark, bedoeld in artikel 23, tweede lid, onderdeel a, van de wet, omvat ten minste:
 - a. een windenergie-opbrengstberekening die is opgesteld door een onafhankelijke organisatie met expertise op het gebied van windenergieopbrengstberekeningen, met gebruikmaking van gerenommeerde rekenmodellen, omgevingsmodellen, windmodellen en windkaarten en die ten minste de locatiegegevens, het merk, type, de technische specificaties, waaronder ashoogte, rotordiameter en vermogenscurve van de windturbines, de lokale windgegevens voor het windpark en een berekening van de P50-waarde voor de netto elektriciteitsproductie van het windpark omvat;
 - b. de bescheiden waarmee aannemelijk wordt gemaakt dat aan het van toepassing zijnde kavelbesluit wordt voldaan;
 - c. informatie die aannemelijk maakt dat tijdig de verklaring, bedoeld in artikel 6.16d, eerste lid, onderdeel c, van het Waterbesluit kan worden overgelegd.

Ministerial Order issued by the Minister of Economic Affairs and Climate Policy dated 23 November 2018 no. WJZ / 18199760, containing specific rules for permitting offshore wind energy permits for Wind Farm Sites III and IV of the Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zone (Ministerial Order for permitting offshore wind energy permits for the Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Sites III and IV). The Minister of Economic Affairs and Climate Policy, Having regard to Section 14(2), Section 23(1), (3) and (4) and Section 24(3) of the Offshore Wind Energy Act (Wet windenergie op zee); Has decided as follows:

Article 1

The following definitions are understood in this Ministerial Order:

Wind Farm Site III: Wind Farm Site III of the Hollandse Kust (zuid)

Wind Farm Zone as indicated in Wind Farm Site Decision III for the Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zone (Government Gazette 2018, 2543);

Wind Farm Site IV: Wind Farm Site IV of the Hollandse Kust (zuid)

Wind Farm Zone as indicated in Wind Farm Site Decision IV for the Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zone (Government Gazette 2018, 2497);

Minister: The Minister of Economic Affairs and Climate Policy

P50 value for the net electricity production: the expected annual energy production for a particular offshore wind farm at a specific location should be determined with a probability of 50%;

Act: The Wind Energy Act.

Article 2

1. An application for a permit for Wind Farm Site III or Wind Farm Site IV shall be submitted in the period between 1 March 2019 and 14 March 2019, 17:00 hours.
2. The application shall be submitted using a form provided by the Minister.

Article 3

1. The design for the wind farm, as referred to in Section 23(2)(a) of the Act, shall at least include:
 - a. A wind energy yield calculation which has been prepared by an independent organisation with expertise in the field of wind energy yield calculations, with use made of reputable calculation models, environmental models, wind models and wind maps, and which contains at least the location data, the make, type and technical specifications, including hub height, rotor diameter and capacity curve of the wind turbines, the local wind data for the wind farm and a calculation of the P50 value for the net electricity production of the wind farm;
 - b. the documents that demonstrate the applicable Wind Farm Site Decision is being complied with;
 - c. information which demonstrates that the declaration referred to in Section 6.16d(1)(c) of the Water Decree can be submitted in good time.

2. Bij de berekening van de P50-waarde voor de netto elektriciteitsproductie zijn de beschikbaarheid, zogeïeffekten elektriciteitsverliezen en terugregelverliezen opgenomen, waarbij voor het zogeïeffect uitsluitend rekening wordt gehouden met het windpark waarvoor de aanvraag wordt gedaan en het windpark Luchterduinen.
3. In het tijdschema, bedoeld in artikel 23, tweede lid, onderdeel b, van de wet worden de realisatiedata vermeld van de volgende activiteiten:
 - a. de instemming door de exploitant van het windpark met de voorwaarden van de netbeheerder van het net op zee voor de aansluiting en het transport van elektriciteit overeenkomstig de Elektriciteitswet 1998;
 - b. de verstrekking van opdrachten aan leveranciers en installateurs;
 - c. de plaatsing van de eerste fundering;
 - d. de plaatsing van de eerste windturbine;
 - e. de start van de levering van elektriciteit; en
 - f. het buiten bedrijf stellen van het windpark.
4. De raming van de kosten en opbrengsten, bedoeld in artikel 23, tweede lid, onderdeel c, van de wet, omvat in ieder geval een exploitatieberekening met:
 - a. een specificatie van de investeringskosten per component van de productie-installatie;
 - b. een overzicht van alle kosten en baten van de productie-installatie;
 - c. een berekening van het projectrendement over de looptijd van het project.
5. In de raming van de maatschappelijke kosten bedoeld in artikel 23, tweede lid, onderdeel d, van de wet, wordt ten minste aandacht besteed aan de bezetting van het net van de netbeheerder van het net op zee uitgedrukt in het aantal MWh per jaar.
6. De inventarisatie en analyse van de risico's, bedoeld in artikel 23, tweede lid, onderdeel e, van de wet, omvat ten minste:
 - a. de risico's bij de bouw van het windpark;
 - b. de risico's met betrekking tot de ontwikkeling van de financiële opbrengst van de te produceren elektriciteit; en
 - c. de risico's bij de exploitatie van het windpark.
7. De omschrijving van de maatregelen ter borging van de kostenefficiëntie, bedoeld in artikel 23, tweede lid, onderdeel f, van de wet omvat ten minste de methodes van risicobeheersing, de wijze waarop risico's in het verleden zijn geborgd en bij thans lopende projecten voor windenergie op zee worden geborgd, alsmede de voorgenomen mitigerende maatregelen ten aanzien van de in het zesde lid bedoelde risico's.
8. Tot de bij de bouw en exploitatie van het windpark betrokken partijen, bedoeld in artikel 23, tweede lid, onderdeel g, van de wet, worden gerekend:
 - a. de aanvrager en indien de aanvrager een samenwerkingsverband betreft, elke deelnemer aan het samenwerkingsverband;
2. The calculation of the P50 value for the net electricity production shall include availability, wake effects, electricity losses and curtailment losses, and, for the wake effect, take account only of the wind farm for which the application is made and the Luchterduinen wind farm.
3. The timetable, as referred to in Section 23(2)(b) of the Act, shall state the completion dates of the following activities:
 - a. the wind farm operator's consent to the conditions of the offshore grid operator for the connection and the transmission of electricity in accordance with the Electricity Act (Elektriciteitswet) 1998;
 - b. the awarding of contracts to suppliers and installers;
 - c. the installation of the first foundation;
 - d. the installation of the first wind turbine;
 - e. the start date for supply of electricity; and
 - f. the decommissioning of the wind farm.
4. The estimate of the costs and yield as referred to in Section 23(2)(c) of the Act shall at least contain an operation calculation including:
 - a. a specification of the investment costs for each component of the power generation facility;
 - b. an overview of all costs and benefits of the power generation facility;
 - c. a calculation of return on investment over the project period.
5. The estimate of the social costs referred to in Section 23(2)(d) of the Act shall at least address the utilisation of the grid of the offshore grid operator expressed in the number of MWh per year;
6. The identification and analysis of the risks, as referred to in Section 23(2)(e) of the Act, shall at least contain:
 - a. the risks involved in the construction of the wind farm;
 - b. the risks with regards to the fluctuating revenues of the produced electricity;
 - c. the risks involved in the operation of the wind farm.
7. The description of the measures to guarantee cost efficiency, as referred to in Section 23(2)(f) of the Act, shall at least contain the risk assessment methods, the way in which risks have been safeguarded in the past and are being safeguarded for ongoing offshore wind energy projects, as well as the mitigating measures taken in respect of the risks referred to in the sixth paragraph.
8. The parties involved in the construction and operation of the wind farm as referred to in Section 23(2)(g) of the Act shall include:
 - a. the applicant and, if the applicant is a collaborative venture, each participant in the collaborative venture;
- b. de verantwoordelijke partij voor het projectmanagement;
- c. de leverancier van de windturbines;
- d. de installateur van de windturbines;
- e. de leverancier van de funderingen;
- f. de installateur van de funderingen;
- g. de leverancier van de parkbekabeling;
- h. de installateur van de parkbekabeling; en
- i. de verantwoordelijke voor het onderhoud en de bediening van het windpark.
9. De beschrijving van de kennis en ervaring van de betrokken partijen, bedoeld in artikel 23, tweede lid, onderdeel h, van de wet, betreft de kennis en ervaring bij windparken op zee en omvat:
 - a. het geïnstalleerd vermogen van de windparken waarvoor door de verantwoordelijke partij voor het projectmanagement tijdens de bouw het projectmanagement is gedaan;
 - b. het aantal door de leverancier geleverde windturbines;
 - c. het aantal door de installateur geïnstalleerde windturbines;
 - d. het aantal door de leverancier geproduceerde funderingen;
 - e. het aantal door de installateur geïnstalleerde funderingen;
 - f. het aantal windturbines waarvoor door de leverancier parkbekabeling is geleverd;
 - g. het aantal windturbines dat door de installateur van de parkbekabeling is aangesloten; en
 - h. het geïnstalleerd vermogen van de windparken dat de verantwoordelijke voor het onderhoud en de bediening in onderhoud heeft en bedient.
10. Bij de aanvraag worden tevens de volgende gegevens gevoegd:
 - a. een samenvattende beschrijving van de realisatie, exploitatie en ontmanteling van het windpark;
 - b. een financieringsplan, inclusief de beoogde financiers en het beoogde aandeel dat zij zouden dragen;
 - c. indien de aanvrager een samenwerkingsverband betreft een door elke deelnemer ondertekende verklaring van deelname aan het samenwerkingsverband; en
 - d. de meest recent vastgestelde jaarrekening van de aanvrager, de moederonderneming ervan, elk van de deelnemers aan het samenwerkingsverband of hun moederondernemingen, waarbij de jaarrekening betrekking heeft op een jaar dat ten hoogste drie kalenderjaren voor het jaar waarin de aanvraag wordt ingediend.
- b. the party responsible for the project management;
- c. the supplier of the wind turbines;
- d. the installer of the wind turbines;
- e. the supplier of the foundations;
- f. the installer of the foundations;
- g. the supplier of the infield cabling;
- h. the installer of the infield cabling;
- i. the party responsible for the maintenance and operation of the wind farm.
9. The description of the knowledge and experience of the parties involved, as referred to in Section 23(2)(h) of the Act, relates to knowledge and experience of offshore wind farms and shall contain:
 - a. the installed capacity of the wind farms for which the party responsible for project management during construction performed the project management;
 - b. the number of wind turbines supplied by the supplier;
 - c. the number of wind turbines installed by the installer;
 - d. the number of foundations produced by the supplier;
 - e. the number of foundations installed by the installer;
 - f. the number of wind turbines for which the supplier supplied infield cabling;
 - g. the number of wind turbines connected by the installer of the infield cabling;
 - h. the installed capacity of the wind farms which the party responsible for maintenance and operation maintained and operated.
10. The following details shall also be appended to the application:
 - a. a summarised description of the construction, operation and decommissioning of the wind farm;
 - b. a financing plan, including the intended backers and the share it is envisaged they would contribute;
 - c. if the applicant is a collaborative venture, a statement of participation in the collaborative venture signed by each participant, and
 - d. the most recently adopted financial statements of the applicant, its parent company, and each of the participants in the collaborative venture or their parent companies, for a year no more than three calendar years prior to the year in which the application is submitted.

Artikel 4

1. Bij de beoordeling van de technische haalbaarheid van de bouw en exploitatie van een windpark wordt in ieder geval rekening gehouden met het door de aanvrager overgelegde ontwerp voor het windpark, bedoeld in artikel 23, tweede lid, onderdeel a, van de wet.
2. Bij de beoordeling van de financiële haalbaarheid van de bouw en exploitatie van een windpark wordt in ieder geval rekening gehouden met de door de aanvrager overgelegde raming van de kosten en opbrengsten, bedoeld in artikel 23, tweede lid, onderdeel c, van de wet en de gegevens, bedoeld in artikel 3, tiende lid, onderdelen b en d. De omvang van het eigen vermogen van de aanvrager bedraagt ten minste 20% van de totale investeringskosten voor het windpark waarop de aanvraag betrekking heeft.
3. Op verzoek van de aanvrager wordt voor het bepalen van de omvang van het eigen vermogen, bedoeld in het tweede lid, meegerekend:
 - a. indien de aanvrager een samenwerkingsverband is, het eigen vermogen van de deelnemers aan het samenwerkingsverband;
 - b. indien de aanvrager of een deelnemer aan een samenwerkingsverband een dochteronderneming is en mits de moederonderneming daarmee schriftelijk instemt, het overige eigen vermogen van de moederonderneming.
4. In het geval blijkt dat de aanvrager zowel een aanvraag voor een vergunning voor kavel III als voor kavel IV heeft ingediend, wordt bij de beoordeling van de financiële haalbaarheid, bedoeld in het tweede lid, het geheel van de investeringskosten voor beide windparken betrokken.
5. Bij de beoordeling van de aannemelijkheid dat de bouw en exploitatie van een windpark gestart kan worden binnen vier jaar na de datum waarop de vergunning onherroepelijk is geworden, wordt in ieder geval rekening gehouden met het door de aanvrager verstrekte tijdschema, bedoel in artikel 23, tweede lid, onderdeel b, van de wet. de aanvrager verstrekte tijdschema, bedoel in artikel 23, tweede lid, onderdeel b, van de wet.
6. Bij de beoordeling van de economische haalbaarheid van de bouw en exploitatie van een windpark wordt in ieder geval rekening gehouden met de door de aanvrager overgelegde raming van de kosten en opbrengsten, bedoeld in artikel 23, tweede lid, onderdeel c, van de wet.

Artikel 5

1. De onderlinge weging van de rangschikkingscriteria, bedoeld in artikel 24, derde lid, van de wet vindt plaats overeenkomstig de waardering in punten zoals opgenomen in de bijlage waarbij een hoger aantal punten leidt tot een hogere rangschikking.

Article 4

1. The assessment of the technical feasibility of the construction and operation of a wind farm shall in any case take account of the design for the wind farm submitted by the applicant, as referred to in Section 23(2)(a) of the Act.
2. The assessment of the financial feasibility of the construction and operation of a wind farm shall in any event take account of the estimate submitted by the applicant of the costs and yields, as referred to in Section 23(2)(c) of the Act, and the data referred to in Section 3(10)(b) and (d). The applicant's own assets shall amount to at least 20% of the total investment costs for the wind farm to which the application relates.
3. At the applicant's request, the following factors shall be taken into account when determining the own assets referred to in the second paragraph:
 - a. if the applicant is a joint venture, the own assets of each of the participants in the joint venture;
 - b. if the applicant or a participant in a joint venture is a subsidiary, the additional own assets of the parent company may be included, provided the parent company assents to such in writing.
4. If it transpires the applicant has submitted an application for a permit for Wind Farm Site III and also for Wind Farm Site IV, the assessment of the financial feasibility referred to in the second paragraph will include the entirety of the investment costs for both wind farms.
5. The assessment of the likelihood of it being possible to start the construction and operation of the wind farm within four years of the date on which the permit becomes irrevocable shall in any event take account of the timetable proposed by the applicant, as referred to in Section 23(2)(b) of the Act.
6. The assessment of the economic feasibility of the construction and operation of a wind farm shall in any event take account of the estimate submitted by the applicant of the costs and yields, as referred to in Section 23(2)(c) of the Act.

Article 5

1. The respective weighting of the ranking criteria, as referred to in Section 24(3) of the Act, shall take place in accordance with the rating in points as set out in the Appendix. The higher the score, the higher the ranking.

2. Als bij de rangschikking van de aanvragen volgens de onderlinge weging van de rangschikkingscriteria, bedoeld in het eerste lid, twee of meer aanvragen gelijk als hoogste worden gerangschikt, weegt het criterium, genoemd in artikel 24, tweede lid, onderdeel f, van de wet, zwaarder dan de criteria, genoemd in artikel 24, tweede lid, onderdelen a tot en met e, gezamenlijk.
3. Als bij toepassing van het tweede lid twee of meer aanvragen gelijk als hoogste worden gerangschikt, weegt het criterium, genoemd in artikel 24, tweede lid, onderdeel e, van de wet, zwaarder dan de criteria, genoemd in artikel 24, tweede lid, onderdelen a tot en met d, gezamenlijk.
4. Als bij toepassing van het derde lid twee of meer aanvragen gelijk als hoogste worden gerangschikt, weegt het criterium, genoemd in artikel 24, tweede lid, onderdeel d, van de wet, zwaarder dan de criteria, genoemd in artikel 24, tweede lid, onderdelen a tot en met c, gezamenlijk.
5. Als bij toepassing van het vierde lid twee of meer aanvragen gelijk als hoogste worden gerangschikt, weegt het criterium, genoemd in artikel 24, tweede lid, onderdeel c, van de wet, zwaarder dan de criteria, genoemd in artikel 24, tweede lid, onderdelen a en b, gezamenlijk.
6. Als bij toepassing van het vijfde lid twee of meer aanvragen gelijk als hoogste worden gerangschikt, weegt het criterium, genoemd in artikel 24, tweede lid, onderdeel a, van de wet, zwaarder dan het criteria, genoemd in artikel 24, tweede lid, onderdeel b, van de wet.

Artikel 6

De kosten voor de behandeling van een aanvraag voor een vergunning als bedoeld in artikel 2, eerste lid, bedragen € 0.

Artikel 7

Deze regeling treedt in werking met ingang van 1 januari 2019.

Artikel 8

Deze regeling wordt aangehaald als: Regeling vergunningverlening windenergie op zee kavels III en IV Hollandse Kust (zuid).

Deze regeling zal met de toelichting in de Staatscourant worden geplaatst.

's-Gravenhage, 23 november 2018

De Minister van Economische Zaken en Klimaat

2. Where, during the ranking of applications based on the respective weighting of the ranking criteria, as referred to in the first paragraph, two or more applications are ranked equal highest, the criterion specified in Section 24(2)(f) of the Act shall have greater weight than the criteria specified in Section 24(2)(a to e inclusive) combined.
3. Where, in application of the second paragraph, two or more applications are ranked equal highest, the criterion specified in Section 24(2)(e) of the Act shall have greater weight than the criteria specified in Section 24(2)(a to d inclusive) combined.
4. Where, in application of the third paragraph, two or more applications are ranked equal highest, the criterion specified in Section 24(2)(d) of the Act shall have greater weight than the criteria specified in Section 24(2)(a to c inclusive) combined.
5. Where, in application of the fourth paragraph, two or more applications are ranked equal highest, the criterion specified in Section 24(2)(c) of the Act shall have greater weight than the criteria specified in Section 24(2)(a to b inclusive) combined.
6. Where, in application of the fifth paragraph, two or more applications are ranked equal highest, the criterion specified in Section 24(2)(a) of the Act shall have greater weight than the criteria specified in Section 24(2)(b) of the Act.

Article 6

The costs for handling an application for a permit, as referred to in Article 2(1), shall amount to €0.

Article 7

This Ministerial Order shall enter into effect from 1 January 2019.

Article 8

This Ministerial Order is referred to as: The Ministerial Order for permitting offshore wind energy permits for Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Sites III and IV.

This Ministerial Order and the associated explanatory notes will be published in the Government Gazette.

The Hague, 23 November 2018

The Minister of Economic Affairs and Climate Policy

Bijlage behorende bij artikel 5, eerste lid, van de Regeling vergunningverlening windenergie op zee zonder subsidie

Onderlinge weging van de rangschikkingscriteria, bedoeld in artikel 24, tweede lid, onderdeel a, van de wet

1. Weging in punten:

Criterium: de kennis en ervaring van de betrokken partijen (artikel 24, tweede lid, onderdeel a, van de wet) Maximum aantal punten: 10			
	Kwalitatieve maatstaven	Beoordelingsmaatstaf	Ptn.
1	De kennis en ervaring van de partijen die verantwoordelijk zijn voor het projectmanagement	Deze windparken hebben een gezamenlijke capaciteit van minder dan 25 MW	0
		Deze windparken hebben een gezamenlijke capaciteit van 25 MW of meer	3
2	De kennis en ervaring van leveranciers van de funderingen	Er zijn minder dan 10 funderingen geleverd	0
		Er zijn 10 of meer funderingen geleverd	1
3	De kennis en ervaring van installateurs van de funderingen	Er zijn minder dan 10 funderingen geïnstalleerd	0
		Er zijn 10 of meer funderingen geïnstalleerd	1
4	De kennis en ervaring van leveranciers van de windturbines	Er zijn minder dan 10 windturbines geleverd	0
		Er zijn 10 of meer windturbines geleverd	1
5	De kennis en ervaring van installateurs windturbine	Er zijn minder dan 10 windturbines geïnstalleerd	0
		Er zijn 10 of meer windturbines geïnstalleerd	1
6	De kennis en ervaring van leveranciers van de bekabeling die de individuele windturbines verbindt en aansluit op het platform	Bekabeling geleverd voor de verbinding van minder dan 10 windturbines meteen platform	0
		Bekabeling geleverd voor de verbinding van 10 of meer windturbines meteen platform	1
7	De kennis en ervaring van installateurs van de bekabeling die de individuele windturbines verbindt en aansluit op het platform	Bekabeling geïnstalleerd voor de verbinding van minder dan 10 windturbines met een platform	0
		Bekabeling geïnstalleerd voor de verbinding van 10 of meer windturbines met een platform	1
8	De kennis en ervaring van partijen die verantwoordelijk zijn voor het onderhoud en de bediening van het windpark	Ervaring met onderhoud en bediening van windparken op zee met een gezamenlijke capaciteit van minder dan 25 MW	0
		Ervaring met onderhoud en bediening van windparken op zee met een gezamenlijke capaciteit van 25 MW of meer	1

Appendix to Article 5(1) of the Ministerial Order for permitting offshore wind energy permits without

subsidy Respective weighting of the ranking criteria as referred to in Section 24(2)(a) of the Act

1. Weighting in points:

Criterion: the knowledge and experience of the parties involved (Section 24(2)(a) of the Act) Maximum score: 10			
	Qualitative criteria	Assessment criteria	Score
1	The knowledge and experience of the parties responsible for project management	These wind farms have a joint capacity of less than 25 MW	0
		These wind farms have a joint capacity of 25 MW or more	3
2	The knowledge and experience of suppliers of the foundations	Fewer than 10 foundations have been supplied	0
		Ten or more foundations have been supplied	1
3	The knowledge and experience of installers of the foundations	Fewer than 10 foundations have been installed	0
		Ten or more foundations have been installed	1
4	The knowledge and experience of suppliers of the wind turbines	Fewer than 10 wind turbines have been supplied	0
		Ten or more wind turbines have been supplied	1
5	The knowledge and experience of wind turbine installers	Fewer than 10 wind turbines have been installed	0
		Ten or more wind turbines have been installed	1
6	The knowledge and experience of supplier of the cables which connect the individual wind turbines and link them to the platform	Cables supplied for the connection of fewer than 10 wind turbines to a platform	0
		Cables supplied for the connection of 10 or more wind turbines to a platform	1
7	The knowledge and experience of installers of the cables which connect the individual wind turbines and link them to the platform	Cables installed for the connection of fewer than 10 wind turbines to a platform	0
		Cables installed for the connection of 10 or more wind turbines to a platform	1
8	The knowledge and experience of the parties responsible for maintenance and operation of the wind farm	Experience of maintaining and operating offshore wind farms with a joint capacity of less than 25 MW	0
		Experience of maintaining and operating offshore wind farms with a joint capacity of 25 MW or more	1

Criterium: De kwaliteit van het ontwerp voor het windpark (artikel 24, tweede lid, onderdeel b, van de wet) Maximum aantal punten: 10				
	Kwalitatieve maatstaven	Beoordelingsmaatstaf	Ptn.	
1	De realisatie- overeenkomst en de aansluit- en transportovereenkomst gesloten met de netbeheerder van het net op zee	De termijn na het onherroepelijk zijn van de vergunning waarbinnen de aanvrager (vergunninghouder) kan instemmen met de voorwaarden van de netbeheerder van het net op zee voor de realisatieovereenkomst en de aansluit- en transportovereenkomst overeenkomstig de Elektriciteitswet 1998.	De termijn is meer dan 12 maanden	1
			De termijn is 6 – 12 maanden	5
			De termijn is minder dan 6 maanden	10

Criterium: de capaciteit van het windpark (artikel 24, tweede lid, onderdeel c, van de wet) Maximum aantal punten: 10			
	Kwalitatieve maatstaven	Beoordelingsmaatstaf	Ptn.
1	De productiecapaciteit van het windpark	Het gezamenlijk geïnstalleerd vermogen van het windpark in MW	
		Niet minder dan 342 MW en minder dan 360 MW	1
		Gelijk of meer dan 360 MW en minder dan 370 MW	5
		Gelijk of meer dan 370 MW en niet meer dan 380 MW	10

Criterium: de maatschappelijke kosten (artikel 24, tweede lid, onderdeel d, van de wet) Maximum aantal punten: 10			
	Kwalitatieve maatstaven	Beoordelingsmaatstaf	Ptn.
1	De efficiency van het gebruik van het net op zee	De berekende P50-waarde voor de netto elektriciteitsproductie	
		Minder dan 1.300.000 MWh per jaar	1
		Gelijk of meer dan 1.300.000 MWh en minder dan 1.350.000 MWh per jaar	3
		Gelijk of meer dan 1.350.000 MWh en minder dan 1.400.000 MWh per jaar	5
		Gelijk of meer dan 1.400.000 MWh per jaar	10

Criterion: the quality of the design for the wind farm (Section 24(z)(b) of the Act) Maximum score: 10				
		Qualitative criteria	Assessment criteria	Score
1	The implementation agreement and the connection and transport agreement concluded with the offshore grid operator	The period after the permit becomes irrevocable within which the applicant (permit holder) can agree with the offshore grid operator the conditions for the implementation agreement and the connection and transmission agreement in accordance with the Electricity Act 1998.	The period is longer than twelve months	1
			The period is between six months and twelve months	5
			The period is shorter than six months	10

Criterion: the capacity of the wind farm (Section 24(2)(c) of the Act) Maximum score: 10				
		Qualitative criteria	Assessment criteria	Score
1	The generation capacity of the wind farm	The combined installed capacity of the wind farm in MW	Not less than 342 MW and less than 360 MW	1
			Equal to or greater than 360 MW and less than 370 MW	5
			Equal to or greater than 370 MW and not more than 380 MW	10

Criterion: the social costs (Section 24(2)(d) of the Act) Maximum score: 10				
		Qualitative criteria	Assessment criteria	Score
1	The efficiency of the use of the offshore grid.	The calculated P50 value for the net electricity production	Less than 1,300,000 MWh a year	1
			Equal to or greater than 1,300,000 MWh and less than 1,350,000 MWh a year	3
			Equal to or greater than 1,350,000 MWh and less than 1,400,000 MWh a year	5
			Equal to or greater than 1,400,000 MWh a year	10

Criterium: de kwaliteit van de inventarisatie en analyse van de risico's (artikel 24, tweede lid, onderdeel e, van de wet) Maximum aantal punten 20			
	Kwalitatieve maatstaven	Beoordelingsmaatstaf	Ptn.
1	Risico's met betrekking tot de ontwikkeling van de financiële opbrengst van de te produceren elektriciteit	Prijrisico's voor elektriciteit en garanties van oorsprong	1-10
		Korte termijn marktfluctuaties	
		Lange termijn prijsontwikkeling	
		De positie van windenergie op zee in de toekomstige energiemix	
2	Risico's met betrekking tot de bouw van het windpark	Volumerisico's	0-5
		Onbalanskosten	
		Korte termijn onbalanskosten	
		Ontwikkeling van de energiemix op lange termijn	
3	Risico's met betrekking tot de exploitatie van het windpark	Leveringsrisico's van cruciale onderdelen	0-5
		Beschikbaarheid geschikte productiefaciliteiten	
		Beschikbaarheid productiecapaciteit in bepaalde periode	
		Beschikbaarheid van onderdelen met een lange leverings- of productietijd	
		Transport- en installatierisico's	
		Beschikbaarheid van geschikte installatieschepen	
		Beschikbaarheid van specifieke transport- en installatieapparatuur	
		Weerrisico's in relatie tot de in te zetten transport- en installatieapparatuur en het ontwerp van het windpark	
		Werkzaamheden op zee	0-5
		Toegankelijkheid van installaties	
		Beschikbaarheid van geschikte apparatuur	
		Risico van langjarig gemiddelde windsnelheid	
		Energieopbrengst	
		Jaarlijkse variaties en invloed daarvan op de liquiditeit	
		Beschikbaarheid van de windturbine en parkbekabeling	
		Preventieve onderhoudskosten	
		Functioneren van de technologie	
		Technische faalfactoren	
		Grootschalige correctieve interventies	

Criterion: the quality of the identification and analysis of the risks (Section 24(2)(e) of the Act) Maximum score 20			
	Qualitative criteria	Assessment criteria	Score
1	Risks associated with changes in the financial yield of the electricity to be generated	Price risks for electricity and Guarantees of Origin	1-10
		Short-term market fluctuations	
		Long-term price changes	
		The position of offshore wind energy in the future energy mix	
2	Risks associated with the construction of the wind farm	Volume risks	0-5
		Imbalance costs	
		Access to sufficient funds for trading	
		Short-term imbalance costs	
		Development of the energy mix in the long term	
2	Risks associated with the construction of the wind farm	Supply risks for crucial components	0-5
		Availability of suitable generation facilities	
		Generation capacity availability in a specific period	
		Availability of components with a long lead or production time	
		Transport and installation risks	
		Availability of suitable installation vessels	
		Availability of specific transport and installation equipment	
		Weather-related risks, in terms of the transport and installation equipment to be used and the design of the wind farm	
3	Risks associated with the operation of the wind farm	Offshore activities	0-5
		Accessibility of installations	
		Availability of suitable equipment	
		Risk of average wind speed in the long term	
		Energy yield	
		Annual variations and their impact on liquidity	
		Availability of the wind turbine and infield cabling	
		Preventive maintenance costs	
		Functioning of the technology	
		Technical failure factors	
		Large-scale corrective interventions	

Criterium: de kwaliteit van de maatregelen ter borging van kostenefficiëntie (artikel 24, tweede lid, onderdeel f, van de wet) Maximum aantal punten: 40			
	Kwalitatieve maatstaven	Beoordelingsmaatstaf	Ptn.
1	Het mitigeren van risico's met betrekking tot de ontwikkeling van de financiële opbrengst van de te produceren elektriciteit	De verkoopstrategie van de opgewekte elektriciteit en garanties van oorsprong	0-20
		De contractvormen	
		De financiële sterkte van de afnemende partij	
2	Het mitigeren van risico's met betrekking tot kosten voor de bouw van het windpark	De ontwerp- en inkoopstrategie	0-10
		De zekerheid van toelevering van producten in de keten	
		Zekerheid van beschikbaarheid van belangrijkste benodigdheden en onderdelen met een lange leverings- of productietijd	
3	Het mitigeren van risico's met betrekking tot kosten van de exploitatie van het windpark	De operationele- en onderhoudsstrategie	0-10
		De optimalisatie van bereikbaarheid en beschikbaarheid van het windpark	
		Het financieel management	

Criterion: the quality of the measures to ensure cost-efficiency (Section24(2)(f) of the Act) Maximum score 40			
	Qualitative criteria	Assessment criteria	Score
1	The mitigation of risks associated with changes in the financial yield of the electricity to be generated	The sales strategy for the electricity generated and Guarantees of Origin	0-20
		The contract types	
		The financial strength of the purchaser	
2	The mitigation of risks associated with the costs for the construction of the wind farm	The design and purchasing strategy	0-10
		The security of supply of products in the chain	
		Certainty with regard to the availability of supplies and components with a long lead or production time	
3	The mitigation of risks associated with the costs of operating the wind farm	The operational and maintenance strategy	0-10
		The optimisation of the wind farm's accessibility and availability	
		The financial management	

Indicatieve waardes op een continuschaal van 0 tot 100 in procenten voor de criteria, bedoeld in artikel 24, tweede lid, onderdelen e en f, van de wet:	
indicatieve tussenwaardes op een continuschaal	
Uitstekend, met toegevoegde waarde	100%
Zeer goed, met enige toegevoegde waarde	80%
Goed	60%
Ruim voldoende	40%
Voldoende	20%
Matig	0%

Indicative values on a continuous scale from 0 to 100 expressed as percentages for the criteria referred to in Section 24(2)(e) and (f) of the Act:	
Indicative intermediate values on a continuous scale	
Excellent, with added value	100%
Very good, with some added value	80%
Good	60%
Very satisfactory	40%
Satisfactory	20%
Reasonable	0%

TOELICHTING

1. Aanleiding en doel

Op 6 september 2013 is het Energieakkoord voor duurzame groei gesloten tussen werkgevers, werknemers, natuur- en milieuorganisaties, energiebedrijven, decentrale overheden, het Rijk en vele andere organisaties. Eén van de pijlers van het energieakkoord is het opschalen van de opwekking van hernieuwbare energie. De doelstelling is 14% hernieuwbare energie te realiseren in 2020 en 16% in 2023. Eén van de bronnen hiervoor is windenergie op zee. Met de Wet windenergie op zee (hierna: de wet) is voorzien in een integraal wettelijk kader voor het op grote schaal realiseren van windenergie op zee. Het uitgangspunt van de wet is dat windparken alleen gebouwd mogen worden indien daartoe een vergunning is verleend ten behoeve van kavels die zijn aangewezen in een kavelbesluit. In 2015 en 2016 zijn de vergunningen in het windenergiegebied Borssele verleend via een procedure met subsidieverlening op grond van het Besluit stimulering duurzame energieproductie en de Regeling windenergie op zee 2015 en 2016. In 2017 is de vergunning verleend via een procedure zonder subsidie (Regeling vergunningverlening windenergie op zee kavels I en II Hollandse Kust (zuid)).

De onderhavige regeling behelst een nadere regeling van de verlening van vergunningen voor de kavels III en IV in het windenergiegebied Hollandse Kust (zuid) volgens de procedure zonder subsidie. Windenergie op zee is een technologie die volop in ontwikkeling is. De kosten van een windpark op zee variëren sterk naar gelang de keuzes die een producent maakt omtrent turbine techniek, funderingstechniek en de operationele aanpak. In de afgelopen jaren is een flinke kostendaling gerealiseerd, onder meer te zien aan de resultaten van de subsidietenders voor het windenergiegebied Borssele. Door een combinatie van structurele kostenreductie, aanhoudende conjuncturele factoren (rente, staalprijzen, overcapaciteit in offshore sector) en verwachtingen over stijgende elektriciteitsprijzen wordt steeds minder subsidie gevraagd voor de realisatie van windenergie op zee. Bij de aanvraagprocedure voor vergunningen voor de kavels I en II van het windenergiegebied Hollandse Kust (zuid) is gebleken dat het inmiddels mogelijk is windparken zonder subsidie te bouwen en te exploiteren (TK 33.561 nr. 41). Met het oog hierop is het wenselijk om de vergunningverlening voor de kavels III en IV in het windenergiegebied Hollandse Kust (zuid) in 2018 tevens volgens de procedure zonder subsidie op te zetten.

EXPLANATORY NOTES

1. Background and objective

On 6 September 2013, employers, employees, nature conservation and environmental organisations, energy companies, non-central government authorities, central government and many other bodies and organisations signed the Energy Agreement for Sustainable Growth (Energieakkoord voor duurzame groei). One of the pillars under the Energy Agreement is the resolve to upscale generation of renewable energy. The target is to achieve a 14% share for renewable energy in 2020 and a 16% share in 2023. One resource to be used for that purpose is offshore wind energy. The Offshore Wind Energy Act provides for an integrated statutory framework for the large-scale generation of offshore wind energy. A central notion in the Act is that wind farms can be built only after a permit has been issued for that purpose for sites designated in a Wind Farm Site Decision. In 2015 and 2016, permits in the Borssele Wind Farm Zone were awarded through a procedure involving the permitting of subsidies based on the Stimulation of Sustainable Energy Production Decision and the Ministerial Order for Offshore Energy 2015 and 2016. In 2017, permits were granted through a procedure without subsidy (the Ministerial Order for permitting of offshore wind energy for Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Sites I and II).

The present Ministerial Order includes further rules for the awarding of permits for Wind Farm Sites III and IV in the Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zone, in accordance with the procedure without subsidy. Offshore wind energy is a technology that is developing rapidly. The costs of an offshore wind farm vary greatly depending on the choices made by a producer as regards turbine technology, foundation technology and the operational approach. There has been a substantial reduction in costs in recent years, evident in, among other things, the results of subsidy tenders for the Borssele Wind Farm Zone. The combination of a long-term reduction in costs, lasting cyclical factors (interest, steel prices, over-capacity in the offshore sector) and expectations of rising electricity prices, has resulted in fewer and fewer applications being made for subsidies for the generation of offshore wind energy. It emerged during the application procedure for Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Sites I and II that it is now possible to construct and operate wind farms without a subsidy (House of Representatives 33.561, no. 41). Bearing this in mind, it is preferable to use the procedure without subsidy for the award of permits for Wind Farm Sites III and IV in the Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zone in 2018.

2. Aanwijzing kavels windenergie op zee

Kavels worden uitsluitend aangewezen binnen een gebied dat is aangewezen in het nationaal waterplan. Het nationaal waterplan is een beleidsplan dat op basis van de Waterwet is vastgesteld. In het Nationaal Waterplan 2016-2021 is onder meer het windenergiegebied Hollandse Kust aangewezen. Dit Waterplan is in 2016 gewijzigd om de mogelijkheid te bieden windparken te bouwen binnen een strook van 10 -12 zeemijl van de kust. In het kavelbesluit wordt bepaald waar en onder welke voorwaarden een windpark gebouwd en geëxploiteerd mag worden. TenneT is aangewezen als netbeheerder van het net op zee en wordt daarmee verantwoordelijk voor de aansluiting van de windparken op het net. Het technisch concept van TenneT gaat uit van platforms waarop ten hoogste 760 MW aan windvermogen kan worden aangesloten.

3. Aanvragen vergunning

Voor de verlening van de vergunningen voor de bouw en exploitatie van windparken op de kavels III en IV wordt bij onderhavige regeling nadere regels gesteld in verband met de aanvraag, de beoordeling van aanvragen en de onderlinge weging van de criteria voor de rangschikking die noodzakelijk is indien twee of meer aanvragen voor een vergunning in aanmerking komen.

Op grond van de wet wordt per kavel één vergunning verleend. Per vergunning wordt een aanvraag verricht. Aanvragen kunnen worden gedaan ten aanzien van elk van de twee kavels. In artikel 2 van onderhavige regeling is de periode vastgesteld waarbinnen de aanvragen voor de vergunningen voor de kavels III en IV kunnen worden ingediend. Tevens is bepaald dat voor de aanvraag gebruik gemaakt moet worden van het middel dat door de Minister van Economische Zaken en Klimaat via de website van RVO.nl beschikbaar wordt gesteld. In dit middel is aangegeven naar welk adres de aanvraag dient te worden verstuurd. Welke gegevens en bescheiden bij de aanvraag dienen te worden overgelegd, is geregeld in artikel 3 van onderhavige regeling. In de aanvraag kunnen aanvullende gegevens gemeld worden, onder meer voor het geval dat de aanvrager voor de beide beschikbare vergunningen in aanmerking wil komen en informatie wil verstrekken over de schaalvoordelen die bij de bouw en exploitatie van een windpark op beide kavels wordt bereikt.

2. Designation of offshore wind energy sites

Wind Farm Sites are designated only within a zone designated in the National Water Plan. The National Water Plan is a policy plan established on the basis of the Water Act (Waterwet) and includes, as one of its components, the National Structural Vision for Offshore Wind Energy. Among others, the Hollandse Kust Wind Farm Zone is designated in the National Water Plan 2016-2021. This Water Plan was amended in 2016 to offer the option of constructing wind farms within a 10–12 nautical mile zone off the coast. The Wind Farm Site Decision stipulates where and under which conditions a wind farm may be built and operated. TenneT has been designated the offshore grid operator and is therefore responsible for connecting the wind farms to the grid. TenneT’s technical concept is based on platforms to which a maximum of 760 MW of wind power can be connected.

3. Applying for a permit

The present Ministerial Order stipulates further rules for the construction and operation of wind farms at Wind Farm Sites III and IV in connection with the application, assessment of applications and the respective weighting of the ranking criteria which is required if two or more applications for a permit are being considered.

Under the Act, one permit is granted for each wind farm site. An application must be made for each permit. Applications may be made for a permit for each of the two wind farm sites. Article 2 of the present Ministerial Order specifies the period within which applications for permits for Wind Farm Sites III and IV may be made. There is also a stipulation requiring use to be made of the form provided by the Minister of Economic Affairs and Climate Policy through the RVO.nl website when submitting an application. The address to which the application must be sent is stated on that form. Article 3 of the present Ministerial Order stipulates the data and documents to be submitted with the application. Additional details may be stated in the application, including in cases where the applicant wishes to be considered for both available permits and wishes to provide information on the benefits of scale that would be achieved with the construction and operation of a wind farm at both sites.

4. Beoordeling van aanvragen

De wet kent naast een procedure waarbij de vergunningverlening gekoppeld wordt aan de verstrekking van subsidie een procedure zonder verlening van subsidie. Net als bij de procedure met subsidie wordt een vergunning slechts verleend als de bouw en exploitatie van het windpark uitvoerbaar is, technisch, financieel en economisch haalbaar is, alsmede voldoet aan het kavelbesluit en gestart kan worden binnen vier jaar na de datum waarop de vergunning onherroepelijk wordt. In artikel 4 van de onderhavige regeling zijn waar nodig aanvullende regels gesteld ten aanzien van deze beoordelingscriteria.

Bij de beoordeling van de financiële haalbaarheid wordt onder meer gekeken naar de omvang van het eigen vermogen. De bouw en de exploitatie van een windpark worden slechts financieel haalbaar geacht indien uit de aanvraag blijkt dat het eigen vermogen van de aanvrager ten minste 20% van de totale investeringskosten voor het windpark omvat. Indien bij de beoordeling van de aanvraag blijkt dat de aanvrager voor beide kavels een vergunning heeft aangevraagd, wordt het aandeel eigen vermogen berekend met inachtneming van de totale investeringskosten voor de windparken op beide kavels. Voor het bepalen van de omvang van het eigen vermogen kan, indien de aanvrager een samenwerkingsverband is, het eigen vermogen van de deelnemers aan het samenwerkingsverband en hunner moederonderneming(en) worden meegerekend. Als de aanvrager een dochteronderneming is, kan het eigen vermogen van de moederonderneming(en) worden meegerekend. Van een aanvraag van een samenwerkingsverband is sprake indien de aanvraag is ingediend door de samenwerkende partijen tezamen. Indien verscheidene partijen samen een vennootschap oprichten die de aanvraag indient, wordt de aanvraag aangemerkt als aanvraag van deze vennootschap en niet als aanvraag van een samenwerkingsverband.

Een gedeelte van de windparkkavels is gelegen in de Nederlandse territoriale wateren. De Nederlandse Staat is eigenaar van de bodem van de territoriale zee. Voor de bouw van installaties op deze bodem moet opstalrecht gevestigd worden. Aan de vestiging van een opstalrecht zijn kosten verbonden. Om de financiële en economische haalbaarheid van een project te beoordelen wordt derhalve ook gekeken of rekening is gehouden met de vestiging van het opstalrecht. Het opstalrecht hoeft nog niet gevestigd te zijn.

De vermogensseis in artikel 4, tweede lid, dient ertoe te voorkomen dat vergunning wordt verleend aan partijen die financieel onvoldoende solide zijn. Een aanvrager kan ook financieel voldoende solide zijn op basis van het vermogen

4. Assessment of applications

In addition to a procedure where the permit is linked to award of a subsidy, the Act also provides for a procedure without subsidy. Just like the procedure with subsidy, a permit is granted only where the construction and operation of the wind farm is capable of implementation, is technically, financially and economically feasible, complies with the Wind Farm Site Decision and can be started within four years of the date on which the permit becomes irrevocable. Article 4 of the present Ministerial Order sets out additional rules that may be applied where necessary to these assessment criteria.

The level of own assets is one of the factors examined in the assessment of financial feasibility. The construction and operation of a wind farm are regarded as financially feasible only if the application shows the applicant's own assets amount to at least 20% of the total investment costs for the wind farm. If the assessment of the application reveals the applicant has applied for a permit for both Wind Farm Sites, the proportion of own assets shall be calculated taking into account the total investment costs for the wind farms at both Wind Farm Sites. If the applicant is a collaborative venture, the level of own assets of participants in the collaborative venture and their parent company or companies can be included to determine the level of own assets. If the applicant is a subsidiary company, the own assets of the parent company or companies can be included in the calculation. If an application is submitted jointly by partners in a collaborative venture, it qualifies as an application by a collaborative venture. If several parties jointly incorporate a company that submits an application, the application will qualify as an application by that company rather than as an application by a collaborative venture.

A part of the wind farm plots is located in Dutch territorial waters. The Dutch State owns the seabed of the territorial sea. For the construction of installations on this seabed, building rights must be established. Costs may be associated with the establishment of a building rights. In order to assess the economic and financial feasibility of a project, it is therefore also examined whether the planning of building rights has been taken into account in the planning. The building right does not have to be established yet.

The purpose of the asset requirement in Article 4(2) is to prevent permits from being awarded to parties without sufficient financial substance. An applicant can also claim sufficient financial substance on the basis of the assets of

van anderen die participeren in de aanvrager. Dit komt tot uitdrukking in artikel 4, derde lid. Het eigen vermogen van andere entiteiten wordt slechts meegerekend op verzoek van de aanvrager. De schriftelijke instemming van de moederonderneming is vereist voor het meerekenen van diens eigen vermogen.

Niet is beoogd dat die ander moet instaan voor verplichtingen van de subsidie-aanvrager. Daarom moeten de begrippen moeder- en dochteronderneming in artikel 4 ruim worden uitgelegd. Zo kan, indien de aanvrager een joint venture is, het eigen vermogen van alle joint venture partners en diens moederondernemingen worden meegerekend. In geval van een besloten vennootschap in oprichting kan zowel het vermogen van de moederonderneming(en) als van de oprichtende partij worden meegerekend. Bij een aanvraag door een commanditaire vennootschap (hierna: CV) kan naast het afgescheiden vermogen van de CV ook het eigen vermogen van de beherend vennoot en diens moederonderneming(en) worden meegerekend.

5. Rangschikking van aanvragen

Op grond van artikel 24 van de wet vindt bij twee of meer aanvragen per kavel die voldoen aan de eisen, bedoeld in de artikel 14 en 23 van de wet, de verlening van de vergunning plaats volgens de rangschikking op grond van een zestel in artikel 24 van de wet genoemde kwalitatieve criteria.

In de bijlage bij de regeling is omschreven hoe de rangschikkingscriteria onderling worden gewogen. Bij rangschikking van de aanvragen wordt het meeste gewicht toegekend aan de criteria die bijdragen aan het verkrijgen van zekerheid van tijdige inbedrijfstelling van het windpark en continuïteit in de exploitatie. Daarom krijgen “de kwaliteit van de inventarisatie en analyse van de risico's” (maximaal 20 punten) en “de kwaliteit van de maatregelen ter borging van kostenefficiëntie” (maximaal 40 punten) een hoger gewicht ten opzichte van de overige criteria (ieder maximaal 10 punten).

Bij het criterium “kennis en ervaring van de betrokken partijen” wordt een aanvraag hoger gerangschikt naarmate de belangrijkste betrokken partijen bij de bouw en exploitatie van het windpark ervaring hebben met het realiseren van een windpark op zee. Bij het criterium “de kwaliteit van het ontwerp voor het windpark” wordt de planning van het project beoordeeld waarbij voor de rangschikking wordt gekeken naar de termijn waarbinnen de realisatieovereenkomst, alsmede de aansluit- en transportovereenkomst met de netbeheerder van het net op

other parties that participate in it. This is expressed in Article 4(3). The own assets of other entities will only be included if the applicant so requests. The written consent of the parent company is required if its own assets are to be included in the calculation.

This is not intended to constitute any obligation on the other party to stand surety for the applicant's liabilities. Hence, the concepts of parent company and subsidiary company in Article 4 will have to be given a broad interpretation. For example, if the applicant is a joint venture, the own assets of all partners in the joint venture and its parent companies can be included in the calculation. In the case of a private limited liability company in formation, both the assets of the parent company or companies and those of the founder can be included. If the application is submitted by a limited partnership, the own assets of the limited partner and its parent company or companies can be included in addition to the partnership's segregated capital.

5. Ranking of applications

Under Section 24 of the Act, where two or more applications which meet the requirements referred to in Section 14 and Section 23 of the Act are made for each Wind Farm Site, the permit shall be awarded in accordance with the ranking based on six of the qualitative criteria specified in Section 24 of the Act. The Appendix to the Ministerial Order sets out how the different ranking criteria are weighted. In the ranking of the applications, the greatest weight is attached to the criteria which contributes towards an assurance as regards the timely commissioning of the wind farm and continuity in its operation. Importance is also attached to the maximum energy generation of the wind farm. For this reason, greater weight is attached to “the quality of the identification and analysis of risks” (maximum score of 20) and “the quality of the measures to ensure cost-efficiency” (maximum score of 40 points) than to the other criteria (each having a maximum score of 10).

As regards the “knowledge and experience of the parties involved” criterion, the greater the experience of the key parties involved in the construction and operation of the wind farm with the development of an offshore wind farm, the higher an application will be ranked. As regards the “quality of the design for the wind farm” criterion, the schedule for the project is assessed, with the period within which the Implementation Agreement, as well as the Connection and Transmission Agreement with the offshore grid operator, TenneT, can be concluded being taken into

zee, TenneT, kunnen worden gesloten. Dit is een belangrijke eerste stap op weg naar realisatie van het windpark.

Bij het criterium “de capaciteit van het windpark” wordt een aanvraag hoger gerangschikt naarmate er – binnen de grenzen van het kavelbesluit – meer geïnstalleerd vermogen wordt gerealiseerd. Het is aannemelijk dat meer geïnstalleerd vermogen leidt tot een hogere energieproductie van het windpark. Bij het criterium “maatschappelijke kosten” wordt een aanvraag hoger gerangschikt als de verwachte elektriciteitsproductie van het windpark hoger is. Maatschappelijke kosten worden verminderd naarmate doelmatiger gebruik wordt gemaakt van het net op zee dat gebruikmakend van publieke middelen aangelegd wordt door TenneT. Bij het criterium “kwaliteit van de inventarisatie en analyse van de risico’s” wordt een aanvraag hoger gerangschikt naarmate de kwaliteit van de analyse van een hoger niveau is. Hierbij wordt in afwijking van de aanpak in de Regeling vergunningverlening windenergie op zee kavel I en II Hollandse Kust (zuid) per subcriterium een maximaal te behalen aantal punten vastgesteld ter vergroting van de transparantie voor de aanvrager.

Bij het criterium “kwaliteit van de maatregelen ter borging van kostenefficiëntie” wordt een aanvraag hoger gerangschikt naarmate de kwaliteit van de voorgenomen maatregelen van een hoger niveau zijn om de geïdentificeerde risico’s te ondervangen of mitigeren. Ook bij dit criterium wordt in afwijking van de aanpak in de Regeling vergunningverlening windenergie op zee kavel I en II Hollandse Kust (zuid) per subcriterium een maximaal te behalen aantal punten vastgesteld.

Om voldoende onderscheidend te kunnen zijn, worden de criteria “kwaliteit van de inventarisatie en analyse van de risico’s” en “kwaliteit van de maatregelen ter borging van kostenefficiëntie” gewogen op basis van een continuuschaal in procenten. Bij de overige criteria zijn stapsgewijze schalen aangehouden voor maximale transparantie voor aanvragers.

Het is mogelijk dat twee of meer aanvragen in de beoordeling een zelfde puntenaantal krijgen toegewezen. In dat geval worden de rangschikkingscriteria volgens artikel 5, tweede tot en met zesde lid, gewogen. Door deze weging geeft volgens artikel 5, tweede lid, het criterium “kwaliteit van de maatregelen ter borging van kostenefficiëntie” de doorslag. Indien dan nog steeds twee of meer aanvragen per kavel als hoogste worden gerangschikt wordt het derde lid toegepast, waardoor in dat geval het criterium “kwaliteit van de inventarisatie en analyse van de risico’s” doorslaggevend is. Overeenkomstig worden indien nodig het vierde tot en met zesde lid toegepast.

account for ranking purposes. This is an important first step on the way towards the completion of the wind farm.

As regards the “capacity of the wind farm” criterion, the greater the level of installed capacity achieved – within the limits of the Wind Farm Site Decision – the higher an application will be ranked. It is plausible that a higher level of installed capacity will result in higher energy production by the wind farm. As regards the “social costs” criterion, the higher the expected electricity production of the wind farm, the higher an application will be ranked. Social costs are reduced as more targeted use is made of the offshore grid constructed by TenneT using public funds.

As regards the “quality of the identification and analysis of risks” criterion, the higher the quality of the analysis, the higher an application will be rated. In a departure from the approach set out in the Ministerial Order for the granting of offshore wind energy permits for Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Sites I and II, to increase transparency for the applicant, for each sub-criterion a maximum number of points has been established.

As regards the “quality of measures to ensure cost-efficiency” criterion, the higher the quality of the measures taken to accommodate or mitigate the risks identified, the higher an application will be ranked. Here too, in a departure from the approach set out in Ministerial Order for the granting of offshore wind energy permits for Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Sites I and II, for each sub-criterion a maximum number of points has been established.

To enable sufficient differentiation to be made, the “quality of the identification and analysis of the risks” and “quality of the measures to ensure cost-efficiency” criteria are weighted on the basis of a continuous scale, in percentage terms. Incremental scales are used for the other criteria to ensure maximum transparency for applicants.

It is possible that two or more applications will be given the same score in the assessment. In that case, the ranking criteria as set out in Article 5(2 to 6 inclusive) will be weighted. Based on Article 5(2), that weighting makes “quality of the measures to ensure cost-efficiency” the deciding factor. If two or more applications for each Wind Farm Site are still ranked joint highest, the third paragraph will be applied, and in that case the “quality of the identification and analysis of the risks” will be the deciding factor. Accordingly, the fourth to six paragraphs inclusive will be applied where necessary.

6. Europeesrechtelijke aspecten

Op grond van de onderhavige regeling wordt geen subsidie verleend. Wel is er sprake van een bepaalde mate van voordeel voor ontwikkelaars in de vorm van vermeden kosten voor onderzoeken in het kader van de milieueffectrapportage en Passende Beoordeling. Deze kosten zijn immers in de voorbereiding op de onderhavige regeling, bij het vaststellen van de relevante kavelbesluiten, door de overheid gedragen. Tevens zijn in onderhavige regeling geen kosten verbonden aan de aanvraag voor de vergunning. De Europese Commissie heeft de door Nederland gegeven verantwoording voor de separate, locatiegerichte aanpak voor windenergie op zee als voldoende beoordeeld in het kader van toetsing op grond van de ‘Richtsnoeren staatssteun ten behoeve van milieubescherming en energie 2014-2020’ (2014/C 200/01) van het subsidiekader van het Besluit stimulering duurzame energieproductie (SDE+). De Europese Commissie heeft in haar besluit (steunregeling SA.39399 (2015/N) ingestemd met de hierboven omschreven verlaging van de kosten en daarmee het voordeel dat aan de verkrijger van de vergunning wordt gegeven.

7. Consultatie

De bijlage bij deze regeling is van 2 oktober 2018 tot en met 10 oktober 2018 opengesteld voor informele consultatie via de website www.rvo.nl. Voorafgaand aan deze consultatie zijn partijen in de periode van 27 juni tot en met 20 juli 2018 in de gelegenheid gesteld om in een drietal workshops en bilaterale gesprekken hun opvattingen over de op te stellen regeling mondeling dan wel schriftelijk kenbaar te maken. Met deze opvattingen is waar mogelijk rekening gehouden.

8. Regeldruk

Bij de onderhavige regeling moet informatie worden verstrekt over hoe het projectvoorstel presteert op de rangschikkingscriteria die in de regeling zijn uitgewerkt. Deze informatie is echter bij aanvragers al beschikbaar omdat deze relevant is voor de interne besluitvorming over het project. De verwachting is dat de regeldruk per saldo vergelijkbaar zal zijn als die bij de Regeling vergunningverlening windenergie op zee kavels I en II Hollandse Kust (zuid).

De regeldruk heeft te maken met de volgende eenmalige werkzaamheden van aanvragers van een vergunning.

6. European-law aspects

No subsidy is granted on the basis of the present Ministerial Order. However, there is a certain advantage for developers in the sense that they can avoid costs on research in connection with the environmental impact report and Appropriate Assessment. After all, those costs were borne by the government in the preparations for the present Ministerial Order and when the relevant Wind Farm Site Decisions were adopted. Furthermore, the present Ministerial Order does not attach any costs to an application for a permit. The European Commission assessed the justification given by the Netherlands for the separate, site-based approach for offshore wind energy as satisfactory as part of the evaluation based on the ‘Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020’ (2014/C 200/01) of the subsidy framework of the Stimulation of Sustainable Energy Production Decision (SDE+). In its decision (aid scheme SA.39399 (2015/N), the European Commission approved the reduction of the costs described above and thereby the advantage given to the party obtaining the permit.

7. Consultation

The Appendix to the present Ministerial Order was available for informal consultation between 2 October 2018 and 10 October 2018 inclusive via the website www.rvo.nl. Prior to that consultation, in the period between 27 June 2018 and 20 July 2018, interested parties were given the opportunity to make their views on the pending Ministerial Order known, verbally or in writing, in three workshops and bilateral talks. Where possible, account has been taken of those views.

8. Regulatory burden

With the present Ministerial Order, information on how the project proposal performs on the basis of the ranking criteria elaborated on in the Ministerial Order must be provided. However, that information is already available to applicants because it is relevant to internal decision-making on the project. Expectations are that the regulatory burden will, on balance, be similar to that experienced with the Ministerial Order for permitting Offshore Wind Energy Site I and II Hollandse Kust (zuid).

The regulatory burden relates to the following one-off activities carried out by applicants for a permit.

De aanvrager moet per aanvraag gegevens overleggen op basis waarvan de technische en financiële haalbaarheid wordt beoordeeld. Ook de productieramingen maken hier onderdeel van uit. In artikel 3 van de Regeling wordt deze informatieverplichting verder uitgewerkt, ook ten behoeve van de toetsing aan de rangschikkingscriteria. Gedurende de bouw van de productie-installatie dient jaarlijks gerapporteerd te worden over de voortgang van het project in relatie tot de planning. Het gaat om een korte beschrijving van de voortgang van het project in relatie tot een aantal ijkmomenten. Op deze wijze kan worden beoordeeld wanneer de productie-installatie in gebruik kan worden genomen en of dit binnen 4 jaar gebeurt na de datum waarop de vergunning onherroepelijk is geworden. Iedere aanvrager heeft de mogelijkheid om bezwaar en vervolgens beroep aan te tekenen tegen de vergunningverlening, respectievelijk het besluit op bezwaar. Voor het bepalen van de administratieve lasten van dit deel van het vergunningverleningsproces wordt uitgegaan van in totaal drie bezwaar- en beroepsprocedures.

Het voorgaande leidt tot het volgende globale beeld van de regeldruk. Bij het berekenen van de administratieve lasten is uitgegaan van een intern tarief van € 60 per uur. Dit resulteert in ca. € 100.000 administratieve lasten voor het indienen van ca. 12 aanvragen. Hiervan kunnen maximaal twee aanvragen gehonoreerd worden. De administratieve lasten tijdens uitvoering en voor de eindverantwoording van deze twee projecten bedragen samen ca. € 40.000. De administratieve lasten voor bezwaar- en beroepsprocedures bedragen ca. € 10.000. De totale administratieve lasten voor alle aanvragen onder deze regeling bedragen hiermee € 150.000.

9. Inwerkingtreding

Onderhavige regeling treedt op 1 januari 2019 in werking. De aanvraagperiode start 1 maart 2019 en eindigt 14 maart 2019. De inwerkingtreding vindt plaats op een van de vaste verandermomenten. Gelet op de publicatie na 1 november 2018 wordt evenwel niet voldaan aan de periode van 2 maanden tussen publicatie en inwerkingtreding. Deze afwijking van het kabinetsbeleid inzake de vaste verandermomenten is gerechtvaardigd omdat uitstel van de regeling niet in het belang is van de sector.

Door de voorafgaande consultatie en periode tussen inwerkingtreding en de aanvraagperiode 2018 wordt aanvragers voldoende gelegenheid geboden hun aanvragen voor te bereiden.

De Minister van Economische Zaken en Klimaat,

The applicant must submit details on the basis of which the technical and financial feasibility is assessed for each application. The production estimates also form part of this. This obligation to provide information is elaborated on in Article 3 of the Ministerial Order, including for the purposes of the assessment based on the ranking criteria. An annual report on the progress of the project relative to the schedule must be provided during the construction of the power generation facility. This should be a short description of the progress of the project in relation to a number of evaluation moments. This way, an assessment can be made of when the production facility can be commissioned and whether that will take place within four years of the date on which the permit became irrevocable. Each applicant has the option to submit an objection and then an appeal against the award of a permit or the decision on the objection. To determine the administrative costs of this part of the permit award process, a total of three objection and appeal procedures are assumed.

The above results in the following overall picture of the regulatory burden. The calculation of the administrative cost is based on an internal rate of €60 an hour. This results in around €100,000 in administrative costs to submit some 12 applications. Of those applications, a maximum of two can be accepted. The administrative cost during the operation and for the final report on these two projects amounts to a combined total of around €40,000. The administrative cost of objection and appeal procedures amounts to around €10,000. The total administrative cost for all applications under this Ministerial Order therefore amounts to €150,000.

9. Entry into force

The present Ministerial Order shall enter into force on 1 January 2019. The application period starts on 1 March 2019 and ends on 14 March 2019. Entry into force will take place on one of the common commencement dates. As the Ministerial Order was published after 1 November 2018, the usual two-month period between publication and entry into force will not be met. This departure from government policy on common commencement dates is justified because a deferred entry into force of the Ministerial Order would not be in the interests of the sector. Owing to the advanced consultation and the period between entry into force and the 2018 application period, applicants have been given sufficient opportunity to prepare their applications.

The Minister of Economic Affairs and Climate Policy,



3 Translation of 'Aanvraagformulier vergunning windenergiegebied Hollandse Kust (zuid) kavel III'

*(Application form permit for
Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Site III)*



Algemene toelichting

Aanvraag vergunning voor windenergiegebied Hollandse Kust (zuid) Kavel III

Waarvoor

Met dit formulier vraagt u een vergunning aan voor het bouwen en exploiteren van een windpark in het windenergiegebied Hollandse Kust (zuid) (verder HKZ) op Kavel III. U moet in dit formulier aangeven of u aanvullende gegevens wilt verstrekken wanneer u ook voor de vergunning op kavel IV in aanmerking wilt komen en daarbij schaalvoordelen wilt melden. U moet dan tevens een volledige aanvraag voor een vergunning voor kavel IV indienen met gebruikmaking van het formulier voor kavel IV.

Voorwaarden voor de aanvraag

U dient het volledig ingevulde aanvraagformulier inclusief de volledig ingevulde verplichte bijlagen in bij de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO.nl). Na sluiting van de aanvraagperiode kan een aanvraag niet meer worden aangevuld of aangepast met informatie die van invloed is op de beoordeling van de aanvraag. Een onvolledige aanvraag wordt afgewezen. De aanvraagperiode start 1 maart 2019 en sluit op donderdag 14 maart 17:00 uur.

Het aanvraagformulier en de bijlagen zijn opgesteld in het Nederlands. U moet de gevraagde gegevens aanleveren in het Nederlands of het Engels. Een aanvraag opgesteld in een andere taal wordt niet in behandeling genomen.

Dit aanvraagformulier en de bijlagen zijn voorzien van een toelichting. Lees deze zorgvuldig door. Meer informatie over de Regeling vergunningverlening windenergie op zee kavels III en IV Hollandse Kust (zuid) (verder Regeling) is te vinden op: www.rvo.nl/windenergie-op-zee. Of stuur een e-mail naar woz@rvo.nl.

Dit formulier is een met de computer invulbaar PDF-document. Vul vanwege de leesbaarheid en de eenduidigheid van de gegevens dit formulier met behulp van de computer in. Print het formulier en onderteken het handmatig. Bewaar een kopie voor eigen gebruik. Het gebruik van andere formulieren dan dit formulier is niet toegestaan.

General explanatory notes

Application for a permit for the Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zone Site III

For what purpose

With this form, you are applying for a permit to build and operate a wind farm in the Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zone (hereinafter: HKZ) at Site III. You have to indicate in this form whether you would like to supply additional details if you also wish to be considered for the permit for Site IV and wish to mention the associated economies of scale. In that case, you must also submit a full application for a permit for Site IV by using the form for Site IV.

Conditions for the application

You must submit the fully completed application form, including the fully completed mandatory appendices, to the Netherlands Enterprise Agency (RVO.nl). Once the application period has closed, it will no longer be possible to supplement or amend an application with information that could affect the assessment of the application. An incomplete application will be rejected. The application period opens 1 March 2019 and closes at 17:00 on Thursday 14 March 2019.

The application form and the appendices are set out in Dutch. You can submit the requested data in either Dutch or English. An application drawn up in another language will not be accepted.

Notes are provided to help with this application form and the appendices. Read these notes carefully. Further information on the Ministerial Order for granting of offshore wind energy permits for the Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Sites III and IV (hereinafter: the Ministerial Order) may be found at www.rvo.nl/windenergie-op-zee. Or send an email to woz@rvo.nl

This form is a PDF document that can be completed digitally. In the interest of legibility and clarity, please use a computer to complete the details in this form. Print and sign the form manually, and store a copy for your own records. The use of forms other than this one is not permitted.

Indienen van de aanvraag

Dien bij voorkeur het aanvraagformulier en alle verplichte bijlagen persoonlijk in bij RVO.nl. Het aanvraagformulier met de verplichte bijlagen moet u in een gesloten envelop indienen. Persoonlijk indienen kan uitsluitend op onderstaand adres.

**Rijksdienst voor Ondernemend Nederland
t.a.v. Team SDE Wind op Zee
Hanzelaan 310
8017 JK Zwolle
Nederland**

Maak van te voren een afspraak voor het indienen door een e-mail te sturen naar woz@rvo.nl of telefonisch met: +31 (0) 88 042 42 42. Indienen kan tot 14 maart 2019, 17:00 uur. U krijgt bij indiening een ontvangstbevestiging mee met daarop datum en tijdstip van indienen.

Door het persoonlijk indienen van de aanvraag in een gesloten envelop bij RVO.nl te Zwolle heeft u de grootste mogelijke garantie van de geheimhouding van uw aanvraag.

Indienen per post of koerier is ook mogelijk. In het geval u per post indient, is het verstandig de aanvraag per aangetekende post te versturen. Houd er rekening mee dat een te late bezorging voor uw rekening en risico komt. Wanneer u per post of koerier indient kan RVO.nl de geheimhouding van uw aanvraag niet garanderen.

RVO.nl verzoekt u naast de geprinte exemplaren van het aanvraagformulier en de bijlagen deze ook op USB-stick in de gesloten envelop aan te leveren.

Na het indienen van de aanvraag

Pas na de sluitingstermijn van de tender worden de enveloppen geopend en begint RVO.nl met de beoordeling van de aanvragen. De minister beslist op uw aanvraag binnen dertien weken na sluiting van de tender. Deze periode kan eenmaal met ten hoogste dertien weken worden verlengd.

Submitting the application

If possible, submit the application form and all mandatory appendices in person to RVO. You must submit the application form and the mandatory appendices in a sealed envelope. You can submit the documents in person at the following address only:

**Rijksdienst Voor Ondernemend Nederland
Attn. Team SDE Wind op Zee
Hanzelaan 310
8017 JK Zwolle
The Netherlands**

Make an appointment before submitting the form by sending an email to woz@rvo.nl or calling +31 (0) 88 042 42 42. The deadline for submissions is 14 March 2019 17:00. Following submission of the application form and the mandatory appendices, you will receive a confirmation of receipt stating the time and date of submission.

Submitting the application in person in a sealed envelope to RVO in Zwolle provides you with the best guarantee that the confidentiality of your application will be maintained.

You can also submit by post or courier. If you submit your application by post, you are advised to send it by registered mail. Be aware that submitting your application late is at your own risk. If you submit your application by post or courier, RVO.nl cannot guarantee its confidentiality.

In addition to the printed copies, RVO.nl requests that you also submit the application form and the appendices on a USB flash drive enclosed in a sealed envelope.

After submitting the application

Only once the tender period has closed, the envelopes will be opened and RVO.nl will begin the assessment process. The minister will make a decision on your application 13 weeks after the closure of the tender. That period can be extended once by a maximum of 13 weeks.



Aanvraagformulier

Aanvraag vergunning voor
windenergiegebied Hollandse Kust (zuid)
Kavel III
Regeling vergunningverlening windenergie op zee
kavels III en IV Hollandse Kust (zuid)

1 Gegevens aanvrager en aanvraag

1.1	Naam organisatie			
1.2	KvK-nummer			
1.3	Reden geen inschrijving handelsregister	☐ Buitenlandse organisatie ☐ Niet inschrijfplichtig		
1.4	Rechtsvorm			
1.5	Postadres	Straat		
		Huisnummer		
		of Postbus		
1.6	Postcode en plaats			
1.7	Land			
1.8	Is uw bezoekadres anders dan uw postadres?	☐ Ja > ga naar vraag 1.9 ☐ Nee > ga naar vraag 1.12		
1.9	Bezoekadres	Straat		
		Huisnummer		
1.10	Postcode en plaats			
1.11	Land			
1.12	Contactpersoon	Titel(s)		☐ M ☐ V
		Voorletter(s)	Tussenvoegsel	
		Achternaam		
1.13	Telefoon			
1.14	Mobiel			
1.15	E-mail			
1.16	Vraagt u aan namens een samenwerkingsverband?	☐ Ja, bijlage 11 is verplicht. Vul in en voeg toe. ☐ Nee		
1.17	Geef uw aanvraag voor kavel III een uniek kenmerk.			

Als u aanvraagt voor beide kavels **met** schaalvoordeel dan vult u bij punt 8.1 van de aanvraag voor kavel IV hetzelfde unieke kenmerk in als bij 1.17.



Application form

Application for a permit for the Hollandse
Kust (zuid) Wind Farm Zone
Site III
Ministerial Order for the granting of offshore wind energy
permits for the Hollandse Kust (zuid) Wind Farm
Sites III and IV

1 Applicant details

1.1	Name of organisation			
1.2	Chamber of Commerce (KvK) number			
1.3	Reason for not being entered in the Dutch Commercial Register	☐ Foreign organisation ☐ Not obliged to register		
1.4	Legal form of the company			
1.5	Postal address	Street		
		House Number		
		or PO Box		
1.6	Postcode and town/city			
1.7	Country			
1.8	Does your physical address differ from your postal address?	☐ Yes > go to question 1.9 ☐ No > go to question 1.12		
1.9	Physical address	Number		
		Addition		
		Street		
1.10	Postcode and town/city			
1.11	Country			
1.12	Contact person	Title(s)		☐ M ☐ F
		Initials	Surname prefix	
		Surname		
1.13	Telephone			
1.14	Mobile			
1.15	Email			
1.16	Are you applying on behalf of a collaborative venture?	☐ Yes, Appendix 11 is mandatory. Please complete and attach. ☐ No		
1.17	Please give your application for Site III a unique reference.			

In the event that you are applying for a permit for both sites **and** exploiting economies of scale the same reference should be entered in question 8.1 of the application form for site IV.

Aanvraagformulier

Aanvraag vergunning voor windenergiegebied Hollandse Kust (zuid)

Kavel III

Rijksdienst voor Ondernemend Nederland

2 Intermediair

De aanvrager kan gebruik maken van een gemachtigde intermediair om namens hem de aanvraag in te dienen.

2.1	Is er een andere organisatie of particulier gemachtigd namens de aanvrager om de aanvraag in te dienen?	☐ Ja, ga naar vraag 2.2		
		☐ Nee, ga naar vraag 3.1		
2.2	Gedurende welke periode bent u gemachtigd door de aanvrager?	☐ Indienen van de vergunningaanvraag.		
		☐ Uitvoeren van (rechts-)handelingen in verband met de aanvraag tot en met het moment dat over de aanvraag is beslist.		
		☐ Uitvoeren van (rechts-)handelingen in verband met de aanvraag tot en met het moment dat de machtiging is ingetrokken.		
2.3	Naam intermediair			
2.4	KvK- of Burgerservicenummer			
2.5	Postadres	Straat		
		Huisnummer		
		of Postbus		
2.6	Postcode en plaats			
2.7	Land			
2.8	Contactpersoon bij intermediair	Titel(s)		☐ M ☐ V
		Voorletter(s)	Tussenvoegsel	
		Achternaam		
2.9	Telefoon			
2.10	Mobiel			
2.11	E-mail			

Application form

Application for a permit for the Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zone

Site III

Netherlands Enterprise Agency (RVO)

2 Intermediary

Applicants may use an authorised intermediary to submit applications on their behalf.

2.1	Is another organisation or private person authorised to submit the application on the applicant's behalf?	☐ Yes, go to question 2.2		
		☐ No, go to question 3.1		
2.2	For what period are you authorised by the applicant?	☐ Submitting the application for a permit.		
		☐ Carrying out legal or other processes in relation to the application up to the moment that a decision is made.		
		☐ Carrying out legal or other processes in relation to the application up to the moment that the authorisation is withdrawn.		
2.3	Name of intermediary			
2.4	Chamber of Commerce or Citizen Service Number			
2.5	Postal address	Street		
		House Number		
		or PO Box		
2.6	Postcode and town/city			
2.7	Country			
2.8	Intermediary's contact person	Title(s)		☐ M ☐ F
		Initials	Surname prefix	
		Surname		
2.9	Telephone			
2.10	Mobile			
2.11	Email			

3 Ontwerpgegevens voor het windpark op kavel III

In dit deel van het aanvraagformulier vult u de belangrijkste ontwerpgegevens in van het ontwerp voor het windpark op kavel III (Wet windenergie op zee (verder Wet), artikel 23, lid 2, sub a).

3.1

De P50-waarde voor de netto elektriciteitsproductie

MWh/jaar

3.2

Wat is het totale geïnstalleerde vermogen waarvoor u vergunning aanvraagt?

MW

3.3

Zijn in het ontwerp niet gecertificeerde windturbines opgenomen?

☐ Nee

☐ Ja, maak in bijlage 12 aannemelijk dat u tijdig zult voldoen aan artikel 6.16d, lid 1, onderdeel c van het Waterbesluit.

Per type windturbine vult u per regel de gevraagde gegevens in.
De som van het totale geïnstalleerde vermogen moet minimaal 342 MW en maximaal 380 MW zijn en moet gelijk zijn aan de waarde onder 3.2.

3.4

Merk	Type	Vermogen	Aantal
		MW	
		MW	
		MW	

Minimaal 342 MW en maximaal 380 MW.
Dit is het vermogen zonder booster.

4 Tijdschema voor bouw en exploitatie op kavel III

In dit deel van het aanvraagformulier geeft u de data van de belangrijkste mijlpalen op. Een toelichting hierop neemt u op in de samenvattende beschrijving (bijlage 1).
(De Wet, artikel 23, lid 2, sub b en de Regeling, artikel 3, lid 3)

4.1

Beoogde datum voor het instemmen met de voorwaarden van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet voor de aansluiting en het transport van elektriciteit overeenkomstig de Elektriciteitswet 1998

4.2

Beoogde datum voor de verstrekking van opdrachten aan leveranciers en installateurs

4.3

Beoogde datum plaatsing eerste fundering

4.4

Beoogde datum plaatsing eerste windturbine

4.5

Beoogde datum start levering elektriciteit

4.6

Beoogde datum buiten bedrijf stellen van het windpark

Aangezien de data van het tijdschema gekoppeld zijn aan de datum dat de vergunning onherroepelijk is, waarbij op voorhand niet exact te voorspellen is wanneer dit zal zijn, mag u voor het onherroepelijk zijn van de vergunning de fictieve datum aanhouden van 26 juli 2019.

De datum bij 4.1 bepaalt uw score op grond van artikel 24, lid 2, onderdeel b van de Wet.

De datum bij 4.5 kan niet voor 31 maart 2022 liggen, de verwachte opleverdatum voor platform Beta.

3 Design details for the wind farm site III

Please enter the main design details of the design for the wind farm site III in this part of the application form (Section 23(2)(a) of the Offshore Wind Energy Act (hereinafter: the Act)).

3.1

The P50 value for the net electricity production

MWh/year

3.2

What is the total installed capacity for which you are applying for a permit?

MW

3.3

Does the design include non-certified wind turbines?

☐ No

☐ Yes, make a reasonable case in Appendix 12 that you will meet the requirements of Section 6.16d(1)(c) of the Water Decree in time.

Please enter the requested details in each row for each type of wind turbine. The sum total of the capacities must be a minimum of 342 MW and a maximum of 380 MW and should be equal to the value entered at 3.2.

3.4

Brand	Type	Capacity	Quantity
		MW	
		MW	
		MW	

A minimum of 342 MW and a maximum of 380 MW.
This is the capacity without Booster.

4 Timetable for construction and operation on Site III

In this part of the application form, indicate the dates of the most significant milestones. Please include explanatory notes in the summarised description (Appendix 1).
(Section 23(2)(b) of the Act and Section 3(3) of the Ministerial Order)

4.1

Planned date for agreeing with the Grid operator of the national high-voltage grid on the conditions for the connection and transport of electricity in accordance with the Electricity Act 1998

4.2

Planned date for the awarding of contracts to suppliers and installers

4.3

Planned date for the installation of the first foundation

4.4

Planned date for the installation of the first wind turbine

4.5

Planned starting date for the supply of electricity

4.6

Planned date for the decommissioning of the wind farm

Since the timetable dates are linked to the date on which the permit becomes irrevocable, being a date which cannot be predicted precisely, you may use the fictitious date of 26 July 2019 as the date on which the permit becomes irrevocable.

Under Section 24(2)(b) of the Act, the date indicated in 4.1 will determine your score.

The date indicated in 4.5 cannot be before 31 March 2022, the expected date of completion for the Beta platform.

5 Financiële gegevens

In dit deel van het aanvraagformulier vult u de belangrijkste financiële gegevens in, komend uit de exploitatieberekening (bijlage 3), jaarverslagen (bijlage 4) en het financieringsplan (bijlage 5).

5.1	Totale investeringskosten voor de productie-installatie op kavel III zonder schaalvoordeel	€
5.2	Totale investeringskosten voor de productie-installatie op kavel IV zonder schaalvoordeel	€
5.3	Totale investeringskosten voor de productie-installaties op kavels III en IV met schaalvoordeel	€

Op grond van artikel 4, tweede lid van de Regeling dient uw eigen vermogen tenminste 20% van de totale investeringskosten voor de productie-installatie te bedragen.
Let op, wanneer u ook op de andere kavel van HKZ een vergunning aanvraagt, dient uw eigen vermogen minimaal 20% van de som van de investeringskosten op beide kavels te bedragen (artikel 4, vierde lid van de Regeling).

Op uw verzoek kunt u bij de bepaling van het eigen vermogen de volgende vermogens meerekenen (Regeling, artikel 4, lid 3):

a.

Indien de aanvrager een samenwerkingsverband is, het eigen vermogen van de deelnemers aan het samenwerkingsverband.

b.

Indien de aanvrager of een deelnemer aan een samenwerkingsverband een dochteronderneming is en mits de moederonderneming daarmee schriftelijk instemt, het overige eigen vermogen van de moederonderneming.
Deze schriftelijke instemming dient u toe te voegen bij de aanvraag als onderdeel van bijlage 4.

5.4	Wilt u uw eigen vermogen aanvullen?	☐ Ja, voeg alle jaarrekeningen inclusief instemming toe als bijlage 4. ☐ Nee, alleen uw eigen vermogen telt mee. Voeg uw eigen jaarrekening toe als bijlage 4.
-----	-------------------------------------	--

Vul hieronder het totale eigen vermogen in dat is aangetoond met jaarrekeningen van uzelf en eventueel aangevuld met die van de moederonderneming(en) of deelnemer(s) aan het samenwerkingsverband.

5.5	Eigen vermogen	€
-----	----------------	---

5 Financial data

In this part of the application form, please enter the key financial data from the operation calculation (Appendix 3), annual reports (Appendix 4) and the financing plan (Appendix 5).

5.1	Total investment costs for the power generation facility at Site III without any economies of scale	€
5.2	Total investment costs for the power generation facility at Site IV without any economies of scale	€
5.3	Total investment costs for the power generation facilities at Sites III and IV including economies of scale	€

Pursuant to Section 4(2) of the Ministerial Order, your equity capital must amount to at least 20% of the total investment costs for the power generation facility.

Please note that if you are also applying for a permit for the other HKZ Site, your equity capital must amount to at least 20% of the sum total of the investment costs for both sites (Section 4(4) of the Ministerial Order).

On your request, you may include the following assets when determining your equity capital (Section 4(3) of the Ministerial Order):

a.

if the applicant is a collaborative venture, the equity capital of the participants in the collaborative venture together;

b.

if the applicant or a participant in a collaborative venture is a subsidiary company, the additional equity capital of the parent company, provided that the parent company assents to this process in writing.
Please append that written consent to the application as part of Appendix 4.

5.4	Do you wish to supplement your equity capital?	☐ Yes, Please append all annual reports as appendix 4. ☐ No, only your own equity capital counts. Please append your annual reports as appendix 4.
-----	--	--

Below, enter the sum of your equity capital as evidenced by your own annual reports and supplemented – if applicable – with those of any parent companies or participants in the collaborative venture.

5.5	Equity capital	€
-----	----------------	---

6 Voorschriften uit kavelbesluit voor kavel III

Voor een aantal voorschriften uit het kavelbesluit vragen we u gegevens aan te leveren door het invullen van vragen en toevoegen van bijlagen. Deze gegevens worden gebruikt om te verifiëren of uw aanvraag aan deze voorschriften van het kavelbesluit voldoet en u in aanmerking komt voor een vergunning. Wanneer uw aanvraag niet aan één of meer van deze bij aanvraag toetsbare voorschriften voldoet, wordt uw aanvraag afgewezen. Voorschriften waar in de aanvraag geen gegevens over worden gevraagd, worden niet als onderdeel van de aanvraag getoetst, maar zijn van toepassing zodra de vergunning is verleend.

6.1

Welke fundering(en) gaat u gebruiken? (Kavelbesluit, voorschrift 2, lid 12)
Vink aan wat voor uw geplande windpark geldt (meerdere opties zijn mogelijk).

☐ monopile

☐ tripod

☐ jacket

☐ gravity-based

☐ suction bucket

☐ anders, namelijk:

Voeg bijlage 13 toe met milieueffecten voor toetsing door de minister van Economische Zaken en Klimaat.

6.2

Gebruikt u opofferingsanodes als kathodische bescherming? (Kavelbesluit, voorschrift 2 lid 13) Als dit materiaal meer dan 5 gewicht % andere metalen dan aluminium of magnesium bevat, dan komt u niet in aanmerking voor de vergunning.

☒ Ja, van welk materiaal en wat is dan de samenstelling in gewichtspercentages?

☐ Nee. Vul dan hieronder in welke corrosiebescherming u dan toepast

6 Regulations from the Wind Farm Site Decision Site III

We ask you to supply details for a number of regulations laid down in the Wind Farm Site Decision by completing questions and providing appendices. Those details will be used to verify whether your application complies with the regulations of the Wind Farm Site Decision and whether you are eligible for a permit. If your application does not comply with one or more of these regulations, which fact will be assessed on application, your application will be rejected. Regulations for which no details are requested in the application form will not be assessed as part of the application process, but they will apply once the permit has been issued.

6.1

What foundation or foundations will you use? (Regulation 2(12) of the Wind Farm Site Decision)
Tick those that apply to your planned wind farm (multiple options are possible).

☐ monopile

☐ tripod

☐ jacket

☐ gravity-based

☐ suction bucket

☐ other, please specify;

Please submit appendix 13 with the environmental impact for assessment by the Minister of Economic Affairs and Climate Policy.

6.2

Are you using sacrificial anodes as cathodic protection? (Regulation 2(3) of the Wind Farm Site Decision) If more than 5% of the weight of this material is composed of metals other than aluminium or magnesium, you will not be eligible for the permit.

☐ Yes; which material and what is the composition in weight percentages?

☐ No. Enter details below of what corrosion protection you are using.

7 Checklist bijlagen

Vink aan wanneer een bijlage is toegevoegd. Ontbreekt één of meer van de verplichte bijlagen dan komt u niet in aanmerking voor de vergunning. **Let op**, deze bijlagen moet u altijd toevoegen, ook indien u alleen een aanvraag voor Kavel III indient met schaalvoordeel. Lees ook zorgvuldig de toelichting bij de bijlagen die aan het eind van dit formulier is toegevoegd.

De bijlagen 1 t/m 10 **moeten** bij dit aanvraagformulier worden aangeleverd.

☐ Bijlage 1	Samenvattende beschrijving van de realisatie, exploitatie en ontmanteling van het windpark (Regeling, artikel 3, lid 10, sub a) Dit is de samenvattende beschrijving voor kavel III waarin geen rekening is gehouden met schaalvoordelen die ontstaan wanneer u tevens een vergunning voor kavel IV met schaalvoordeel aanvraagt.
☐ Bijlage 2	Windrapport kavel III (Wet, artikel 23, lid 2, sub a en Regeling, artikel 3, lid 1, sub a)
☐ Bijlage 3	Exploitatieberekening: (Wet, artikel 23, lid 2, sub c en Regeling, artikel 3, lid 4). Dit is de exploitatieberekening voor kavel III waarin geen rekening is gehouden met schaalvoordelen die ontstaan wanneer u tevens een vergunning voor kavel IV met schaalvoordeel aanvraagt.
☐ Bijlage 4	Jaarrekening(en) met eventuele instemming moederonderneming (Regeling, artikel 3, lid 10, sub d)
☐ Bijlage 5	Financieringsplan (Regeling, artikel 3, lid 10, sub b)
☐ Bijlage 6	Tabel met windturbinegegevens en –locaties kavel III (Regeling, artikel 3, lid 1, sub b; Kavelbesluit, voorschrift 2, lid: 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 en 10)
☐ Bijlage 7	Tabel met kabeltracé-gegevens kavel III (Regeling, artikel 3, lid 1, sub b; Kavelbesluit, voorschrift 2, lid: 2 en 11)
☐ Bijlage 8	Overzicht van de kennis en ervaring van de betrokken partijen (Wet, artikel 23, lid 2, sub g en h en Regeling, artikel 3, lid 8 en 9)
☐ Bijlage 9	Overzicht van de inventarisatie en analyse van de risico’s (Wet, artikel 23, lid 2, sub e en Regeling, artikel 3, lid 6) Dit is de inventarisatie voor kavel III waarin geen rekening is gehouden met schaalvoordelen die ontstaan wanneer u tevens een vergunning voor kavel IV met schaalvoordeel aanvraagt. Van deze bijlage worden maximaal de eerste 50 pagina’s (A4 formaat) beoordeeld. De pagina’s 51 en verder worden niet meegenomen in de beoordeling. In de telling worden alle pagina’s meegeteld, ook titelpagina en inhoudsopgave.
☐ Bijlage 10	Beschrijving van de maatregelen ter borging van kostenefficiëntie (Wet, artikel 23, lid 2, sub f en Regeling, artikel 3, lid 7) Dit is de beschrijving voor kavel III waarin geen rekening is gehouden met schaalvoordelen die ontstaan wanneer u tevens een vergunning voor kavel IV met schaalvoordeel aanvraagt. Van deze bijlage worden maximaal de eerste 100 pagina’s (A4 formaat) beoordeeld. De pagina’s 101 en verder worden niet meegenomen in de beoordeling. In de telling worden alle pagina’s meegeteld, ook titelpagina en inhoudsopgave.

Appendices 1 up to and including 10 are **mandatory** and must be submitted with this application form.

7 Appendix checklist

Tick when you have added an appendix. Should one or more of the mandatory appendices be missing, you will not be eligible for the permit. **Please note:** these appendices are mandatory even when you only want to apply for Site III with economies of scale. Read the notes for the appendices that are added to the end of this document carefully.

☐ Appendix 1	Summarised description of the construction, operation and decommissioning of the wind farm (Section 3(10)(a) of the Ministerial Order) This is the summarised description for Site III in which no account is taken of the economies of scale that will be created if you also apply for a permit for Site IV which includes economies of scale.
☐ Appendix 2	Wind report Site III (Section 23(2)(a) of the Act and Section 3(1)(a) of the Ministerial Order)
☐ Appendix 3	Operation expenditures calculation (Section 23(2)(c) of the Act and Section 3(4) of the Ministerial Order) This is the operation expenditures (opex) calculation for Site III in which no account is taken of the economies of scale that will be created if you also apply for a permit for Site IV which includes economies of scale.
☐ Appendix 4	Annual Reports including any agreement of the parent company (Section 3(10)(d) of the Ministerial Order)
☐ Appendix 5	Financing plan (Section 3(10)(b) of the Ministerial Order)
☐ Appendix 6	Table of wind turbine details and locations Site III (Section 3(1)(b) of the Ministerial Order; Regulation 2(1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 and 10) of the Wind Farm Site Decision)
☐ Appendix 7	Table of cabling plan details Site II (Section 3(1)(b) of the Ministerial Order; Regulation 2(2) and (11) of the Wind Farm Site Decision)
☐ Appendix 8	Overview of the knowledge and experience of the parties involved (Sections 23(2)(g) and (h) of the Act and Sections 3(8) and (9) of the Ministerial Order)
☐ Appendix 9	Overview of risk assessment and analysis (Section 23(2)(e) of the Act and Section 3(6) of the Ministerial Order) This is the assessment for Site III in which no account is taken of the economies of scale that will be created if you also apply for a permit for Site IV with economies of scale. No more than the first 50 pages (A4 format) of this appendix will be evaluated. Pages 51 et seq. will not be included in the evaluation. All pages, including the title page and the contents page, will be included in the page count.
☐ Appendix 10	Description of the measures to ensure cost-efficiency (Section 23(2)(f) of the Act and Section 3(7) of the Ministerial Order) This is the description for Site III in which no account is taken of the economies of scale that will be created if you also apply for a permit for Site IV which includes economies of scale. No more than the first 100 pages (A4 format) of this appendix will be evaluated. Pages 101 et seq. will not be included in the evaluation. All pages, including the title page and the contents page, will be included in the page count

Application form Application for a permit for the Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zone
Site III

□ Appendix 11	Did you indicate in your answer to question 1.16 that you are applying on behalf of a collaborative venture? If so, this Appendix is mandatory for you. Overview of collaborative venture with signatures from all participants <i>(Section 3(1)(c) of the Ministerial Order)</i>
□ Appendix 12	Did you include non-certified turbines in your design for the wind farm? If so, this Appendix is mandatory for you. Declaration for the non-certified turbines detailed in the application <i>(Section 3(1)(c) of the Ministerial Order)</i>
□ Appendix 13	Under question 6.1, did you indicate that you will use a different type of foundation? If so, this Appendix is mandatory for you. Environmental impact of foundation <i>(Section 3(1)(b) of the Ministerial Order; Regulation 2(12) of the Wind Farm Site Decision)</i>
□ Appendix 14	Press release: If you are awarded the permit, the press office of the Ministry of Economic Affairs and Climate Policy would like to announce the details of your project in a press release immediately following the announcement of the award. You may include with your application a draft press release that contains the details which you wish to announce publicly.

8.1	Do you wish to provide additional details because you are also applying for a permit for Site IV and economies of scale would be created as a result?	☐ Yes	Enter the unique reference of your application for Site IV through which the economies of scale will be created here. You will find this reference in point 1.17 of the application for Site IV.
			Answer question 8.2 and proceed to section 9.
8.2	Do you wish to be considered for the permit for Site III without any economies of scale?	☐ No	Do not append any additional appendices. Go straight to part 10 of the form. Question 8.2 and section 9 do not apply to you.
		☐ No	Your application for Site III on its own will not be ranked. You wish your application for Site III to be assessed only with the economies of scale taken into account. Please note that you should still add all appendices as elaborated in section 7 of the form. Your application will be incomplete without these appendices.
		☐ Yes	You wish your application for Site III to be assessed with and without the economies of scale taken into account.

9 Checklist bijlagen aanvullende informatie

Deze bijlagen zijn verplicht indien vraag 8.1 met Ja is beantwoord.

☐ Bijlage A1	Samenvattende beschrijving van de realisatie, exploitatie en ontmanteling van het windpark (Regeling, artikel 3, lid 10, sub a) Voeg aanvullend de samenvattende beschrijving toe waarin wel rekening is gehouden met de schaalvoordelen die ontstaan bij de bouw en exploitatie van windparken op de kavels III en IV.
☐ Bijlage A2	Exploitatieberekening: (Wet, artikel 23, lid 2, sub c en Regeling, artikel 3, lid 4). Voeg aanvullend de exploitatieberekening toe waarin wel rekening is gehouden met de schaalvoordelen die ontstaan bij de bouw en exploitatie van windparken op de kavels III en IV.
☐ Bijlage A3	Overzicht van de inventarisatie en analyse van de risico's (Wet, artikel 23, lid 2, sub e en Regeling, artikel 3, lid 6) Voeg aanvullend het overzicht toe waarin wel rekening is gehouden met de schaalvoordelen die ontstaan bij de bouw en exploitatie van windparken op de kavels III en IV. Van deze bijlage worden maximaal de eerste 50 pagina's (A4 formaat) doorgegeven aan de experts ter beoordeling. De pagina's 51 en verder worden niet meegenomen in de beoordeling. In de telling worden alle pagina's meegeteld, ook de titelpagina en inhoudsopgave.
☐ Bijlage A4	Beschrijving van de maatregelen ter borging van kostenefficiëntie (Wet, artikel 23, lid 2, sub f en Regeling, artikel 3, lid 7) Voeg aanvullend de beschrijving toe waarin wel rekening is gehouden met de schaalvoordelen die ontstaan bij de bouw en exploitatie van windparken op de kavels III en IV. Van deze bijlage worden maximaal de eerste 100 pagina's (A4 formaat) doorgegeven aan de experts ter beoordeling. De pagina's 101 en verder worden niet meegenomen in de beoordeling. In de telling worden alle pagina's meegeteld, ook de titelpagina en inhoudsopgave.

10 Verklaring en ondertekening

Let op: dit formulier en de verplichte bijlagen dienen op papier aangeleverd te worden in een gesloten envelop. Tevens verzoekt RVO.nl u deze documenten als PDF op USB-stick in deze envelop aan te leveren.

- Hierbij verklaart de aanvrager het volgende:
- Ik ben bevoegd en/of gemachtigd om deze aanvraag te ondertekenen.
 - Dit formulier en de bijlagen zijn volledig en naar waarheid ingevuld.
 - Ik heb kennisgenomen van het feit dat de envelop met de aanvraag door RVO.nl pas wordt geopend na sluiting van de tender en dat onvolledige aanvragen worden afgewezen.

10.1	Naam ondertekenaar	
10.2	Functie	
10.3	Datum	
10.4	Handtekening	

9 Checklist additional information appendices

Economies of scale are mentioned in a number of appendices. Only append these appendices if you answered Yes to question 8.1. In this case, you must also submit an application for Site IV which includes economies of scale by using the form for Site IV. Please append the same appendices mentioned below to the application for Site IV as well.

These appendices are mandatory if you answered Yes to question 8.1.

☐ Appendix A1	Summarised description of the construction, operation and decommissioning of the wind farm (Section 3(10)(a) of the Ministerial Order) Please also append the summarised description in which account is taken of the economies of scale that will be created through the construction and operation of wind farms at Sites III and IV.
☐ Appendix A2	Operation expenditures calculation (Section 23(2)(c) of the Act and Section 3(4) of the Ministerial Order) Please also append the operation calculation in which account is taken of the economies of scale that will be created through the construction and operation of wind farms at Sites III and IV.
☐ Appendix A3	Overview of risk assessment and analysis (Section 23(2)(e) of the Act and Section 3(6) of the Ministerial Order) Please also append the overview in which account is taken of the economies of scale that will be created through the construction and operation of wind farms at Sites III and IV. No more than the first 50 pages (A4 format) of this appendix will be passed on to the experts for evaluation. Pages 51 et seq. will not be included in the assessment. All pages, including the title page and the contents page, will be included in the page count.
☐ Appendix A4	Description of the measures to ensure cost-efficiency (Section 23(2)(f) of the Act and Section 3(7) of the Ministerial Order) Please also append the description in which account is taken of the economies of scale that will be created through the construction and operation of wind farms at Sites III and IV. No more than the first 100 pages (A4 format) of this appendix will be passed on to the experts for evaluation. Pages 101 et seq. will not be included in the assessment. All pages, including the title page and the contents page, will be included in the page count.

10 Statement and signature

- The applicant is thus stating the following:
- I am competent and/or authorised to sign this application.
 - This form and the appendices have been completed truthfully and in full.
 - I am aware of the fact that the envelope containing the application will only be opened by RVO.nl after closure of the tender and that incomplete applications will be rejected.

10.1	Name of signatory	
10.2	Position	
10.3	Date	
10.4	Signature	

Toelichting bijlagen

Aanvraag vergunning voor
windenergiegebied Hollandse
Kust (zuid)

Bijlage 1 Samenvattende beschrijving van de realisatie, exploitatie en de ontmanteling van het windpark

Volgens artikel 3, tiende lid, onderdeel a van de Regeling moet u een samenvattende beschrijving geven van de realisatie, exploitatie en de ontmanteling van het windpark. Deze bestaat uit:

- Projectomschrijving: uit welke windturbines (merk, type) bestaat het windpark, waar komen ze te staan en welke infrastructuur legt u daar voor aan. Wie zijn de leveranciers van windturbines, kabels, fundamenteën en andere hardware. Voorzie dit hoofdstuk van relevante illustraties, tabellen en grafieken.
- Realisatieplan: Welke fasen moeten doorlopen worden om het windpark te realiseren, wanneer moet wat gereed zijn en welke partijen schakelt u hierbij in. De belangrijkste mijlpalen welke beoordeeld worden zijn: instemmen met voorwaarden netbeheerder, verstrekking van opdrachten aan leveranciers en installateurs, plaatsing eerste fundering, plaatsing eerste windturbine en start levering elektriciteit.
- Exploitatieplan: Wanneer start u met de exploitatie, wie exploiteert de installatie, hoe is het onderhoud geregeld en met welke partij en hoeveel jaar wilt u het park exploiteren conform de eisen van de vergunning.
- Ontmanteling: Wanneer bent u voornemens het windpark buiten bedrijf te stellen en wat is uw aanpak daarbij.

Bijlage 2 Windrapport

Volgens artikel 23, tweede lid, onderdeel a van de Wet en artikel 3, eerste lid, onderdeel a van de Regeling moet u een windenergie-opbrengstberekening (windrapport) aanleveren. Het windrapport moet per kavel opgesteld worden door een onafhankelijke organisatie met expertise op het gebied van windenergie-opbrengstberekeningen. Het windrapport bevat de resultaten van de windenergie-opbrengstberekening, waarbij gebruik wordt gemaakt van gerenommeerde rekenmodellen, omgevingsmodellen, windmodellen en windkaarten. Het windrapport bevat tenminste:

Notes on Appendices

Application for a permit for the
Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zone

Appendix I Summarised description of the construction, operation and decommissioning of the wind farm

Pursuant to Section 3(10)(a) of the Ministerial Order, you must provide a summarised description of the construction, operation and decommissioning of the wind farm. It must encompass the following aspects.

- Project description: What wind turbines (brand and type) are used in the wind farm, what is their intended location and what is the infrastructure that you will be installing for this purpose? Who are the suppliers of wind turbines, cables, foundations and other hardware? Supply the relevant illustrations, tables and graphics for this chapter.
- Implementation plan: Which phases are required to construct the wind farm, when do the various elements need to be completed and which parties will you be engaging for the work? The most important milestones that are assessed are: agreement with the grid operator's conditions, granting of contracts to suppliers and installers, installation of the first foundation, installation of the first wind turbine and the start date for the supply of electricity.
- Operating plan: When will you commence operations, who will operate the power generating facility, how has maintenance been arranged and with which party, and for how many years do you intend to operate the farm in accordance with the permit requirements?
- After operations have finished: When do you intend to decommission the wind farm and what will your approach be in this regard?

Appendix 2 Wind report

Pursuant to Section 23(2)(a) of the Act and Section 3(1)(a) of the Ministerial Order, you must supply a wind energy yield calculation (wind report). A wind report must be prepared for each site by an independent organisation with expertise in the field of wind energy yield calculations. The wind report contains the results of the wind energy yield calculations, which make use of well-established calculation models, environmental models, wind models and wind maps. The wind report must contain at least:

- de locatiegegevens van het windpark (per windturbine de coördinaten opgeven);
- merk en type;
- technische specificaties van de beoogde windturbines, waaronder ashoogte, rotordiameter en vermogenscurve;
- de lokale windgegevens voor het windpark;
- een berekening van de P50-waarde voor de netto elektriciteitsproductie op jaarbasis van het windpark;
- bij de berekening van de P50-waarde voor de netto elektriciteitsproductie zijn de beschikbaarheid, zogeeffecten, elektriciteitsverliezen en terugregelverliezen opgenomen, waarbij voor het zogeeffect, uitsluitend rekening wordt gehouden met het windpark waarvoor de aanvraag wordt gedaan en het windpark Luchterduinen. De relevante gegevens van windpark Luchterduinen kunt u vinden op de website bij de formulieren voor deze aanvraag.

Met terugregelverliezen dient u rekening te houden indien u gebruik wilt maken van overplanting. TenneT garandeert een afname van 350 MW per kavel. In geval van overplanting, moet u rekening houden met terugregelverliezen indien de exportkabel van TenneT te warm wordt. TenneT heeft hiervoor enkele studies gepubliceerd op hun website. Ook heeft TenneT aangegeven dat per kavel een maximale afnamecapaciteit geldt van 380 MW op het platform van TenneT.

Het kavelbesluit schrijft voor dat het totaal geïnstalleerd vermogen minimaal 342 en maximaal 380 MW bedraagt. Hier wordt het vermogen zonder een eventuele booster bedoeld.

Bijlage 3 Exploitatieberekening

Volgens artikel 23, tweede lid, onderdeel c van de Wet moet u een raming van de kosten en opbrengsten aanleveren. Volgens artikel 3, vierde lid van de Regeling bevat deze raming in ieder geval een exploitatieberekening.

De exploitatieberekening bevat tenminste:

1. een specificatie van de investeringskosten per component van de productie-installatie;
2. een overzicht van alle kosten en baten van de productie-installatie;
3. een berekening van het projectrendement over de looptijd van het project.

Een onaannemelijke exploitatieberekening is een grond uw aanvraag af te wijzen op grond van artikel 14, eerste lid, onderdeel e van de Wet. Om dit te kunnen toetsen is het van belang dat de investeringskosten en de kosten en baten tijdens de exploitatie in voldoende detail gespecificeerd zijn.

- the location details of the wind farm (indicate the coordinates of each wind turbine);
- brand and type;
- technical specifications of the desired wind turbines, including axis height, rotor diameter and capacity curve;
- the local wind data for the wind farm;
- a calculation of the P50 value for the net electricity production per annum of the wind farm.
- In calculating the P50 value for the net electricity production, the availability, wake effects, electricity losses and curtailment losses are taken into account; for the wake effect, only the wind farm for which the application is made and the Luchterduinen wind farm are taken into account. The relevant information on the Luchterduinen wind farm can be found on the website under the forms for this application.

If you wish to use overplanting, you will have to take curtailment losses into account. TenneT guarantees a take-up of 350 MW for each site. In the case of overplanting, you will have to take curtailment losses into account if TenneT's export cable gets too hot. TenneT has published several studies on this issue on its website. TenneT has also indicated that a maximum take-up capacity of 380 MW will apply to each site.

The Wind Farm Site Decision also stipulates that the total installed capacity will be a minimum of 342 MW and a maximum of 380 MW. Capacity is understood here to mean without any booster.

Appendix 3 Operation calculation

Pursuant to Section 23(2)(c) of the Act, you must supply an estimate of the costs and revenue. Pursuant to Section 3(4) of the Ministerial Order, that estimate must in any case contain an operation calculation.

The operation calculation must contain at a minimum:

1. a specification of the investment costs per component of the power generation facility;
2. an overview of all costs and benefits of the power generation facility;
3. a calculation of the return on investment over the project period.

An implausible operation calculation is grounds for rejecting your application pursuant to Section 14(1)(e) of the Act. To assess the plausibility of the calculation, it is essential that the investment costs and the costs and benefits during operations are specified in sufficient detail.

RVO.nl stelt een exploitatierekenmodel ter beschikking in de vorm van een Excel werkblad. Dit rekenmodel kunt u downloaden. U dient dit model te gebruiken voor de berekening van het projectrendement. Hiernaast berekent dit model het rendement op eigen vermogen en de DSCR (Debt Service Coverage Ratio). U mag naast het exploitatie-model van RVO.nl ook een eigen model voor de exploitatie-berekening gebruiken. Indien u gebruik maakt van een eigen exploitatiemodel dient u dit model toe te lichten en met name duidelijk te maken hoe u het projectrendement hebt berekend.	RVO.nl will provide an operation calculation model in the form of an Excel worksheet for you to download. This model should be used to calculate the project yield, the average return on equity and the DSCR (Debt Service Coverage Ratio). In addition to the operation model provided by RVO.nl, you may also use your own model for the operation calculation. If you do use your own operation model, you must explain the model, clearly showing in particular how you calculated the project yield.	Installation: - Storage marshalling harbour (if applicable); - Mobilisation installation vessel; - Transport & Installation; - Demobilisation installation vessel; - Support vessels. Infield cabling; Supply: - Supply infield cables; - Transport to storage (if applicable).	installation: - storage marshalling harbour (if applicable); - mobilisation installation vessel; - transport & installation; - demobilisation installation vessel; - support vessels. infield cabling; supply: - supply infield cabling; - transport to storage (if applicable).
De verplichte onderdelen van de exploitatieberekening worden toegelicht in §3.1, 3.2 en 3.3.	The mandatory components of the operation calculation are explained in §3.1, 3.2 and 3.3.	Installation: - Mobilisation cable laying vessel; - Mobilisation cable burial vessel; - Transport & installation cable laying; - Cable burial; - Demobilisation cable laying vessel; - Demobilisation cable burial vessel; - Cable pull in and termination.	installation: - mobilisation cable laying vessel; - mobilisation cable burial vessel; - transport & installation cable laying; - cable burial; - demobilisation cable laying vessel; - demobilisation cable burial vessel; - cable pull-in and termination.
Kosten zeegrond binnen de 12-mijlszone. De kavels III en IV bevinden zich voor ongeveer 70% (Kavel III: 70.94%, Kavel IV: 68.02%) binnen de ‘12-mijlszone’, waar de Nederlandse staat eigenaar is van de zeebodem. Voor het gebruik van de zeegrond binnen de 12-mijlszone zijn reserveringskosten, huurkosten en retributie verschuldigd voor dat deel van de kavel dat binnen de 12-mijlszone ligt. Het rekenmodel houdt rekening met de percentages behorend bij de geselecteerde kavel(s). Voorafgaand aan de productie en tijdens de afbouwperiode zijn reserveringskosten verschuldigd. Deze kosten vallen buiten de exploitatieperiode en worden voor de eerste 4 jaren automatisch ingevuld als één investeringspost (zie 3.1) Bij aanvang van de exploitatieperiode is eenmalig huur verschuldigd voor de veldbekabeling. Het huurbedrag wordt automatisch ingevuld als een investeringspost. Gedurende de exploitatieperiode is een vergoeding voor het recht van opstal (retributie) verschuldigd. De geïndexeerde retributie wordt automatisch ingevuld als operationele kostenpost. Voor de (geïndexeerde) reserveringsvergoeding in het afbouwjaar zal het model een reserveringsopbouw voorstellen. Het staat u vrij deze naar wens aan te passen of als CAPEX op te voeren.	Costs related to the seabed within the 12-nautical mile zone. Approximately 70% of Wind Farm Sites (III: 70.94%, IV: 68.02%) are located within the ‘12-nautical mile zone’, where the Dutch State owns the seabed. Use of the seabed within the 12-nautical mile zone is subject to the payment of reservation costs, rent costs and a fee for the right of superficies for that part of the site located within the 12-nautical mile zone. The calculation model takes into account the percentages pertaining to the site or sites selected. Reservation costs are payable prior to the production period and during the decommissioning period. Those costs fall outside the operating period and will be entered automatically as a single investment item for the first four years (see 3.1). A one-off rent payment for the field cabling is payable at the commencement of the operating period. The rent is entered automatically as an CAPEX item. A payment (fee) for the right of superficies is due during the operating period. The indexed fee is entered automatically as an operating expense item. The model will suggest building up a reserve for the (indexed) reservation fee in the decommissioning year. You have the option to adjust it as you wish or to enter it as capital expenditure.	Wind turbine generators; Supply: - Supply WTG’s; - Transport to marshalling harbour (if applicable). Installation: - Mobilisation installation vessel; - Transport and installation WTG’s; - Demobilisation installation vessel; - Commissioning WTG’s; Financing costs; Legal; Project development; Insurance. Geef een korte toelichting per investeringspost.	wind turbine generators; supply: - supply WTGs; - transport to marshalling harbour (if applicable). installation: - mobilisation installation vessel; - transport and installation WTGs; - demobilisation installation vessel; - commissioning WTGs; Financing costs; Legal; Project development; Insurance. Provide a short explanation for each investment item.
3.1. Een specificatie van de investeringskosten per component van de productie-installatie De reserveringsvergoeding voor de eerste 4 jaren is een vast bedrag en niet wijzigbare investeringspost. De eenmalige huurkosten, te betalen 1 jaar na onherroepelijk worden vergunning, zijn eveneens als vaste CAPEX post opgevoerd. Een standaard internationaal veel gebruikte lijst voor de investeringskosten welke RVO.nl adviseert: Foundations; Supply: - Primary steel; - Secondary steel; - Appurtenances and coating; - Transport (from fabricator to marshalling harbour if applicable).	3.1 A specification of the investment costs per component of the power generation facility The reservation fee for the first four years is a fixed amount and is a non-changeable investment item. The Rental costs, payable 1 year after the permit became irrevocable are entered automatically as a CAPEX item. A standard list, commonly used internationally and recommended by RVO.nl, for the investment costs: foundations; Supply: - primary steel; - secondary steel; - appurtenances and coating; - transport (from fabricator to marshalling harbour if applicable).	3.2. Een overzicht van alle kosten en baten van de productie-installatie Aan de batenkant specificeert u gedurende de hele looptijd per jaar: - Hoeveel MWh u produceert. Dit is de P50-waarde voor de netto elektriciteitsproductie. - De marktwaarde per MWh waarvoor u de elektriciteit verkoopt. Voor de marktwaarde mag u uitgaan van de prognose die RVO.nl beschikbaar stelt in het exploitatie-model. U mag ook uw eigen prognose gebruiken. Houd daarbij rekening met de jaarlijkse indexering en prijsafspraken met de afnemer van de geproduceerde energie. - De waarde per MWh waarvoor u de Garanties van Oorsprong (GvO's) verkoopt. Houd rekening met de jaarlijkse indexering en prijsafspraken met de afnemer van de geproduceerde energie.	3.2 An overview of all costs and benefits of the power generation facility On the benefits side, please specify for each year throughout the period: - the quantity in MWh that you will produce. This is the P50-value for the net electricity production; - the market value per MWh of the electricity that you sell. You may base the market value on the forecast provided by RVO.nl on the mijnrvo.nl website. You may also use your own forecast. Take account of the annual indexation and price agreements with the purchaser of the generated electricity in this regard; - the value per MWh for which you sell the Guarantees of Origin (GoOs). Take account of the annual indexation and price agreements with the purchaser of the generated electricity.

Aan de kostenkant specificeert u per jaar gedurende de hele looptijd de kosten. U kunt bijvoorbeeld de kosten uitsplitsen in de onderstaande hoofdposten, maar u mag ook een eigen onderverdeling gebruiken:

1. Kosten opstalrecht (automatisch ingevuld)
2. Reserveringsopbouw reserveringsvergoeding laatste jaar
3. Garantie;
4. Onderhoud;
5. Netwerk (vastrecht en variabel);
6. Personeel;
7. Administratie;
8. Monitoringssysteem;
9. Verzekeringen;
10. Reservedelen;
11. Afvoer;
12. Kosten reservering ontmanteling (incl. kosten bank garantie voor ontmanteling);
13. Onvoorzien;
14. Overige;
15. Legal & finance;
16. Adviseurs;
17. Rente en afschrijving.

Geef een separate korte toelichting per post eventueel voorzien van een offerte.

3.3 Een berekening van het projectrendement over de looptijd.

Het projectrendement in het RVO.nl model wordt berekend volgens de interne rentevoet methode (Internal Rate of Return, IRR) waarbij NPV = 0.

$$NPV = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+r)^n} = 0$$

In deze vergelijking is N de looptijd in jaren, n is het jaarnummer, Cn de cashflow in dat jaar, r is het gezochte projectrendement en NPV is de netto contante waarde (Nett Present Value). De cashflow in een jaar is gedefinieerd als netto winst + afschrijving + rente. Jaar 0 is het eerste jaar dat geïnvesteerd is. De netto winst is de winst na verrekening van vennootschapsbelasting. Indien er sprake is van een verlies in enig jaar, mag u dit verlies verrekenen in het volgend jaar. Hiermee drukt u het belastbaar inkomen in dat jaar. U betaalt alleen belasting bij een positief resultaat.

Naast de hiervoor vermelde verplichte onderdelen van de exploitatieberekening berekent het RVO.nl model ook de DSCR (Debt Service Coverage Ratio) en het Rendement op Eigen Vermogen (REV).

On the costs side, please specify the costs for each year throughout the period. You could, for example, split costs into the main cost items, although you may also use your own categories:

1. Costs of Right of Superficies (completed automatically)
2. Reservation build-up for the reservation fee in the final year
3. warranty;
4. maintenance;
5. network (standing and variable charge);
6. staff;
7. administration;
8. monitoring system;
9. insurance policies;
10. spare parts;
11. removal;
12. costs of decommissioning reserve (including costs of bank guarantee for decommissioning);
13. unforeseen;
14. other;
15. legal & finance;
16. advisers;
17. interest and depreciation.

Provide a separate short explanation per item, including a quotation if necessary.

3.3 A calculation of the return on investment over the period

In the RVO.nl model, the project yield is calculated according to the internal rate of return (IRR) method where NPV = 0.

$$NPV = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+r)^n} = 0$$

In this equation, N is the term in years, n is the year number, Cn is the cash flow in that year, r is the desired project yield and NPV is the net present value. The cash flow in a year is defined as the net profit + depreciations + interest. Year 0 is the first year of investment. The net profit is the profit after corporation tax. If there is still a loss in any year, you may offset this loss in the subsequent year. In doing so, you will reduce the taxable income in that year. You will only pay tax on a positive result.

In addition to the mandatory components of the operation calculation indicated above, the RVO.nl model also calculates the debt service coverage ratio (DSCR) and the return on equity (ROE).

De DSCR is de maatstaf die gehanteerd wordt om te bepalen of een gefinancierde onderneming in staat is aan de rente en aflossingsverplichtingen te voldoen. De DSCR is gedefinieerd als:

$$DSCR = \frac{Resultaat\ na\ belasting\ +\ afschrijving\ +\ rente}{Aflossingen\ +\ rente}$$

Het Rendement op Eigen Vermogen wordt ook volgens de IRR methode berekend, maar nu niet op basis van de investering maar op basis van de inbreng van het eigen vermogen.

Bijlage 4 Jaarrekening(en)

Op grond van artikel 14, eerste lid, onderdeel c van de Wet en artikel 4, tweede lid van de Regeling wordt uw aanvraag afgewezen indien uw eigen vermogen kleiner is dan 20% van de totale investeringskosten voor de productie-installatie. Dit eigen vermogen toont u aan met de jaarrekeningen die u volgens artikel 3, tiende lid, onderdeel d van de Regeling moet overleggen. Let op, wanneer u ook op de andere kavel van HKZ aanvraagt, dient volgens artikel 4, vierde lid van de Regeling uw eigen vermogen minimaal 20% te zijn van de som van de investeringskosten op beide kavels.

U kunt op uw eigen verzoek uw eigen vermogen aanvullen met de eigen vermogens van de:
a. deelnemers indien u een samenwerkingsverband bent of
b. moederonderneming(en) indien u een dochteronderneming bent en de moederonderneming(en) hier schriftelijk mee instemt.

U stuurt als aanvrager uw meest recent vastgestelde jaarrekening mee en voor zover relevant die van de moederonderneming(en) en/of de deelnemers aan het samenwerkingsverband. Het jaar waarop die jaarrekeningen betrekking hebben ligt ten hoogste drie kalenderjaren voor het jaar waarin de vergunning aanvraag ten laatste wordt ontvangen. Wanneer u een jaarrekening mee laat tellen, niet zijnde uw jaarrekening, dient u een schriftelijke instemming mee te sturen met de aanvraag als onderdeel van deze bijlage.

Bijlage 5 Financieringsplan

Volgens artikel 3, tiende lid, onderdeel b van de Regeling moet u een financieringsplan aanleveren. In het financieringsplan geeft u aan welk percentage van de investering u voornemens bent zelf te financieren en welk deel door derden wordt gefinancierd. Dit percentage moet overeenkomen met wat in de exploitatieberekening is genoemd.

The DSCR is the measure that is applied to determine whether a financed business is capable of meeting its interest and repayment obligations. The DSCR is defined as:

$$DSCR = \frac{Result\ after\ tax\ +\ depreciation\ +\ interest}{Repayments\ +\ interest}$$

The return on equity is also calculated according to the IRR method, but this figure is based on the contribution of equity capital rather than on the investment.

Appendix 4 Annual accounts

Pursuant to Section 14(1)(c) of the Act and Section 4(2) of the Ministerial Order, your application will be rejected if your equity capital is less than 20% of the total investment costs for the power generation facility. Please demonstrate this equity capital using the annual accounts which you must submit in accordance with Section 3(10)(d) of the Ministerial Order. Please note that if you are also making an application for the other HKZ site, your equity capital must be at least 20% of the sum total of the investment costs for both sites pursuant to Section 4(4) of the Ministerial Order. At your own request, you may supplement your equity capital with the equity capital of the

- a. participants if you are part of a collaborative venture or
- b. those of the parent company or companies if you are a subsidiary company and the parent company or companies agree(s) to this practice in writing.

As the applicant, please submit your most recently adopted annual accounts and, if relevant, those of the parent company or companies and/or the participants in the collaborative venture. The year to which those annual accounts relate must be no more than three calendar years before the year in which the permit application is received at the latest. If you include annual accounts which are not your own annual accounts, you must send a written declaration of consent with the application as part of this Appendix.

Appendix 5 Financing plan

Pursuant to Section 3(10)(b) of the Ministerial Order, you must submit a financing plan. In the financing plan, you must indicate which percentage of the investment you intend to finance yourself and which part will be financed by third parties. This percentage must correspond with the percentage specified in the operation calculation.

Bijlage 6 Tabel met windturbine gegevens en locaties

U dient een tabel aan te leveren met daarin per windturbine een aantal gegevens. Deze gegevens dienen gelijk te zijn aan de gegevens in andere bijlagen. De gevraagde gegevens worden gebruikt om te verifiëren of het windpark voldoet aan voorschrift 2 lid: 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 en 10 uit het Kavelbesluit.

Per windturbine levert u per regel de onderstaande gegevens aan in een tabel. Achter elk gegeven staat met welke nauwkeurigheid u dit dient aan te leveren.

- a). Merk
- b). Type
- c). Ashoogte meter MSL [][][], [][] m
- d). Rotordiameter (m) [][][], [][] m
- e). Vermogen (MW) [][], [][] MW
- f). Positie van het hart van de windturbine in UTM (ETRS89, zone 31)
UTM Noordelijk [][][][][][], [][]
UTM Oostelijk [][][][][], [][]

Let er bij de keuze van de positie van een windturbine op dat de gehele windturbine inclusief rotorbladen zich altijd, dus bij alle windrichtingen, binnen de voorgeschreven grenzen van de kavel bevindt. De bladen mogen nooit buiten de kavelgrenzen komen. Ook moet de minimale afstand tussen de windturbines minimaal 4 maal de rotordiameter bedragen uitgedrukt in meters.

RVO.nl verzoekt u de gegevens digitaal aan te leveren op een USB stick in een Excel document, of een Geodatabase file compatible met ArcGIS 10.1, of een shapefile met alle bijbehorende bestanden incl. coördinatenstelsel in ETRS89. De gegevens in de papieren bijlage blijven leidend voor de aanvraag.

Bijlage 7 Tabel met kabeltracé gegevens

U levert per kabel een tabel aan waarin het tracé is vastgelegd. Het tracé van de aansluitverbinding naar het platform moet zich geheel in het gebied bevinden dat is omschreven in voorschrift 2 lid 2 uit Kavelbesluit. Verder worden de tracébeschrijvingen gebruikt om te verifiëren of het tracé voldoet aan voorschrift 2 lid 11 uit het Kavelbesluit dat zegt dat de kabels vanaf de windturbines moeten worden aangesloten op platform.

Appendix 6 Table of wind turbine details and locations

You must supply a table containing a number of details for each wind turbine. These details must be identical to the details provided in other appendices. The requested details will be used to verify whether the wind farm meets the requirements of Regulation 2 (1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 and 10) of the Wind Farm Site Decision.

Please supply a table for each wind turbine, in which each line contains the values indicated below. Each detail is provided with the corresponding degree of accuracy required.

- a). Brand
- b). Type
- c). Axis height in metres MSL [][][], [][] m
- d). Rotor diameter (m) [][][], [][] m
- e). Capacity (MW) [][], [][] MW
- f). Position of the heart of the wind turbine in UTM (ETRS89, zone 31)
UTM northern [][][][][][], [][]
UTM eastern [][][][][], [][]

The capacity of the turbine is the maximum capacity that the turbine can generate according to the manufacturer. When choosing the position of a wind turbine, make sure that the entire wind turbine, including rotor blades, always remains within the prescribed boundaries of the site, regardless of the wind direction. The blades must never be located outside the site area. The minimum distance between the wind turbines must be at least four times the rotor diameter expressed in metres.

RVO.nl asks you to provide the details in digital form on a USB flash drive in an Excel document, or in a Geodatabase file compatible with ArcGIS 10.1, or in a shape file with all corresponding files, including coordinates, in ETRS89. The details in the paper appendix will remain guiding for the application.

Appendix 7 Table of cabling plan details

Please provide a table which sets out each cable section. The location of the connections to the platform must be entirely located in the area defined in Regulation 2(2) of the Wind Farm Site Decision. Furthermore, the cable corridor plan will be used to verify whether the plan meets the requirements of Regulation 2(11) of the Wind Farm Site Decision, which states that the cables from the wind turbines must be connected to the platform.

Een kabeltracé omschrijft u door middel van relevante hoekpunten en rechte lijnen tussen de hoekpunten. De rechte lijnen tussen de hoekpunten en de hoekpunten zelf moeten zich volledig binnen de voorgeschreven gebieden bevinden. De hoekpunten legt u vast in UTM Noordelijk en Oostelijk met de volgende nauwkeurigheid:

- UTM (ETRS89, zone 31)
UTM Noordelijk [][][][][][], [][]
UTM Oostelijk [][][][][], [][]

RVO.nl verzoekt u de gegevens digitaal aan te leveren op een USB stick in een Excel document, of een Geodatabase file compatible met ArcGIS 10.1, of een shapefile met alle bijbehorende bestanden incl. coördinatenstelsel in ETRS89. De gegevens in de papieren bijlage blijven leidend voor de aanvraag.

Bijlage 8 Overzicht van de kennis en ervaring van de betrokken partijen

Deze bijlage bevat gegevens die verplicht zijn volgens artikel 23, tweede lid, onderdelen g en h van de Wet:

- een lijst met de bij de bouw en exploitatie van het windpark betrokken partijen. Artikel 3, achtste lid van de Regeling schrijft voor dat dit de volgende partijen betreft:
 - o de aanvrager en indien de aanvrager een samenwerkingsverband betreft, elke deelnemer aan het samenwerkingsverband;
 - o de verantwoordelijke partij voor het projectmanagement
 - o de leverancier van de windturbines;
 - o de installateur van de windturbines;
 - o de leverancier van de funderingen;
 - o de installateur van de funderingen;
 - o de leverancier van de parkbekabeling;
 - o de installateur van de parkbekabeling;
 - o de verantwoordelijke voor het onderhoud en de bediening van het windpark.
- een beschrijving van de kennis en ervaring van de betrokken partijen. Artikel 3, negende lid van de Regeling schrijft voor dat de kennis en ervaring van de betrokken partijen betrekking heeft op windparken op zee. Deze kennis en ervaring omvat:
 - o het geïnstalleerd vermogen van de windparken waarvoor door de verantwoordelijke partij voor het projectmanagement tijdens de bouw het projectmanagement is gedaan;
 - o het aantal door de leverancier geleverde windturbines;
 - o het aantal door de installateur geïnstalleerde windturbines;
 - o het aantal door de leverancier geproduceerde funderingen;
 - o het aantal door de installateur geïnstalleerde funderingen;

Please describe cable sections using relevant corner points and straight lines between the corner points. The straight lines between the corner points and the corner points themselves must be located entirely within the prescribed coordinates. Please ensure that you establish the corner points in UTM northern and eastern with the following degree of accuracy:

- UTM (ETRS89, zone 31)
UTM northern [][][][][][], [][]
UTM eastern [][][][][], [][]

RVO.nl asks you to provide the details in digital form on a USB flash drive in an Excel document, or in a Geodatabase file compatible with ArcGIS 10.1, or in a shape file with all corresponding files, including coordinates, in ETRS89. The details in the paper appendix will remain guiding for the application.

Appendix 8 Overview of the knowledge and experience of the parties involved

This Appendix contains details which are mandatory pursuant to Section 23(2)(g) and (h) of the Act:

- a list of the parties involved in the construction and operation of the wind farm. It is laid down in Section 3(8) of the Ministerial Order that this list concerns the following parties:
 - o the applicant and, if the applicant is a collaborative venture, each participant in the collaborative venture;
 - o the party responsible for the project management;
 - o the supplier of the wind turbines;
 - o the installer of the wind turbines;
 - o the supplier of the foundations;
 - o the installer of the foundations;
 - o the supplier of the site cabling;
 - o the installer of the site cabling;
 - o the party responsible for the maintenance and operation of the wind farm.
- a description of the knowledge and experience of the parties involved. It is laid down in Section 3(9) of the Ministerial Order that the knowledge and experience of the parties involved shall pertain to offshore wind farms. That knowledge and experience shall cover:
 - o the installed capacity of the wind farms for which the party responsible for project management during construction performed the project management;
 - o the number of wind turbines supplied by the supplier;
 - o the number of wind turbines installed by the installer;
 - o the number of foundations produced by the supplier;
 - o the number of foundations installed by the installer;

- o het aantal windturbines waarvoor door de leverancier parkbekabeling is geleverd;
- o het aantal windturbines dat door de installateur van de parkbekabeling is aangesloten;
- o het geïnstalleerd vermogen van de windparken dat de verantwoordelijke voor het onderhoud en de bediening in onderhoud heeft en bedient.

De in deze bijlage aangeleverde gegevens worden gebruikt bij de onderlinge weging van de rangschikkingscriteria zoals bedoeld in artikel 24, tweede lid onderdeel a van de Wet. De weging in punten is verder uitgewerkt in de bijlage bij de Regeling.

Bijlage 9 Overzicht van de inventarisatie en analyse van de risico’s

De inventarisatie en analyse van de risico’s, bedoeld in artikel 23, tweede lid, onderdeel e, van de Wet, omvat volgens artikel 3, zesde lid van de Regeling ten minste:

- a. de risico’s bij de bouw van het windpark;
- b. het risico van fluctuerende elektriciteitsprijzen en de waarde van garanties van oorsprong;
- c. de risico’s bij de exploitatie van het windpark.

De in deze bijlage aangeleverde gegevens worden gebruikt bij de onderlinge weging van de rangschikkingscriteria zoals bedoeld in artikel 24, tweede lid, onderdeel e van de Wet. De weging in punten is verder uitgewerkt in de bijlage van de Regeling.

Van deze bijlage worden maximaal de eerste 50 pagina’s (A4 formaat) beoordeeld. De pagina’s 51 en verder worden niet meegenomen in de beoordeling. In de telling worden alle pagina’s meegeteld, ook titelpagina en inhoudsopgave.

Bijlage 10 Beschrijving van de maatregelen ter borging van kostenefficiëntie

De omschrijving van de maatregelen ter borging van de kostenefficiëntie, bedoeld in artikel 23, tweede lid, onderdeel f, van de Wet omvat ten minste de methodes van risicobeheersing, de wijze waarop risico’s in het verleden zijn geborgd en bij thans lopende projecten voor windenergie op zee worden geborgd, alsmede de voorgenomen mitigerende maatregelen ten aanzien van de in artikel 3, zesde lid van de Regeling bedoelde risico’s. Deze risico’s hebt u in bijlage 9 beschreven.

- o the number of wind turbines for which the supplier supplied site cabling;
- o the number of wind turbines connected by the installer of the site cabling;
- o the installed capacity of the wind farms which the party responsible for maintenance and operation maintained and operated.

The details supplied in this Appendix will be used during the respective weighting of the ranking criteria as referred to in Section 24(2)(a) of the Act. The weighting on the basis of points is elaborated further in the Appendix to the Ministerial Order.

Appendix 9 Overview of the identification and analysis of the risks

Pursuant to Section 3(6) of the Ministerial Order, the identification and analysis of the risks as referred to in Section 23(2)(e) of the Act shall at least contain:

- a. the risks involved in the construction of the wind farm;
- b. the risk of fluctuating electricity prices and the value of Guarantees of Origin;
- c. the risks involved in the operation of the wind farm.

The details supplied in this Appendix will be used during the respective weighting of the ranking criteria as referred to in Section 24(2)(e) of the Act. The weighting on the basis of points is elaborated further in the Appendix to the Ministerial Order.

A maximum of the first 50 pages (A4 format) in that Appendix will be passed on to the expert for assessment. Pages 51 et seq. will not be included in the assessment. All pages, including the title page and the contents page, will be included in the page count.

Appendix 10 Description of the measures to guarantee cost-efficiency

The description of the measures to guarantee cost-efficiency as referred to in Section 23(2)(f) of the Act shall at least contain the risk assessment methods, the way in which risks were safeguarded in the past and are are being safeguarded for ongoing offshore wind energy projects, as well as the mitigating measures taken in respect of the risks referred to in the sixth paragraph. These risks are described in Appendix 9.

De in deze bijlage aangeleverde gegevens worden gebruikt bij de onderlinge weging van de rangschikkingscriteria zoals bedoeld in artikel 24, tweede lid, onderdeel f van de Wet. De weging in punten is verder uitgewerkt in de bijlage van de Regeling.

Van deze bijlage worden maximaal de eerste 100 pagina’s (A4 formaat) beoordeeld. De pagina’s 101 en verder worden niet meegenomen in de beoordeling. In de telling worden alle pagina’s meegeteld, ook titelpagina en inhoudsopgave.

Bijlage 11 Overzicht samenwerkingsverband

Volgens de Regeling kunt u als samenwerkingsverband aanvragen. Artikel 3, tiende lid, onderdeel c van de Regeling stelt dat u een overzicht bijvoegt van de deelnemers aan het samenwerkingsverband. In dit overzicht moeten per deelnemer de volgende gegevens zijn opgenomen:

- Naam bedrijf, adres, vestigingsplaats
- Naam vertegenwoordiger en functie
- Ondertekening, plaats en datum

RVO.nl adviseert echter niet als samenwerkingsverband maar bijvoorbeeld als BV, CV of NV aan te vragen waar een of meer moeders/deelnemers een aandeel in hebben. Het belangrijkste voordeel hiervan is dat de vergunning op naam van één entiteit gesteld worden. Het proces van toevoegen of verwijderen van aandeelhouders is hierdoor een interne aangelegenheid van de aanvragende entiteit. Ook is het proces van latere naamswijziging en eventuele overdracht van de vergunning aanzienlijk eenvoudiger.

Bijlage 12 Verklaring voor bij de aanvraag niet gecertificeerde windturbines

Wanneer u gebruik maakt van niet gecertificeerde windturbines dient u aannemelijk te maken dat u uiterlijk 8 weken voor aanvang van de bouwperiode een verklaring van een onafhankelijke deskundige hebt dat u tijdig zult voldoen aan artikel 6.16d, lid 1, onderdeel c van het Waterbesluit.

Waterbesluit, artikel 6.16d, eerste lid.
De exploitant meldt het voornemen tot het oprichten of veranderen van een windpark ten minste acht weken voor de aanvang van de bouwperiode aan Onze Minister en

The details supplied in this Appendix will be used during the respective weighting of the ranking criteria as referred to in Section 24(2)(f) of the Act. The weighting on the basis of points is elaborated further in the Appendix to the Ministerial Order.

A maximum of the first 100 pages (A4 format) in that Appendix will be passed on to the expert for assessment. Pages 101 et seq. will not be included in the assessment. All pages, including the title page and the contents page, will be included in the page count.

Appendix 11 Overview of the collaborative venture

Pursuant to the Ministerial Order, you may apply as a collaborative venture. Section 3(10)(c) of the Ministerial Order requires you to append an overview of the participants in the collaborative venture. That overview must contain the following details for each participant:

- name of company, address, place of business;
- name of representative and position;
- signature, town/city and date.

Where one or more parent companies or partners hold a stake, however, RVO.nl recommends an application not as a collaborative venture but as a private limited company (BV), limited partnership (CV) or public limited company (NV), for example. The main advantage of this process is that the permit will be drawn up in the name of a single entity, rendering the process of adding and removing shareholders an internal affair of the applying entity. Furthermore, the process of a subsequent name change and possible transfer of the permit becomes substantially less complex.

Appendix 12 Explanation for the non-certified turbines detailed in the application

If you use non-certified wind turbines, you must demonstrate that, no later than eight weeks before the commencement of the construction period, you will possess a declaration from an independent expert stating that you will meet the requirements of Section 6.16d(1)(c) of the Water Decree in good time.

Section 6.16d(1) of the Water Decree
The operator will report any intention to establish or change a wind farm at least eight weeks before the commencement of the construction period to the Minister,

verstrekt daarbij de volgende gegevens:
onderdeel c: een verklaring van een onafhankelijke deskundige dat het ontwerp van de windturbines en andere installaties die deel uitmaken van het windpark voldoet aan de in artikel 6.16g, eerste lid, gestelde eisen.

Waterbesluit, artikel 6.16g, eerste lid.
Een windturbine alsmede een andere installatie die deel uitmaakt van een windpark is voldoende sterk om de als gevolg van windsterkte, golfslag, zeestroming en gebruik van de turbine te verwachten krachten te weerstaan.

Bijlage 13 Milieueffecten fundatie

Als u in het aanvraagformulier bij vraag 6.1 hebt aangegeven te kiezen voor een type fundering dat niet in voorschrift 2, van het Kavelbesluit is genoemd, dient u aan te geven wat de milieueffecten zijn van dit type fundering. De milieueffecten mogen de grenzen die in het kavelbesluit zijn vastgelegd niet overschrijden. Geef in een bijlage de milieueffecten van de fundering weer inclusief een omschrijving van de fundering en voeg deze als verplichte bijlage bij de aanvraag.

Bijlage 14 Persbericht

Deze bijlage is optioneel. Echter de persvoorlichter van het ministerie van EZK stelt het wel op prijs dat u een concept persbericht toevoegt bij de aanvraag. Hierdoor kan de minister direct na de bekendmaking van de vergunninghouder een aantal gegevens over het project met de pers delen. De gegevens uit het persbericht worden uiteraard alleen naar buiten gebracht indien u de vergunninghouder geworden bent.
De minister is sowieso verplicht een aantal gegevens van het winnende project te melden/publiceren. Dit zijn: de naam van de vergunninghouder en de rangschikkingsscore per criterium. In uw persbericht vermeldt u naast de verplichte gegevens alleen die gegevens van het project die u wilt delen.

Het persbericht wordt niet gebruikt voor de inhoudelijke toets van uw aanvraag.

Bijlage A1 Samenvattende beschrijving van de realisatie, exploitatie en ontmanteling van het windpark met schaal voordeel

Deze bijlage voegt u toe als u vraag 8.1 in het aanvraagformulier met ja hebt beantwoord. U wilt dan een windpark op

issuing the following details;
letter c: a declaration of an independent expert stating that the design of the wind turbines and other installations that form part of the wind farm meets the requirements in Section 6.16g(1).

Section 6.16g(1) of the Water Decree
A wind turbine, as well as any other installation that forms a part of a wind farm, is sufficiently strong to withstand the forces of nature as a result of wind force, alluvium, currents and the operation of the turbine.

Appendix 13 Environmental impact of foundation

If you indicated at question 6.1 of the application form that you would choose a type of foundation not referred to in Regulation 2(12) of the Wind Farm Site Decision, you must state the environmental effects of this type of foundation. The environmental impact must not exceed the limits defined in the Wind Farm Site Decision. Indicate in an appendix the environmental effects of the foundation, including a description of the foundation, and attach this information as a mandatory appendix to the application.

Appendix 14 Press release

This appendix is optional. However, the press officer of the Ministry of Economic Affairs and Climate Policy would appreciate it if you would append a draft press release to the application. This information will allow the Minister to share a number of details about the project with the press immediately following the announcement of the permit holder. Naturally, the details in the press release will only be published if you are awarded the permit. The Minister is in any case obliged to report or publish a number of details for the winning project, to wit the name of the permit holder and the ranking score for each criterion. Apart from the obligatory details, the information which you share in your press release about the project is at your discretion.

The press release will not be used for the substantive assessment of your application.

Appendix A1 Summarised description of the construction, operation and decommissioning of the wind farm including economies of scale

Please append this appendix if you answered Yes to question 8.1 in the application form. This situation means that you

beide kavels tezamen bouwen en exploiteren. U voegt nu een samenvattende beschrijving toe waarin de schaalvoordelen zijn verwerkt. Onder de toelichting van bijlage 1 kunt u lezen welk soort informatie u dient aan te leveren en aan welke eisen die moet voldoen.

Bijlage A2 Exploitatieberekening met schaalvoordeel

Deze bijlage voegt u toe als u vraag 8.1 in het aanvraagformulier met ja hebt beantwoord. U wilt dan een windpark op beide kavels tezamen bouwen en exploiteren. Hierdoor ontstaat er een schaalvoordeel dat in de exploitatieberekening tot uiting komt in lagere investeringskosten en lagere exploitatiekosten dan wanneer op de kavels afzonderlijk een windpark ontwikkeld wordt.

RVO.nl stelt voor de exploitatieberekening met schaalvoordeel een apart rekenmodel ter beschikking in de vorm van een Excelwerkblad. De exploitatieberekening met schaalvoordeel bevat dezelfde soort invoergegevens zoals omschreven onder de toelichting bij bijlage 3 met dit verschil dat de investeringskosten en de kosten en baten nu betrekking hebben op beide kavels samen.

Bijlage A3 Overzicht van de inventarisatie en analyse van de risico's met schaalvoordeel

Deze bijlage voegt u toe als u vraag 8.1 in het aanvraagformulier met ja hebt beantwoord. U wilt dan een windpark op beide kavels tezamen bouwen en exploiteren. Hierdoor is er sprake van schaalvoordelen in de analyse en inventarisatie van de risico's. U voegt nu een overzicht toe waarin de schaalvoordelen zijn verwerkt. Onder de toelichting van bijlage 9 kunt u lezen welk soort informatie u dient aan te leveren en aan welke eisen die moet voldoen.

Bijlage A4 Beschrijving van de maatregelen ter borging van kostenefficiëntie met schaalvoordeel

Deze bijlage voegt u toe als u vraag 8.1 in het aanvraagformulier met ja hebt beantwoord. U wilt dan een windpark op beide kavels tezamen bouwen en exploiteren. Hierdoor is er sprake van schaalvoordelen in de beschrijving van de maatregelen ter borging van kostenefficiëntie. U voegt nu een beschrijving toe waarin de schaalvoordelen zijn verwerkt. Onder de toelichting van bijlage 10 kunt u lezen welk soort informatie u dient aan te leveren en aan welke eisen die moet voldoen.

intend to build and operate a wind farm on both sites at once. You should now append a summarised description incorporating the economies of scale. The explanatory notes to Appendix 1 explain what sort of information you have to supply and which requirements must be met.

Appendix A2 Operational calculation including economies of scale

Please append this appendix if you answered Yes to question 8.1 in the application form. This situation means that you intend to build and operate a wind farm on both sites at once. As a result, you will create economies of scale which are expressed in the operational calculation as lower investment costs and lower operating costs than if a wind farm is developed separately at the sites.

RVO.nl will provide a separate model for the operational calculation including economies of scale in the form of an Excel worksheet. The operational calculation including economies of scale will contain the same kind of input data as described in the explanatory notes to Appendix 3, except that the investment costs as well as the costs and benefits now relate to both sites taken together.

Appendix A3 Overview of the identification and analysis of the risks including economies of scale

Please append this appendix if you answered Yes to question 8.1 in the application form. This situation means that you intend to build and operate a wind farm on both sites at once. As a result, economies of scale apply to the analysis and risk assessment. You should now append an overview that incorporates the economies of scale. The explanatory notes to Appendix 9 explain what sort of information you have to supply and which requirements must be met.

Appendix A4Description of the measures to ensure cost-efficiency including the economies of scale

Please append this appendix if you answered Yes to question 8.1 in the application form. This situation means that you intend to build and operate a wind farm on both sites at once. As a result, economies of scale apply to the description of the measures taken to ensure cost-efficiency. You should now append a description incorporating the economies of scale. The explanatory notes to Appendix 10 explain what sort of information you have to supply and which requirements must be met.

4 Translation of Part I and III of the 'kavelbesluit III windenergiegebied Hollandse Kust (zuid)'

Wind Farm Site Decision HKZWFS III



I Besluit

Gelet op de artikelen 3 tot en met 7 van de Wet windenergie op zee en de Wet natuurbescherming, besluit de Minister van Economische Zaken en Klimaat in overeenstemming met de Minister van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties als volgt:

- Kavel III in windenergiegebied Hollandse Kust (zuid) wordt aangewezen als locatie voor een windpark met een totaal geïnstalleerd vermogen van minimaal 342 MW tot maximaal 380 MW. De coördinaten van de begrenzing van kavel III zijn weergegeven in voorschrift 2, eerste lid bij dit besluit;
- Het tracé voor de aansluitverbinding tussen het windpark en TenneT Platform Beta loopt binnen de hiervoor gereserveerde ruimte, waarvan de coördinaten van de begrenzing zijn weergegeven in voorschrift 2, tweede lid bij dit besluit;
- De natuurlijke kenmerken van de gebieden zoals bedoeld in artikel 2.8 en artikel 2.9 van de Wet natuurbescherming zullen niet door het kavelbesluit worden aangetast;
- Van het bepaalde in de artikelen 3.1 en 3.5 van de Wet natuurbescherming wordt vrijstelling verleend voor de soorten zoals opgenomen in de tabel in paragraaf 7.5.8 in de toelichting in deel II van dit besluit;
- Aan het kavelbesluit zijn voorschriften verbonden. Deze zijn opgenomen in deel III van dit besluit.

's-Gravenhage, 10 januari 2018
Minister van Economische Zaken en Klimaat,
E.D. Wiebes

II Toelichting op kavelbesluit

III Voorschriften

Voorschrift 1 Begripsbepalingen

In dit besluit wordt verstaan onder:

- *akoestisch(e) afschrikmiddel(len)*: apparaat waarmee door middel van een geluidssignaal zeezoog- dieren en vissen worden verjaagd;
- *ashoogte* de hoogte van de rotor-as, waaraan de rotorbladen van de windturbine zijn bevestigd, ten opzichte van het zeeniveau;
- *bevoegd gezag Wet windenergie op zee*: de Minister van Economische Zaken en Klimaat;

I Decision

Having regard to Sections 3 to 7 inclusive of the Offshore Wind Energy Act (Wet windenergie op zee) and the Nature Conservation Act (Wet natuurbescherming), the Minister of Economic Affairs and Climate Policy, in consultation with the Minister of the Interior and Kingdom Relations, has adopted the following decision:

- Wind Farm Site III in the Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zone (HKZWFZ) is designated as the location for a wind farm with a total installed capacity of a minimum of 342 MW and a maximum of 380 MW. The coordinates of the boundaries of Site III are indicated in Regulation 2(1) of this Decision;
- The route for the connection between the wind farm and TenneT Platform Beta is within the designated area, the coordinates of the boundaries of which are indicated in Regulation 2(2) of this Decision;
- The natural characteristics of the areas as referred to in Section 2.8 and Section 2.9 of the Nature Conservation Act will not be affected by the Wind Farm Site Decision;
- Exemption from the provisions of Sections 3.1 and 3.5 of the Nature Conservation Act will be granted for the species shown in the table in subsection 7.5.8 of the explanatory notes to Part II of this Decision;
- The Wind Farm Site Decision is subject to regulations. Those regulations are set out in Part III of this Decision.

The Hague, 10 January 2018
Minister of Economic Affairs and Climate Policy,
E. D. Wiebes

II Clarification of Wind Farm Decision

III Regulations

Regulation 1 Definition of terms

The following terms in this Decision are understood to mean:

- *acoustic deterrent or deterrents*: equipment that drives away sea mammals and fish by means of an audio signal;
- *axis height*: the height of the rotor axle, to which the rotor blades of the wind turbine are attached in relation to sea level;
- *competent authority for the Offshore Wind Energy Act*: the Minister of Economic Affairs and Climate Policy;

- *continu gebruik*: betreft het voortdurend in gebruik zijn van de windturbine behoudens periodes van onderhoud
- *cut-in windspeed*: de laagste windsnelheid waarbij de turbine energie gaat leveren;
- *dB re 1µPa*_z: eenheid voor SEL;
- *geluidsniveau*: het over de frequentiebanden gesommeerde bronniveau;
- *heiplan*: plan waarin de vergunninghouder uiteenzet op welke wijze de funderingspalen worden geheid, welke mitigerende geluid beperkende maatregelen worden genomen en op welke wijze het geluidsniveau wordt gemeten en gerapporteerd;
- *massale vogeltrek*: een vogeldichtheid van 500 vogels op rotorhoogte per kilometer per uur;
- *Mean Sea Level (MSL)*: de gemiddelde hoogte van de zeespiegel (het vlak van de zee), als alle variaties die het gevolg zijn van de getijden worden weggemiddeld.
- *monitorings- en evaluatieprogramma*: programma waarin de activiteiten zijn beschreven die door of namens de overheid worden uitgevoerd om de leemtes in kennis vast te stellen;
- *nachtlichtperiode*: deel van een etmaal met omgevingslichtsterkte minder of gelijk aan 50 cd/m²;
- *normale condities*: de gemiddelde meteorologische omstandigheden die gedurende 1 jaar in een bepaald gebied voorkomen;
- *Geïnstalleerd vermogen*: het vermogen van de productie-installatie dat onder normale condities benut kan worden voor de productie van hernieuwbare elektriciteit en dat door de leverancier gegarandeerd wordt bij continu gebruik, het tijdelijk te leveren vermogen van een booster is hierin niet inbegrepen;
- *rotordiameter*: de diameter van de denkbeeldige cirkel die door de rotorbladen (wieken) van de windturbine wordt bestreken;
- *rotoroppervlak*: het oppervlak van de denkbeeldige cirkel die door de rotorbladen (wieken) van de windturbine wordt bestreken;
- *schemerlichtperiode*: deel van een etmaal met omgevingslichtsterkte tussen 50 en 500 cd/m²;
- *SEL*: Sound Exposure Level;
- *tiphoogte*: de ashoogte plus de halve rotordiameter;

- *tiplaagte* de ashoogte min de halve rotordiameter;

- *UXO-onderzoek*: onderzoek naar de aanwezigheid van niet ontplofte munitie in de zeebodem
- *vergunninghouder*: houder van een vergunning op grond van artikel 12 van de Wet windenergie op zee;
- *wiek*: rotorblad;
- *windpark*: een samenstel van voorzieningen waarmee elektriciteit met behulp van wind wordt geproduceerd, waarbij onder een samenstel van voorzieningen wordt verstaan alle aanwezige middelen die onderling met elkaar zijn verbonden voor de productie van elektriciteit met behulp van wind.

- *continual use*: the continual use of the wind turbine, except during maintenance periods;
- *cut-in wind speed*: the lowest wind speed at which the turbine delivers energy;
- *dB re 1µPa*_z: unit for Sound Exposure Level;
- *sound level*: the aggregated source level over the frequency bands;
- *piling plan*: plan in which the permit holder explains in what way the foundation piles will be sunk, which mitigating and sound-limiting measures will be taken and in what way the sound level will be measured and reported;
- *mass bird migration*: the density of bird migration being 500 birds at rotor height per kilometre per hour;
- *Mean Sea Level (MSL)*: the average level of the sea (the surface of the sea), if all variations that result from the tides are averaged out;
- *monitoring and evaluation programme*: programme in which the activities that are carried out by or on behalf of the Government in order to identify any potential knowledge gaps are described;
- *night-time period*: part of a 24-hour period with an ambient light level less than or equal to 50 cd/m²;
- *normal conditions*: the average meteorological conditions that occur over a one-year period in a particular area;
- *installed capacity*: the intended sustained output of the offshore wind farm under normal conditions, guaranteed by the supplier during continual use; the capacity to be supplied temporarily by a booster is not included;

- *rotor diameter*: the diameter the wind turbine blades cover (the imaginary circle drawn by the rotor blades of the wind turbine);
- *swept area*: the surface of the imaginary circle drawn by the rotor blades of the wind turbine;

- *twilight period*: part of a 24-hour period with an ambient light level between 50 and 500 cd/m²;
- *SEL*: Sound Exposure Level;
- *tip highest level*: the axis height plus half of the rotor diameter;
- *tip lowest level*: the axis height minus half of the rotor diameter;
- *UXO study*: study into the presence of unexploded ordnance in the seabed;
- *permit holder*: the holder of a permit under Section 12 of the Offshore Wind Energy Act;
- *wing*: rotor blade;
- *wind farm*: a grouping or arrangement of wind turbine generators and associated balance of plant which are connected to each other for the production of wind-powered electricity.

Voorschrift 2 Windpark en bandbreedten

1. Het windpark wordt geplaatst binnen de contour met de volgende coördinaten;

UTM coördinaten (ETRS89, zone 31)			
Locatie	Punt	Oostelijk	Noordelijk
Kavel III	S_14	564.614,8	5.788.549,4
Kavel III	S_15	565.761,4	5.789.096,5
Kavel III	S_16	572.004,3	5.790.697,8
Kavel III	S_17	573.302,2	5.790.162,1
Kavel III	S_18	573.429,2	5.789.883,6
Kavel III	S_19	575.586,6	5.789.003,0
Kavel III	WFZ_64	575.295,7	5.788.618,4
Kavel III	WFZ_65	574.628,8	5.788.129,5
Kavel III	WFZ_66	574.056,7	5.787.679,7
Kavel III	WFZ_67	573.443,8	5.787.154,9
Kavel III	WFZ_68	572.912,4	5.786.661,2
Kavel III	WFZ_69	572.228,2	5.785.964,3
Kavel III	WFZ_70	571.590,0	5.785.242,2
Kavel III	WFZ_71	570.998,7	5.784.499,2
Kavel III	WFZ_72	570.303,3	5.783.529,5
Kavel III	WFZ_73	569.557,2	5.782.954,5
Kavel III	WFZ_74	569.045,5	5.782.532,7
Kavel III	WFZ_75	568.540,7	5.782.087,5
Kavel III	WFZ_76	567.997,4	5.781.570,0
Kavel III	WFZ_30	565.470,5	5.784.279,9

De kaart met de ligging van kavel III is opgenomen in de bijlage bij deze voorschriften.

2. Het tracé van de aansluitverbinding naar platform Beta ligt binnen de volgende coördinaten:

UTM coördinaten (ETRS89, zone 31)			
Locatie	Punt	Oostelijk	Noordelijk
Tracé	CE_12	574.022,3	5.790.112,3
Tracé	CE_13	574.217,5	5.789.561,9
Tracé	S_18	573.429,2	5.789.883,6
Tracé	S_17	573.302,2	5.790.162,1
Tracé	CE_14	573.025,7	5.790.276,3
Tracé	CE_15	573.484,6	5.790.399,2
Tracé	Beta	574.032,2	5.790.258,7

De kaart met de ligging van het tracé is opgenomen in de bijlage bij deze voorschriften.

Regulation 2 Wind farm and bandwith

1. The wind farm will be situated within the contours of the following coordinates;

UTM coordinates (ETRS89, zone 31)			
Location	Point	Easting	Northing
HKZWFS III	S_14	564,614.8	5,788,549.4
HKZWFS III	S_15	565,761.4	5,789,096.5
HKZWFS III	S_16	572,004.3	5,790,697.8
HKZWFS III	S_17	573,302.2	5,790,162.1
HKZWFS III	S_18	573,429.2	5,789,883.6
HKZWFS III	S_19	575,586.6	5,789,003.0
HKZWFS III	WFZ_64	575,295.7	5,788,618.4
HKZWFS III	WFZ_65	574,628.8	5,788,129.5
HKZWFS III	WFZ_66	574,056.7	5,787,679.7
HKZWFS III	WFZ_67	573,443.8	5,787,154.9
HKZWFS III	WFZ_68	572,912.4	5,786,661.2
HKZWFS III	WFZ_69	572,228.2	5,785,964.3
HKZWFS III	WFZ_70	571,590.0	5,785,242.2
HKZWFS III	WFZ_71	570,998.7	5,784,499.2
HKZWFS III	WFZ_72	570,303.3	5,783,529.5
HKZWFS III	WFZ_73	569,557.2	5,782,954.5
HKZWFS III	WFZ_74	569,045.5	5,782,532.7
HKZWFS III	WFZ_75	568,540.7	5,782,087.5
HKZWFS III	WFZ_76	567,997.4	5,781,570.0
HKZWFS III	WFZ_30	565,470.5	5,784,279.9

The map with the location of Hollandse Kust (zuid) Site III is contained in the appendix to these regulations.

2. The route of the grid connection to the Beta platform is within the following coordinates:

UTM coordinates (ETRS89, zone 31)			
Location	Point	Easting	Northing
Route	CE_12	574,022.3	5,790,112.3
Route	CE_13	574,217.5	5,789,561.9
Route	S_18	573,429.2	5,789,883.6
Route	S_17	573,302.2	5,790,162.1
Route	CE_14	573,025.7	5,790,276.3
Route	CE_15	573,484.6	5,790,399.2
Route	Beta	574,032.2	5,790,258.7

The map with the location of the route is included in the appendix to these regulations.

3. Er worden geen windturbines geplaatst in de onderhoudszones van de buisleidingen ENGIE E&P Nederland B.V. en TAQA Energy B.V. Deze zones worden begrensd door de punten in onderstaande tabel en die ook zijn weergegeven op de kaart in de bijlage bij deze voorschriften.

UTM coördinaten (ETRS89, zone 31)			
Locatie	Punt	Oostelijk	Noordelijk
Kavel III	MZ_47	572.174,6	5.785.903,7
Kavel III	WFZ_70	571.590,0	5.785.242,2
Kavel III	MZ_48	571.496,2	5.785.124,4
Kavel III	S_14	564.614,8	5.788.549,4
Kavel III	S_15	565.761,4	5.789.096,5

4. De rotorbladen van de windturbines blijven volledig binnen de in het eerste lid genoemde contour en volledig buiten de in het derde lid genoemde onderhoudszones.
5. Het maximale aantal op te richten windturbines is 63.
6. Het maximale totale rotoroppervlak is 1.461.542 m².
7. In het windpark worden uitsluitend turbines met, per turbine, een geïnstalleerd vermogen van minimaal 6 MW geplaatst.
8. De minimale afstand tussen windturbines bedraagt 4 maal de rotordiameter uitgedrukt in meters.
9. De minimale tiplaahte is 25 meter boven zeeniveau (MSL).
10. De maximale tiphoogte is 251 meter boven zeeniveau (MSL).
11. De kabels vanaf de windturbines moeten aangesloten worden op platform Beta.
12. De toegestane funderingen voor de windturbines zijn:
- a. monopile;
 - b. tripod;
 - c. jacket;
 - d. gravity based;
 - e. suction bucket.

Indien de vergunninghouder een fundering wil toepassen die niet in dit lid is genoemd zal hij de milieueffecten hiervan moeten bepalen. De milieueffecten worden voorgelegd aan de Minister van Economische Zaken en Klimaat. De milieueffecten mogen de grenzen die in dit besluit zijn vastgelegd niet overschrijden.

3. No wind turbines will be installed in the maintenance zones for the ENGIE E&P Nederland B.V. and TAQA Energy B.V. pipelines. These zones are bounded by the points in the table below, which are also indicated on the map in the appendix to these regulations.

UTM coordinates (ETRS89, zone 31)			
Location	Point	Easting	Northing
HKZWFS III	MZ_47	572,174.6	5,785,903.7
HKZWFS III	WFZ_70	571,590.0	5,785,242.2
HKZWFS III	MZ_48	571,496.2	5,785,124.4
HKZWFS III	S_14	564,614.8	5,788,549.4
HKZWFS III	S_15	565,761.4	5,789,096.5

4. The rotor blades of the wind turbines must remain within the contours cited in paragraph 1 and completely outside the maintenance zone cited in paragraph 3.
5. The maximum number of wind turbines to be installed is 63.
6. The maximum total swept area permitted is 1,461,542 m².
7. Only wind turbines with an installed capacity of at least 6 MW are to be installed in the wind farm.
8. The minimum distance between the wind turbines must be 4 times the rotor diameter expressed in metres.
9. The minimum tip lowest level is 25 metres above sea level (MSL).
10. The maximum tip highest level is 251 metres above sea level (MSL).
11. The cables from the wind turbines must be connected to the Beta platform.
12. The foundations permitted for the wind turbines are:
- a. monopile;
 - b. tripod;
 - c. jacket;
 - d. gravity-based;
 - e. suction bucket.

If the permit holder wishes to deploy a type of foundation that is not cited in this paragraph, the environmental impact of that type must be determined. An environment impact assessment report relating to the use of an alternative foundation design must be submitted to the Minister of Economic Affairs and Climate Policy. The environmental impact must not exceed the limits set out in this Decision.

13.

Als opofferingsanodes gebruikt worden als kathodische bescherming van stalen constructies, bestaan deze uit legeringen van aluminium of magnesium. De legeringen mogen kleine hoeveelheden(< 5 gewicht %) andere metalen bevatten.
14.

De schepen die door of namens de vergunninghouder worden ingezet, moeten bij hun vaarbewegingen rekening houden met de aanwezigheid van zeehonden op de aanwezige platen en de aangewezen rustgebieden alsmede rekening te houden met aanwezige vogelconcentraties. Hierbij dienen de maatregelen zoals genoemd in het Beheerplan Voordelta, het Beheerplan Deltawateren, het Beheerplan Waddenzee en het Beheerplan Noordzeekustzone in acht te worden genomen. De bepalingen uit de betreffende Beheerplannen zijn opgenomen in de bijlage bij deze voorschriften. Dit voorschrift vervalt op het moment dat in het Beheerplan Voordelta, het Beheerplan Deltawateren, het Beheerplan Waddenzee en het Beheerplan Noordzeekustzone de schepen zoals bedoeld in de eerste volzin zijn opgenomen als bestaand gebruik.
15.

De vergunninghouder spant zich aantoonbaar in om het windpark zodanig te ontwerpen en te realiseren dat het park actief bijdraagt aan versterking van een gezonde zee en versterking van behoud en duurzaam gebruik van soorten en habitats die van nature in Nederland voorkomen. De vergunninghouder stelt daartoe een plan van aanpak op en dient dat uiterlijk 8 weken voorafgaand aan de start van de bouw in bij de Minister van Economische Zaken en Klimaat. De werkzaamheden worden uitgevoerd conform dit plan van aanpak.
16.

De vergunninghouder spant zich aantoonbaar in om met inachtneming van geldende regelgeving het park zodanig te ontwerpen te bouwen en te exploiteren dat het windpark actief bijdraagt aan versterking van lokale en regionale economie. De vergunninghouder stelt daartoe een plan van aanpak op en dient dat uiterlijk 8 weken voorafgaand aan de start van de bouw in bij de Minister van Economische Zaken en Klimaat. De werkzaamheden worden uitgevoerd conform dit plan van aanpak.
17.

Tijdens reparaties en onderhoud van telecomkabels moet het aantal rotaties per minuut per windturbine van de windturbines die zich in een straal van 1.000 meter van de reparatie- en onderhoudslocatie bevinden tot minder dan 1 worden gebracht.

Voorschrift 3 De vergunning

De vergunning als bedoeld in artikel 12 van de Wet windenergie op zee wordt verleend voor een termijn van 30 jaar.

13.

If sacrificial anodes are used as cathodic protection of steel structures, these must consist of alloys of aluminium or magnesium. The alloys may contain small amounts (< 5 weight %) of other metals.
14.

Vessels used by or on behalf of the permit holder must take into account the presence of seals in shallow waters/sandbank areas and designated resting areas, as well as any bird concentrations present. The measures cited in the Voordelta Management Plan, the Delta Water Management Plan, the Wadden Sea Management Plan and the North Sea Coastal Zone Management Plan must be taken into account. The provisions of the appropriate Management Plans are defined in the appendix to these regulations. This Regulation will be withdrawn once in the Voordelta Management Plan, the Delta Water Management Plan, the Wadden Sea Management Plan and the North Sea Coastal Zone Management Plan vessels as cited in the first sentence are incorporated as extant use.
15.

The permit holder must make demonstrable efforts to design and build the wind farm in such a way that it actively enhances the sea’s ecosystem, helping to foster conservation efforts and goals relating to sustainable use of species and habitats that occur naturally in the Netherlands. In this respect the permit holder is required to create an action plan, to be delivered to the Minister of Economic Affairs and Climate Policy no later than 8 weeks before the planned start of construction. Construction work must adhere to this plan.
16.

The permit holder must make demonstrable efforts, with due observance of applicable regulations and prevailing laws, to design, construct and operate the wind farm in such a way that it actively enhances the local and regional economy. In this respect the permit holder is required to create an action plan, to be delivered to the Minister of Economic Affairs and Climate Policy no later than 8 weeks before the planned start of construction. Construction work must adhere to this plan.
17.

During the repair and maintenance of cables and pipelines, the number of rotations per minute per wind turbine of the wind turbines situated within a radius of 1,000 metres of the repair and maintenance location must be reduced to less than 1.

Regulation 3 The permit

The permit as referred to in Section 12 of the Offshore Wind Energy Act will be issued for a period of 30 years.

Voorschrift 4 Mitigerende maatregelen

1.

Maatregelen ter voorkoming van permanente fysieke effecten bij bruinvissen en zeehonden en mortaliteit van vissen:

a)

De vergunninghouder maakt gebruik van één of meer op de relevante frequenties afgestelde akoestisch(e) afschrikmiddel(len) gedurende een half uur voor het begin van de heiwerkzaamheden alsmede gedurende het heien. De vergunninghouder onderbouwt in het heiplan welk(e) type(s) afschrikmiddel(len) gebruikt zal of zullen worden, waarbij hij ingaat op de effectiviteit van het of de gekozen type(n);

b)

de heiwerkzaamheden vangen aan met een lage hei-energie. De duur en het vermogen van de lage hei-energie dient zodanig te zijn dat bruinvissen de gelegenheid hebben om naar een veilige locatie te zwemmen. De vergunninghouder onderbouwt in het heiplan duur en vermogen van de lage hei-energie.
2.

Maatregelen ter voorkoming van verstoring van bruinvissen, zeehonden en vissen (geluidsnorm)

a)

Als gevolg van de bouw van het windpark mag op enig moment het geluidsniveau onder water tijdens het heien de in de onderstaande tabel vermelde geluidsnorm niet overschrijden;

b)

De vergunninghouder mag bij de eerste tien funde ringspalen de in de onderstaande tabel vermelde geluidsnorm overschrijden met maximaal 2 dB re 1 µPa2° SEL1;

Regulation 4 Mitigating measures

1.

Measures for the prevention of permanent physical harm and/or effects to porpoises and seals and the mortality of fish:

a)

The permit holder must use one or more acoustic deterrents tuned to the relevant frequencies during piling work, including half an hour before piling work starts. In its piling plan, the permit holder will outline the type of deterrent it plans to use, including supporting evidence of its proven effectiveness;

b)

The piling work must adopt a soft start, ensuring that porpoises are given an opportunity to swim to a safe location. The piling plan should provide details outlining the duration and power of the soft start along with supporting evidence of effectiveness.
2.

Measures to prevent disturbance to porpoises, seals and fish (sound emission standard):

a)

The underwater sound level during pile-driving work for the construction of the wind farm must not exceed the sound emission standard stated in the table below;

b)

The permit holder may exceed the sound level cited in the table below by a maximum of 2 dB re 1 µPa2° SEL1 for the first ten foundation piles;

Geluidsnorm (dB re µPa²s SEL op 750 meter van de geluidsbron)			
Periode			
Aantal op te richten windturbines	Januari t/m mei	Juni t/m augustus	September t/m december
55 – 63	162	167	169
49 – 54	163	169	170
43 – 48	163	169	171
39 – 42	164	170	172
35 – 38	165	171	172

Sound level (dB re µPa²s SEL on 750 metres from the sound source)			
Period			
Number of wind turbines to be installed	January to May inclusive	June to August inclusive	September to December inclusive
55-63	162	167	169
49-54	163	169	170
43-48	163	169	171
39-42	164	170	172
35-38	165	171	172

c) Het geluidsniveau dient tijdens het heien door of namens de vergunninghouder continu gemeten te worden. De geluidsmetingen dienen per geheide funderingspaal, binnen uiterlijk 48 uur na de afronding van het heien van de betreffende funderingspaal te worden doorgestuurd naar de Minister van Economische Zaken en Klimaat; d) Wanneer na achtereenvolgende geluidsmetingen blijkt dat het geluidsniveau onder water tijdens het heien van de funderingspalen de in de tabel vermelde geluidsnorm niet overschrijdt, dan kan de Minister van Economische Zaken en Klimaat worden verzocht toe te staan dat de frequentie van de geluidsmetingen wordt verlaagd; e) De vergunninghouder stelt een heiplan op en dient dat uiterlijk 8 weken voorafgaand aan de start van de bouw in bij de Minister van Economische Zaken en Klimaat; f) De werkzaamheden worden uitgevoerd conform het heiplan als bedoeld in onderdeel e van dit voorschrift; g) De vergunninghouder spant zich in om zo min mogelijk onderwatergeluid te produceren; h) De vergunninghouder spant zich in om in een zokort mogelijk aaneengesloten periode onderwatergeluid te produceren.	c) During the pile-driving work, the sound level must be continuously measured by or on behalf of the permit holder. The sound measurements for each foundation pillar driven must be sent to the Minister of Economic Affairs and Climate Policy within 48 hours after completion of the pile driving of the foundation pillar concerned; d) Should successive sound measurements show that the underwater sound level does not exceed the sound emission standard stated in the table during the foundation pile-driving work, the Minister of Economic Affairs and Climate Policy may be requested to allow the frequency of sound measurements to be reduced; e) The permit holder is required to prepare a piling plan, to be delivered to the Minister of Economic Affairs and Climate Policy no later than 8 weeks before the planned start of construction; f) The work must be performed in accordance with the piling plan as referred to in subparagraph e of this Regulation; g) The permit holder shall strive to produce as little underwater sound as possible; h) The permit holder shall strive to produce underwater sound in a continuous period of time as short as possible.	b) bij een windsnelheid van minder dan 5,0 m/s op ashoogte brengt de vergunninghouder in de periode, bedoeld in onderdeel a, het aantal rotaties per minuut per windturbine omlaag tot minder dan 1; c) de vergunninghouder geeft binnen twee maanden na afloop van de periode, bedoeld in onderdeel a, in een rapportage naar de Minister van Economische Zaken en Klimaat aan hoe en op welke wijze aan dit voorschrift uitvoering is gegeven.	b) In case of a wind speed of less than 5.0 m/s at axis height during the period referred to in subparagraph a, the permit holder will reduce the number of rotations per minute per wind turbine to less than 1; c) Within two months of the end of the period referred to in subparagraph a, the permit holder will produce a report outlining how this Regulation has been implemented and submit to the Minister of Economic Affairs and Climate Policy.
3. Maatregelen ter beperking van aanvaringsslachtoffers onder vogels op rotorhoogte bij massale vogeltrek: a) In nachten (tussen zonsondergang en zonsopkomst), gedurende de periode waarin daadwerkelijk sprake is van massale vogeltrek, aan te geven door de Minister van Economische Zaken en Klimaat, wordt het aantal rotaties per minuut per windturbine tot minder dan 1 gebracht; b) De vergunninghouder is verplicht zonder financiële tegenprestatie mee te werken aan de plaatsing van een systeem dat de daadwerkelijke vogeltrek waarneemt op de daarvoor door de overheid bepaalde plek(ken). De in het windpark geldende veiligheidsregels worden daarbij in acht genomen; c) De vergunninghouder is verplicht mee te werken aan toegang ten behoeve van het beheer en onderhoud van deze apparatuur; d) De vergunninghouder geeft jaarlijks op 1 februari en 1 augustus in een rapportage aan de Minister van Economische Zaken en Klimaat aan hoe en op welke wijze aan dit voorschrift uitvoering is gegeven in de voorgaande 6 maanden.	3. Measures to limit collision victims among birds at rotor height during mass bird migration: a) At night (between sunset and sunrise), during the period in which mass bird migration effectively takes place, to be specified by the Minister of Economic Affairs and Climate Policy, the number of rotations per minute per wind turbine will be reduced to less than 1; b) The permit holder is obliged to cooperate, without financial compensation, with the installation of a system that observes the actual bird migration at the place or places determined by the Government. The safety regulations applicable to the wind farm will be duly observed; c) The permit holder is obliged to provide access for the management and maintenance of this equipment; d) On 1 February and 1 August each year, the permit holder will produce a report outlining how this Regulation has been implemented in the previous past six months and submit it to the Minister of Economic Affairs and Climate Policy.	5. Maatregelen ter bescherming van archeologie en cultuurhistorie: a) Indien de locaties met mogelijke archeologisch waardevolle objecten uit het archeologisch assessment Hollandse Kust Zuid phase II⁸⁵ met een straal van 100 meter niet gemeden kunnen worden dient voorafgaand aan het leggen van de kabels en het plaatsen van de funderingen van de windturbines, een nader Inventariserend Veldonderzoek (IVO) (verkenkend onderzoek) te worden verricht voor deze locaties naar de mogelijke aanwezigheid van archeologische monumenten. Dit onderzoek dient volgens de Kwaliteitsnorm Nederlandse Archeologie (KNA) Waterbodems (versie 3.2) te worden uitgevoerd; b) De resultaten van het onder onderdeel a genoemde onderzoek worden uiterlijk 3 maanden voorafgaand aan de start van de bouw van het windpark voorgelegd aan de Minister van Economische Zaken en Klimaat; c) Afhankelijk van de conclusies uit het onder onderdeel a genoemde onderzoek: • kunnen de werkzaamheden ongewijzigd doorgang vinden; • is er een vervolgonderzoek nodig; • worden er fysieke maatregelen getroffen ter bescherming van archeologische vindplaatsen; • worden vindplaatsen uitgesloten van ingrepen met inachtneming van een bufferzone; • worden de werkzaamheden archeologisch begeleid. d) De vergunninghouder zal de resultaten van zijn UXO onderzoek archeologisch laten analyseren volgens de Kwaliteitsnorm Nederlandse Archeologie (KNA) Waterbodems (versie 3.2); e) Indien de begraven ijzerhoudende objecten uit het archeologisch assessment Hollandse Kust (zuid) phase II, en de begraven ijzerhoudende objecten die uit het UXO onderzoek van de vergunninghouder (onder d.) worden geïdentificeerd met een straal van 100 meter niet gemeden kunnen worden, dient het UXO onderzoek ter plekke archeologisch te worden begeleid. Deze begeleiding dient volgens de Kwaliteitsnorm Nederlandse Archeologie (KNA) Waterbodems (versie 3.2) te worden uitgevoerd.	5. Measures to protect archaeology and cultural history: a) If the sites which the Hollandse Kust Zuid phase II archaeological assessment shows might contain archaeologically valuable objects⁸⁵ cannot be avoided with a radius of 100 metres, it will be necessary to conduct a further exploratory field study into the possible presence of archaeological monuments for those sites before laying cables or building foundations. This study must be performed in accordance with the Dutch Archaeology Quality Standard Aquatic Soils (version 3.2); b) The results referred to in subparagraph a must be submitted to the Minister of Economic Affairs and Climate Policy no later than three months prior to commencement of the construction of the wind farm; c) Depending on the conclusions of the study referred to in subparagraph a: • the work can proceed without any changes; • a follow-up study will be required; • physical measures must be taken to protect archaeological sites; • sites are to be excluded from interference taking into account a buffer zone; • the work must be supervised archaeologically. d) The permit holder will have the results of its UXO study analysed archaeologically in accordance with the Dutch Archaeology Quality Standard Aquatic Soils (version 3.2); e) If the buried ferrous objects revealed by the Hollandse Kust (zuid) phase II archaeological assessment, and the buried ferrous objects identified on the basis of the permit holder's UXO study (referred to in subparagraph d) cannot be avoided with a radius of 100 metres, the UXO study must be accompanied by on-site archaeological supervision. That supervision must be performed in accordance with the Dutch Archaeology Quality Standard Aquatic Soils (version 3.2).
4. Maatregelen voor het voorkomen van aanvarings slachtoffers van vleermuizen op rotorhoogte: a) de cut-in windspeed van de turbines bedraagt gedurende de periode van 15 augustus tot en met 30 september tussen 1 uur na zonsondergang tot 2 uur voor zonsopkomst 5,0 m/s op ashoogte;	4. Measures to prevent victims of collision amongst bats at rotor level: a) The cut-in wind speed of turbines will be 5.0 m/s at axis height during the period 15 August to 30 September, between 1 hour after sunset and 2 hours before sunrise;		

6. Maatregelen voor het verminderen van hinder door verlichting en het verminderen van de zichtbaarheid van het windpark:
- a) Obstakellichten op het hoogste vaste punt op alle windturbines zijn vast brandende rode lichten;
 - b) Indien de zichtbaarheid tijdens de schemer- en/of nachtluchtperiode meer bedraagt dan 5 kilometer, wordt de nominale lichtintensiteit van deze obstakel lichten tijdens de schemer- en/of nachtluchtperiode tot 30% verlaagd, indien de zichtbaarheid tijdens de schemer- en/of nacht- lichtperiode meer bedraagt dan 10 kilometer wordt de intensiteit tijdens de schemer- en/of nachtluchtperiode tot 10% verlaagd;
 - c) Als minimaal vereiste geldt dat de contouren van het windpark verlicht dienen te zijn, waarbij, vanuit de cockpit gezien, de afstand op de horizon tussen de afzonderlijke lichten op de windturbines niet meer dan 900 meter is;
 - d) Op aanwijzing van de Minister van Economische Zaken of de Kustwacht wordt het windpark geheel of gedeeltelijk verlicht in het geval van een reddings-operatie in of in de directe omgeving van het windpark;
 - e) De mast, de gondel en de bladen van de windturbines worden uitgevoerd in de kleur lichtgrijs (RAL 7035).
7. Maatregel ter bevordering van de scheepvaartveiligheid en handhaving in en rond het windpark:
- a) De vergunninghouder is verplicht om zonder financiële tegenprestatie mee te werken aan de plaatsing van een (radar)systeem dat de scheepsbewegingen in en rond het windpark kan waarnemen op de door de overheid bepaalde plek;
 - b) de vergunninghouder is verplicht mee te werken aan toegang ten behoeve van het beheer en onderhoud van deze apparatuur;

Voorschrift 5 Monitorings- en evaluatieprogramma

1. De Minister van Economische Zaken en Klimaat laat een monitorings- en evaluatieprogramma opstellen. De vergunninghouder werkt zonder financiële tegenprestatie mee aan dit monitorings- en evaluatie programma. De in het windpark geldende veiligheids regels worden daarbij in acht genomen.
2. De Minister van Economische Zaken en Klimaat maakt de gegevens die voortkomen uit het monitorings- en evaluatieprogramma openbaar.
3. Ten behoeve van de uitvoering van het monitoring- en evaluatie programma werkt de vergunninghouder mee ten aanzien van onder meer:
 - toegang tot het windpark met vaartuigen ten

6. Measures to reduce light pollution and to reduce the visibility of the wind farm:
- a) The obstruction lights on the highest fixed point on all wind turbines are steady-burning, red lights;
 - b) If visibility exceeds 5 kilometres during the twilight and/or night-time period, the nominal light intensity of those obstruction lights may be reduced to 30% during the twilight and night-time period. If visibility exceeds 10 kilometres during that period, the nominal light intensity may be reduced to 10%;
- c) Contour lighting of the wind farm, where, viewed from a cockpit, the distance on the horizon between the individual lights on the wind turbines must not exceed 900 metres, is a minimum requirement;

d) On the instructions of the Minister of Economic Affairs or the Coast Guard, the wind farm will be lit entirely or in part in the event of a rescue operation in the immediate vicinity of the wind farm;

- e) The tower, the nacelle and the blades of the wind turbines are light-grey (RAL 7035) in colour.
7. Measure to promote maritime safety and enforcement in and around the wind farm:
- a) The permit holder is obliged to cooperate, without financial compensation, with the installation of a system (radar or other type) that can observe ship movements in and around the wind farm at the location specified by the Government for that purpose;
 - b) the permit holder is obliged to provide access for the management and maintenance of this equipment.

Regulation 5 Monitoring and evaluation programme

1. The Minister of Economic Affairs and Climate Policy will create an environmental monitoring and evaluation programme. The permit holder will cooperate in this programme, without financial compensation. The safety regulations applicable to the wind farm will be duly observed.
2. The Minister of Economic Affairs and Climate Policy will publish the data arising from the monitoring and evaluation programme.
3. For the benefit of the implementation of the monitoring and evaluation programme, the permit holder will cooperate as follows:
 - providing access to the wind farm for vessels

- behoeve van tellingen van natuurwaarden;
- toegang tot de bodem van een windpark en het nemen van monsters;
- het (laten) bevestigen van apparatuur zoals camera's en batdetectors op of aan (onderdelen van) de windturbines en toegang ten behoeve van beheer en onderhoud van deze apparatuur;
- het (laten) bevestigen van radar op ofaan (onderdelen van) de windturbines en toegang ten behoeve van beheer en onderhoud van deze radars;
- het (laten) bevestigen van meetapparatuur (bijvoorbeeld meetboeien, c-pods etc.) in het windpark en toegang ten behoeve van het beheer en onderhoud van deze apparatuur;
- het beschikbaar stellen van bandbreedte op de datakabel.

Voorschrift 6 Verwijdering

De vergunninghouder verwijdert het windpark uiterlijk binnen twee jaar nadat de exploitatie is gestaakt, doch uiterlijk binnen de looptijd van de vergunning.

Voorschrift 7 Financiële zekerheid

1. Uiterlijk op het moment dat RVO bewijs heeft ontvangen dat er Garanties van Oorsprong (GvO) zijn afgegeven over de geleverde stroom stelt de vergunninghouder zich garant door middel van een bankgarantie aan de Staat voor een bedrag van € 120.000 per geïnstalleerde MW ten bate van de verwijdering van het windpark.
2. De vergunninghouder verhoogt het in het eerste lid genoemde bedrag jaarlijks met 2% als gevolg van indexatie gedurende een periode van 12 jaar na afgifte van de bankgarantie.
3. Na een periode van 12 jaar exploitatie, 17 jaar exploitatie en 1 jaar voor het tijdstip van verwijdering verzoekt de vergunninghouder de Minister van Economische Zaken en Klimaat om het bedrag genoemd in het eerste lid en de indexatie daarvan opnieuw vast te stellen.
4. Indien een vergunning wordt aangevraagd volgens paragraaf 3.3 van de Wet windenergie op zee wordt de in lid 1 genoemde bankgarantie voor de verwijdering van het windpark afgegeven op het moment dat de eerste fundatie van het windpark wordt geplaatst.

- conducting monitoring and evaluation work;
- providing access to the bed of a wind farm and allowing sampling;
- enabling the attachment of equipment such as cameras and bat detectors to/on (parts of) the wind turbines and providing access for the management and maintenance of that equipment;
- enabling the attachment of radar equipment to/on (parts of) the wind turbines and providing access for the management and maintenance of those radars;
- enabling the attachment of measurement equipment (such as measurement buoys, C-PODS, etc.) within the wind farm and providing access for the management and maintenance of that equipment;
- making bandwidth available on the data cable.

Regulation 6 Removal

After power generation operations have stopped, the permit holder will dismantle and remove all elements of the wind farm within two years at the latest, but always within the term of validity of the permit.

Regulation 7 Financial security

1. At the latest, at the moment of given proof of produced electricity by the means of Guarantees of Origin (Garanties van Oorsprong, GVO), the permit holder is required to provide surety, in the form of a bank guarantee for the State, for the removal of the wind farm in the amount of €120,000 per MW installed.
2. The permit holder will annually increase the amount referred to in paragraph 1 by 2% as a consequence of indexation during a period of 12 years after the issue of the bank guarantee.
3. After operating for a period of 12 years, operating for a period of 17 years, and 1 year before the date of removal, the permit holder will ask the Minister of Economic Affairs and Climate Policy to redetermine the amount referred to paragraph 1 and its indexation.
4. If a permit is applied for in accordance with Section 3.3 of the Offshore Wind Energy Act, the bank guarantee referred to in paragraph 1 for the removal of the wind farm shall be granted at the time when the first foundation of the wind farm is installed.

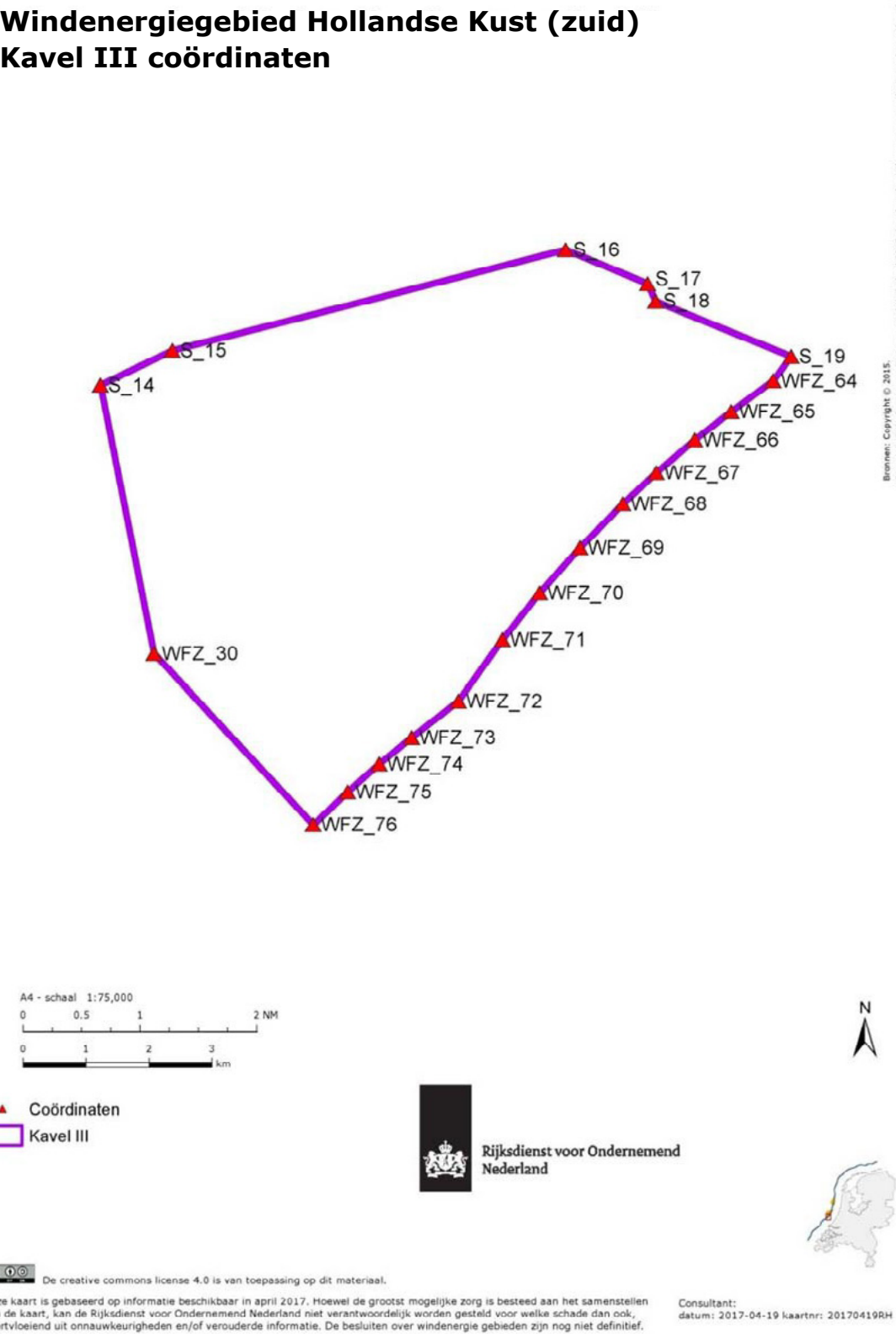
⁸⁵ An archeological assessment of geophysical survey results Hollandse Kust (zuid)-Periplus Archeomare, October 2016.

⁸⁵ An archaeological assessment of geophysical survey results Hollandse Kust (zuid)-Periplus Archeomare, October 2016.

Bijlage bij de voorschriften

Voorschrift 2, eerste lid

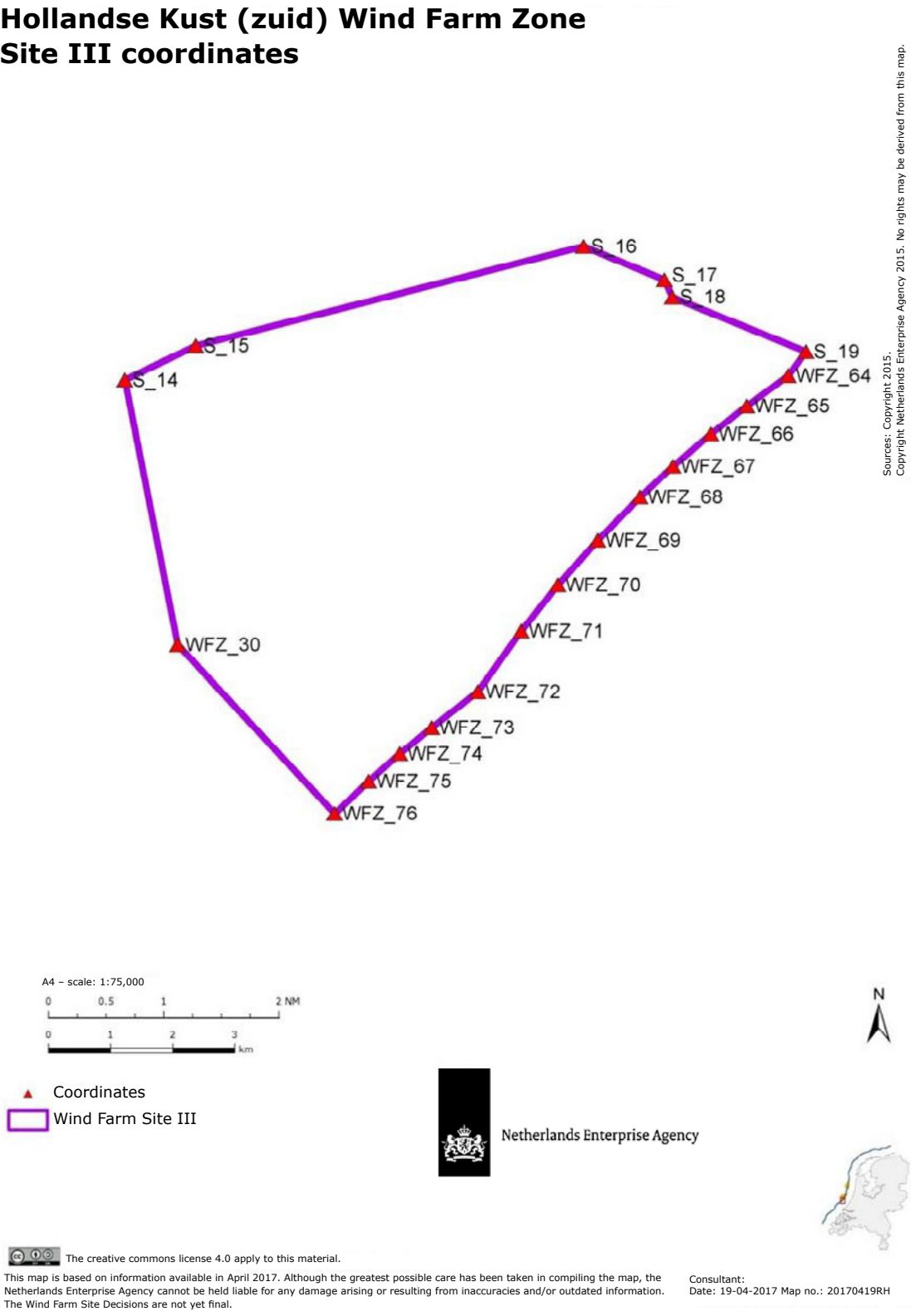
Windenergiegebied Hollandse Kust (zuid)
Kavel III coördinaten



Appendix to the Regulations

Regulation 2(1)

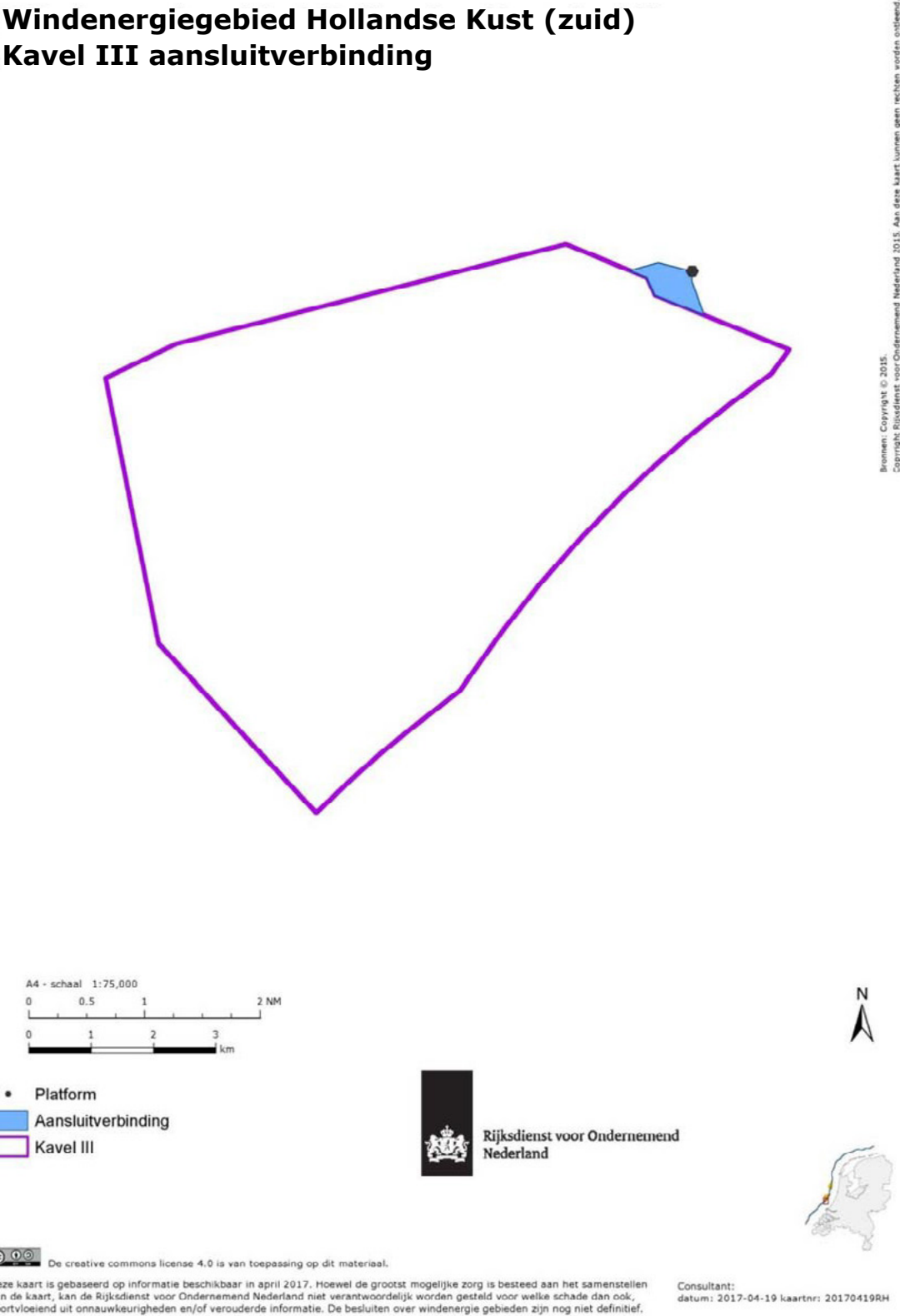
Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zone
Site III coordinates



Windenergiegebied Hollandse Kust (zuid)

Aansluitverbinding

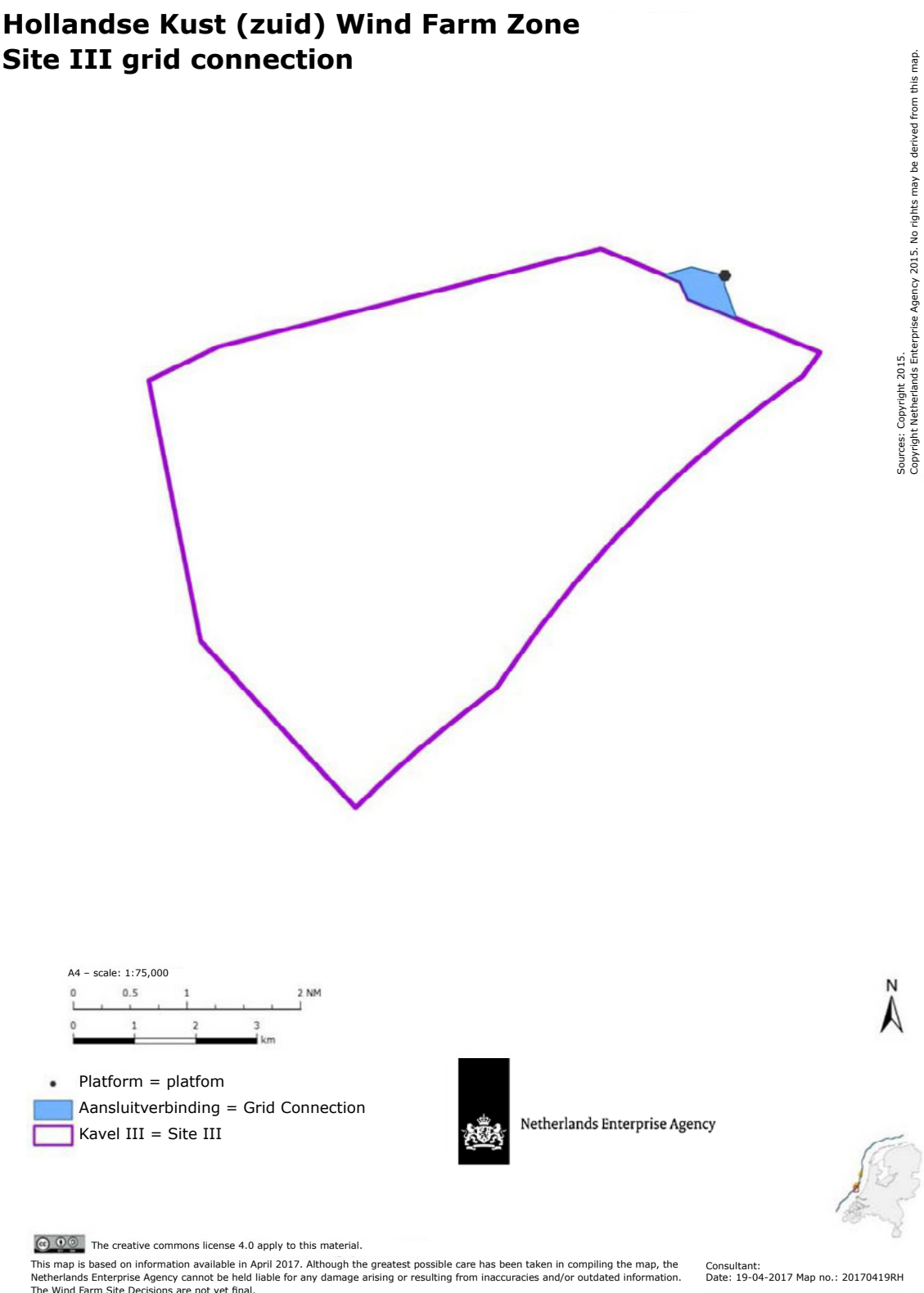
Windenergiegebied Hollandse Kust (zuid)
Kavel III aansluitverbinding



Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zone

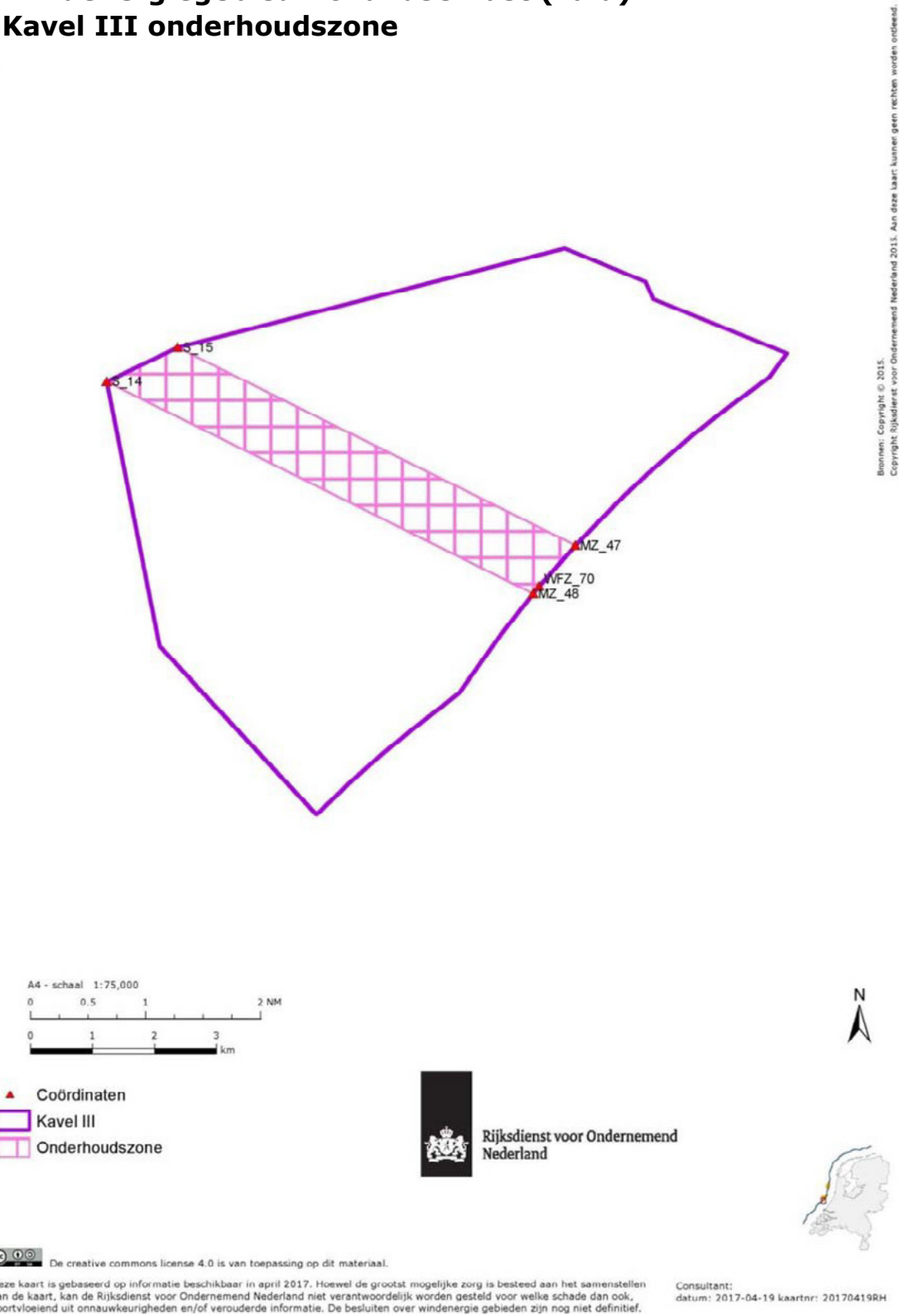
Grid connection

Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zone
Site III grid connection



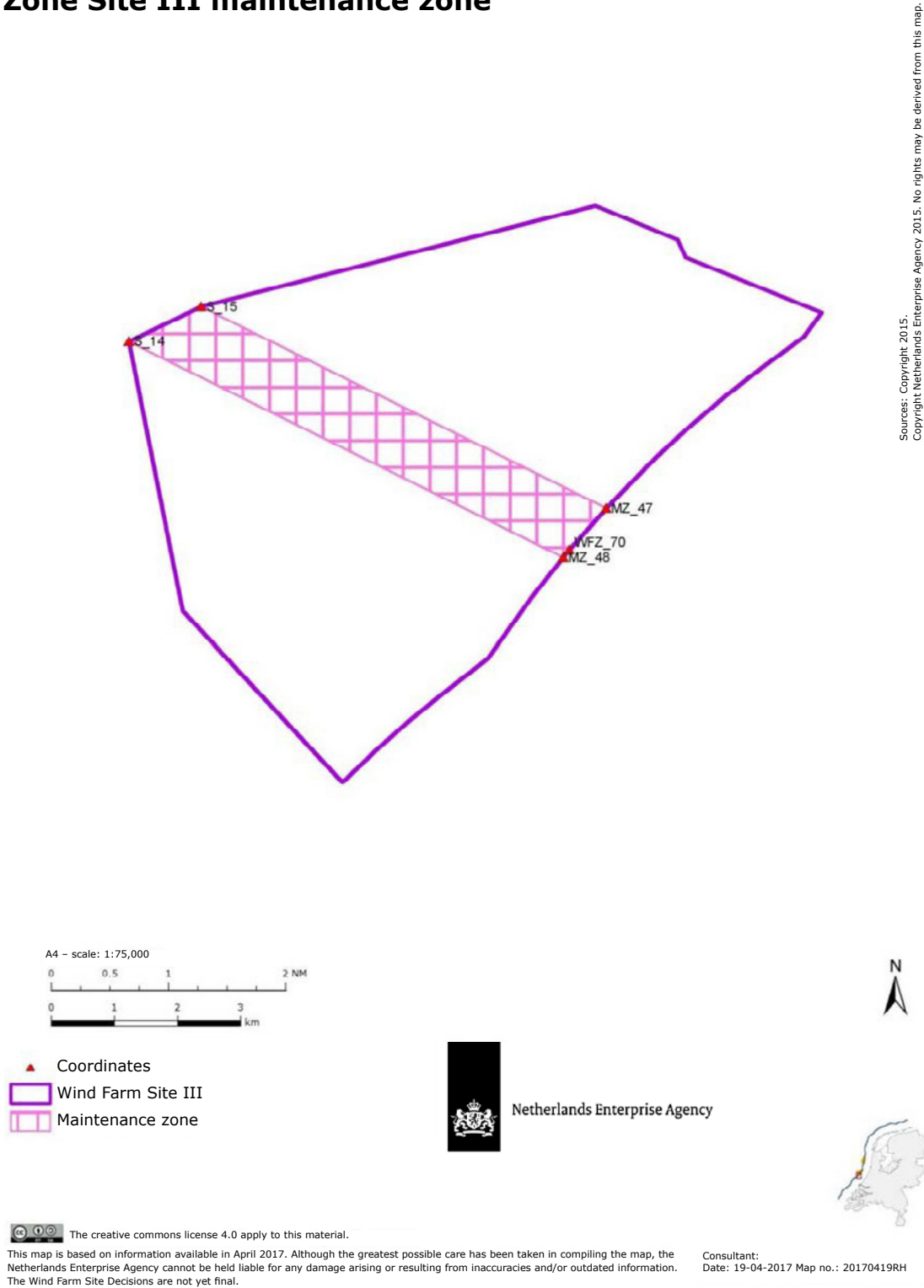
Voorschrift 2, derde lid

Windenergiegebied Hollandse Kust (zuid)
Kavel III onderhoudszone



Regulation 2(3)

Hollandse Kust (zuid) Wind Farm
Zone Site III maintenance zone



Voorschrift 2, veertiende lid

Maatregelen uit het Beheerplan Voordelta⁸⁶, het Beheerplan Deltawateren⁸⁷, Beheerplan Noordzee-kustzone⁸⁸ en Beheerplan Waddenzee⁸⁹.

- Het om de volgende rustgebieden:
- Slikken van Voorne (Voordelta);
 - Hinderplaat (Voordelta);
 - Bollen van de Ooster (Voordelta);
 - Middelplaat (voorheen Verklikkerplaat) (Voordelta);
 - Bollen van het Nieuwe Zand (Voordelta).

- Bij deze gebieden zijn de volgende voorwaarden beschreven:
- Buiten de winterrustgebieden blijven (in ieder geval geen toegang in de periode 15 december –1 april) en op ruime afstand (>1.500 m, of zoveel als minimaal haalbaar) van de rustgebieden varen om effecten in de rand-zone van het rustgebied te minimaliseren.
 - Minimaal 1.200 m afstand van vaste rustgebieden voor zeehonden (zandplaten bij Middelplaat, Bollen van de Ooster en Hinderplaat). Wanneer dit niet mogelijk is, dient in ieder geval verstoring van pups te worden voorkomen.
 - Bij aanwezigheid van pups niet in de directe nabijheid (>1.200 m) varen in de zoogperiode (mei-juli) van de gewone zeehond.
 - Bij aanwezigheid van pups niet in de directe nabijheid (>1.200 m) varen in de zoogperiode (dec-feb) van de grijze zeehond.

- Verder gaat het in het gebied om de volgende belangrijke platen:
- Roggenplaat (voor rusten, verharen, zogen) (Oosterschelde);
 - Galgeplaat (of Vondelingsplaat, voor verharen en rusten) (Oosterschelde);
 - Zimmermangeul (Westerschelde);
 - Rug van Baarland (Westerschelde);
 - de Middelplaat (Westerschelde);
 - de Hooge Platen (Westerschelde);
 - Everingen (Westerschelde);
 - Plaat van Breskens (Westerschelde);
 - de Platen van Ossenis (Westerschelde);
 - de Platen van Valkenisse (Westerschelde).

- Hiervan zijn als rustgebieden aangewezen:
- Hooge Platen;
 - Hooge Springer;
 - Rug van Baarland;
 - platen van Valkenisse.

Regulation 2(14)

Measures under the Voordelta Management Plan⁸⁶, the Delta Water Management Plan⁸⁷, the North Sea Coastal Zone Management Plan⁸⁸ and the Wadden Sea Management Plan⁸⁹.

- This concerns the following resting areas:
- Voorne mudflats (Voordelta);
 - Hinderplaat (Voordelta);
 - Bollen van de Ooster (Voordelta);
 - Middle plain (previously called Verklikkerplaat) (Voordelta);
 - Bollen van het Nieuwe Zand (Voordelta).

- The following conditions are prescribed for these areas:
- Remain outside the winter resting areas (no access during the period between 15 December and 1 April) and sail at a sufficient distance (>1,500 m, or as far as achievable at least) from the resting areas in order to minimise impact along the border zone of the resting area.
 - Keep a distance of 1,200 m at least from fixed resting areas for seals (sandbanks by Middle plain, Bollen van de Ooster and Hinderplaat). When this is not possible, disturbance of the pups must be avoided.

- Do not sail within the direct surroundings (>1,200 m) if pups are present during the common seal nursing period (May-July).
- Do not sail within the direct surroundings (>1,200 m) if pups are present during the grey seal nursing period (Dec-Feb).

- In addition this covers the shallows in the following areas:
- Roggenplaat (for resting, moulting, nursing) (Oosterschelde);
 - Galgeplaat (or Vondelingsplaat, for moulting and resting) (Oosterschelde);
 - Zimmermangeul (Westerschelde);
 - Rug van Baarland (Westerschelde);
 - The Middle plain (Westerschelde);
 - The Hooge Platen (Westerschelde);
 - Everingen (Westerschelde);
 - Plaat van Breskens (Westerschelde);
 - The Platen van Ossenis (Westerschelde);
 - The Platen van Valkenisse (Westerschelde).

- The following are designated resting areas:
- Hooge Platen;
 - Hooge Springer;
 - Rug van Baarland;
 - Platen van Valkenisse.

Platen en rustgebieden in de Waddenzee en Noordzeekustzone staan weergegeven in:

http://rwsnatura2000.nl/Gebieden/noordzeekustzone/NZKZ_Documenten/default.aspx#folder=389032

http://rwsnatura2000.nl/Gebieden/noordzeekustzone/NZKZ_Documenten/default.aspx#folder=343139

Bij de aanwezigheid van op de platen rustende zeehonden zal een minimale afstand van 1.200 m aangehouden moeten worden.

Ten aanzien van concentraties rustende vogels dient er buiten de vaargeul een afstand te worden gehouden van 500 meter.

⁸⁶ https://www.noordzeeloket.nl/publish/pages/123386/natura_2000_beheerplan_voordelta_2015-2021_5002.pdf

⁸⁷ http://rwsnatura2000.nl/Gebieden/DW_Deltawateren/documenten+deltawateren/default.aspx#folder=648248

⁸⁸ http://rwsnatura2000.nl/Gebieden/noordzeekustzone/NZKZ_Documenten/default.aspx#folder=389024

⁸⁹ http://rwsnatura2000.nl/Gebieden/noordzeekustzone/NZKZ_Documenten/default.aspx#folder=389032

Shallow water sandbanks and resting areas in the Wadden Sea and the North Sea Coastal Zone are designated in:

http://rwsnatura2000.nl/Gebieden/noordzeekustzone/NZKZ_Documenten/default.aspx#folder=389032

http://rwsnatura2000.nl/Gebieden/noordzeekustzone/NZKZ_Documenten/default.aspx#folder=343139

Where resting seals are present in shallow waters or sandbank areas, a minimum distance of 1,200 m must be kept.

Outside the shipping lane, a distance of 500 metres should be maintained in relation to concentrations of resting birds.

⁸⁶ https://www.noordzeeloket.nl/publish/pages/123386/natura_2000_beheerplan_voordelta_2015-2021_5002.pdf

⁸⁷ http://rwsnatura2000.nl/Gebieden/DW_Deltawateren/documenten+deltawateren/default.aspx#folder=648248

⁸⁸ http://rwsnatura2000.nl/Gebieden/noordzeekustzone/NZKZ_Documenten/default.aspx#folder=389024

⁸⁹ http://rwsnatura2000.nl/Gebieden/noordzeekustzone/NZKZ_Documenten/default.aspx#folder=389032

Bijlage bij paragraaf 7.5.8; tabel met vogelsoorten

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de in aanmerking genomen vogelsoorten waarvoor de verbodsbepaling in artikel 3.1, eerste lid, van de Wet natuurbescherming wordt overtreden.

Trekvogels			
kleine zwaan	boomvalk	roek	zwarte roodstaart
kleine rietgans	slechtvalk	goudhaan	gekraagde roodstaart
grauwe gans	waterral	zwarte mees	Paapje
kolgans	waterhoen	boomleeuwerik	Roodborsttapuit
grote Canadese gans	meerkoet	veldleeuwerik	Tapuit
brandgans	scholekster	strandleeuwerik	bonte vliegenvanger
rotgans	kluut	oeverzwaluw	Heggenmus
bergeend	bontbekplevier	boerenzwaluw	Ringmus
tafeleend	goudplevier	huiszwaluw	gele kwikstaart
kuifeend	zilverplevier	ttiftjaf	noordse kwikstaart
topper	kievit	fitis	grote gele kwikstaart
krakeend	kanoet	grasmus	witte kwikstaart
smient	drieteenstrandloper	tuinfluiter	rouwkwikstaart
slobeend	bonte strandloper	zwartkop	boompieper
wilde eend	watersnip	sprinkhaanzanger	graspieper
pijlstaart	houtsnip	snor	oeverpieper
zomertaling	grutto	spotvogel	vink
wintertaling	rosse grutto	kleine karekiet	keep
kwartel	regenwulp	rietzanger	groenling
blauwe reiger	wulp	pestvogel	putter
lepelaar	oeverloper	winterkoning	sijs
dodaars	zwarte ruiter	spreeuw	kneu
fuut	groenpootruiter	beflijster	grote barmsijs
roodhalsfuut	tureluur	merel	kruisbek
kuifduiker	steenloper	kramsvogel	goudvink
geoorde fuut	dwergstern	zanglijster	appelvink
bruine kiekendief	zwarte stern	koperwiek	sneeuwgars
blauwe kiekendief	koekoek	grote lijster	ijsgars
sperwer	ransuil	grauwe vliegenvanger	rietgars
visarend	velduil	roodborst	
torenvalk	gierzwaluw	nachtegaal	
smelleken	kauw	Blauwborst	
Verblijvende vogels			
noordse stormvogel	dwergmeeuw	zilvermeeuw	grote stern
jan-van-gent	stormmeeuw	grote mantelmeeuw	zeekoet
drieteenmeeuw eider	kleine mantelmeeuw	visdief	alk

Appendix to section 7.5.8; table of bird species

The following table provides an overview of the relevant bird species for which the prohibition provision under Section 3.1(1) of the Nature Conservation Act is contravened

Migratory birds			
Bewick's swan	Eurasian hobby	Rook	Black redstart
Pink-footed goose	Peregrine falcon	Goldcrest	Common redstart
Greylag goose	Water rail	Coal tit	Whinchat
White-fronted goose	Common moorhen	Woodlark	European stonechat
Canada goose	Eurasian coot	Skylark	Northern wheatear
Barnacle goose	Oystercatcher	Horned lark	European pied flycatcher
Brant goose	Pied avocet	Sand martin	Dunnock
Common shelduck	Common ringed plover	Barn swallow	Tree sparrow
Common pochard	European golden plover	Common house martin	Yellow wagtail
Tufted duck	Grey plover	Chiffchaff	Grey-headed wagtail
Scaup	Lapwing	Willow warbler	Yellow wagtail
Gadwall	Red knot	Common whitethroat	White wagtail
Wigeon	Sanderling	Garden warbler	Pied wagtail
Northern shoveler	Dunlin	Blackcap	Tree pipit
Mallard	Common snipe	Common grasshopper warbler	Meadow pipit
Northern pintail	Woodcock	Savi's warbler	Rock pipit
Garganey	Black-tailed godwit	Icterine warbler	Common chaffinch
Eurasian teal	Bar-tailed godwit	Reed warbler	Brambling
Quail	Whimbrel	Sedge warbler	European greenfinch
Grey heron	Curlew	Bohemian waxwing	European goldfinch
Eurasian spoonbill	Common sandpiper	Winter wren	Siskin
Little grebe	Spotted redshank	Common starling	Common linnet
Great crested grebe	Common greenshank	Ring ouzel	Mealy redpoll
Red-necked grebe	Common redshank	Common blackbird	Crossbill
Horned grebe	Ruddy turnstone	Fieldfare	Eurasian bullfinch
Black-necked grebe	Little tern	Song thrush	Hawfinch
Western marsh harrier	Black tern	Redwing	Snow bunting
Hen harrier	Common cuckoo	Mistle thrush	Lapland bunting
Eurasian sparrowhawk	Long-eared owl	Spotted flycatcher	Reed bunting
Osprey	Short-eared owl	European robin	
Common kestrel	Common swift	Common nightingale	
Merlin	Western jackdaw	Bluethroat	
Non-migratory birds			
Northern fulmar	Little gull	European herring gull	Sandwich tern
(Northern) gannet	Mew gull	Great black-backed gull	Common murre (guillemot)
Black-legged kittiwake, common eider	Lesser black-backed gull	Common tern	Razorbill

5 Translation of Part I and III of the ‘kavelbesluit IV windenergiegebied Hollandse Kust (zuid)’

Wind Farm Site Decision HKZWFS IV

I Besluit

Gelet op de artikelen 3 tot en met 7 van de Wet windenergie op zee en de Wet Natuurbescherming, besluit de Minister van Economische Zaken en Klimaat in overeenstemming met de Minister van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties als volgt:

- Kavel IV in windenergiegebied Hollandse Kust (zuid) wordt aangewezen als locatie voor een windpark met een totaal geïnstalleerd vermogen van minimaal 342 MW tot maximaal 380 MW. De coördinaten van de begrenzing van kavel IV zijn weergegeven in voorschrift 2, eerste lid bij dit besluit;
- Het tracé voor de aansluitverbinding tussen het windpark en TenneT platform beta loopt binnen de hiervoor gereserveerde ruimte, waarvan de coördinaten van de begrenzing zijn weergegeven in voorschrift 2, tweede lid dit besluit;
- De natuurlijke kenmerken van de gebieden zoals bedoeld in artikel 2.8 en artikel 2.9 van de Wet natuurbescherming zullen niet door het kavelbesluit worden aangetast;
- Van het bepaalde in de artikelen 3.1 en 3.5 van de Wet natuurbescherming wordt vrijstelling verleend voor de soorten zoals opgenomen in de tabel in paragraaf 7.5.8 in de toelichting in deel II van dit besluit;
- Aan het kavelbesluit zijn voorschriften verbonden. Deze zijn opgenomen in deel III van dit besluit.

’s-Gravenhage, 10 januari 2018

Minister van Economische Zaken en Klimaat,
E.D. Wiebes

II Toelichting op kavelbesluit

III Voorschriften

Voorschrift 1 Begripsbepalingen

In dit besluit wordt verstaan onder:

- *akoestisch(e) afschrikmiddel(len)*: apparaat waarmee door middel van een geluidssignaal zeezoog- dieren en vissen worden verjaagd;
- *ashoogte*: de hoogte van de rotor-as, waaraan de rotorbladen van de windturbine zijn bevestigd, ten opzichte van het zeeniveau;
- *bevoegd gezag Wet windenergie op zee*: de Minister van Economische Zaken en Klimaat;
- *continu gebruik*: betreft het voortdurend in gebruik zijn van de windturbine behoudens periodes van onderhoud
- *cut-in windspeed*: de laagste windsnelheid waarbij de turbine energie gaat leveren;

I Decision

Having regard to Sections 3 to 7 inclusive of the Offshore Wind Energy Act (Wet windenergie op zee) and the Nature Conservation Act (Wet natuurbescherming), the Minister of Economic Affairs and Climate Policy, in consultation with the Minister of the Interior and Kingdom Relations, has adopted the following decision:

- Wind Farm Site IV in the Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zone (HKZWFSZ) is designated as the location for a wind farm with a total installed capacity of a minimum of 342 MW and a maximum of 380 MW. The coordinates of the boundaries of Site IV are presented in Regulation 2(1) of this Decision;
- The route for the connection between the wind farm and TenneT platform beta is within the designated area, the coordinates of the boundaries of which are indicated in Regulation 2(2) of this Decision;
- The natural characteristics of the areas as referred to in Section 2.8 and Section 2.9 of the Nature Conservation Act will not be affected by the Wind Farm Site Decision;
- Exemption from the provisions of Sections 3.1 and 3.5 of the Nature Conservation Act will be granted for the species shown in the table in subsection 7.5.8 of the explanatory notes to Part II of this Decision;
- The Wind Farm Site Decision is subject to regulations. Those regulations are set out in Part III of this Decision.

The Hague, 10 January 2018

Minister of Economic Affairs and Climate Policy,
E. D. Wiebes

II Clarification of Wind Farm Decision

III Regulations

Regulation 1 Definition of terms

The following terms in this Decision are understood to mean:

- *acoustic deterrent or deterrents*: equipment that drives away sea mammals and fish by means of an audio signal;
- *axis height*: the height of the rotor axle, to which the rotor blades of the wind turbine are attached in relation to sea level;
- *competent authority for the Offshore Wind Energy Act*: the Minister of Economic Affairs and Climate Policy;
- *continual use*: the continual use of the wind turbine, except during maintenance periods;
- *cut-in wind speed*: the lowest wind speed at which the turbine delivers energy;

- *dB re 1µPa*2s: eenheid voor SEL;
- *geluidsniveau*: het over de frequentiebanden gesommeerde bronniveau;
- *heiplan*: plan waarin de vergunninghouder uiteenzet op welke wijze de funderingspalen worden geheid, welke mitigerende geluid beperkende maatregelen worden genomen en op welke wijze het geluidsniveau wordt gemeten en gerapporteerd;
- *massale vogeltrek*: een vogeldichtheid van 500 vogels op rotorhoogte per kilometer per uur;
- *Mean Sea Level (MSL)*: de gemiddelde hoogte van de zeespiegel (het vlak van de zee), als alle variaties die het gevolg zijn van de getijden worden weggemiddeld.
- *monitorings- en evaluatieprogramma*: programma waarin de activiteiten zijn beschreven die door of namens de overheid worden uitgevoerd om de leemtes in kennis vast te stellen;
- *nachtlichtperiode*: deel van een etmaal met omgevingslichtsterkte minder of gelijk aan 50 cd/m²;
- *normale condities*: de gemiddelde meteorologische omstandigheden die gedurende 1 jaar in een bepaald gebied voorkomen;
- *Geïnstalleerd vermogen*: het vermogen van de productie-installatie dat onder normale condities benut kan worden voor de productie van hernieuwbare elektriciteit en dat door de leverancier gegarandeerd wordt bij continu gebruik, het tijdelijk te leveren vermogen van een booster is hierin niet inbegrepen;
- *rotordiameter*: de diameter van de denkbeeldige cirkel die door de rotorbladen (wieken) van de windturbine wordt bestreken;
- *rotoroppervlak*: het oppervlak van de denkbeeldige cirkel die door de rotorbladen (wieken) van de windturbine wordt bestreken;
- *schemerlichtperiode*: deel van een etmaal met omgevingslichtsterkte tussen 50 en 500 cd/m²;
- *SEL*: Sound Exposure Level;
- *tiphoogte*: de ashoogte plus de halve rotordiameter;
- *tiplaagte* de ashoogte min de halve rotordiameter;
- *UXO-onderzoek*: onderzoek naar de aanwezigheid van niet ontplofte munitie in de zeebodem
- *vergunninghouder*: houder van een vergunning op grond van artikel 12 van de Wet windenergie op zee;

- *wiek*: rotorblad;
- *windpark*: een samenstel van voorzieningen waarmee elektriciteit met behulp van wind wordt geproduceerd, waarbij onder een samenstel van voorzieningen wordt verstaan alle aanwezige middelen die onderling met elkaar zijn verbonden voor de productie van elektriciteit met behulp van wind.

- *dB re 1µPa*2s: unit for Sound Exposure Level;
- *sound level*: the aggregated source level over the frequency bands;
- *piling plan*: plan in which the permit holder explains in what way the foundation piles will be sunk, which mitigating and sound-limiting measures will be taken, and in what way the sound level will be measured and reported;
- *mass bird migration*: the density of bird migration being 500 birds at rotor height per kilometre per hour;
- *Mean Sea Level (MSL)*: the average level of the sea (the surface of the sea), if all variations that result from the tides are averaged out;
- *monitoring and evaluation programme*: programme in which the activities that are carried out by or on behalf of the Government in order to identify any potential knowledge gaps are described;
- *night-time period*: part of a 24-hour period with an ambient light level less than or equal to 50 cd/m²;
- *normal conditions*: the average meteorological conditions that occur over a one-year period in a particular area;
- *installed capacity*: the intended sustained output of the offshore wind farm under normal conditions, guaranteed by the supplier during continual use; the capacity to be supplied temporarily by a booster is not included;

- *rotor diameter*: the diameter the wind turbine blades cover (the imaginary circle drawn by the rotor blades of the wind turbine);
- *swept area*: the surface of the imaginary circle drawn by the rotor blades of the wind turbine;

- *twilight period*: part of a 24-hour period with an ambient light level between 50 and 500 cd/m²;
- *SEL*: Sound Exposure Level;
- *tip highest level*: the axis height plus half of the rotor diameter;
- *tip lowest level*: the axis height minus half of the rotor diameter;
- *UXO study*: study into the presence of unexploded ordnance in the seabed;
- *permit holder*: the holder of a permit under Section 12 of the Offshore Wind Energy Act;
- *wing*: rotor blade;
- *wind farm*: a grouping or arrangement of wind turbine generators and associated balance of plant which are connected to each other for the production of wind-powered electricity.

Voorschrift 2 Windpark en bandbreedten

1. Het windpark wordt geplaatst binnen de contour met de volgende coördinaten;

UTM coördinaten (ETRS89, zone 31)			
Locatie	Punt	Oostelijk	Noordelijk
Kavel IV	S_20	576.572,1	5.790.327,9
Kavel IV	S_21	573.472,2	5.791.607,2
Kavel IV	S_22	572.710,0	5.791.903,1
Kavel IV	S_23	571.716,1	5.797.627,9
Kavel IV	S_24	571.790,9	5.798.626,0
Kavel IV	S_25	571.805,0	5.798.693,2
Kavel IV	S_26	573.716,5	5.799.154,4
Kavel IV	S_27	577.973,7	5.800.132,7
Kavel IV	S_28	578.941,5	5.800.385,9
Kavel IV	S_29	580.431,8	5.801.530,6
Kavel IV	S_30	580.316,8	5.803.383,2
Kavel IV	S_31	580.760,7	5.804.487,0
Kavel IV	S_32	580.994,8	5.805.140,0
Kavel IV	S_33	581.193,4	5.805.657,9
Kavel IV	S_34	581.587,2	5.806.582,3
Kavel IV	S_35	581.882,3	5.807.210,7
Kavel IV	S_36	582.211,3	5.807.858,3
Kavel IV	S_37	582.711,5	5.808.742,7
Kavel IV	WFZ_40	585.589,4	5.808.488,5
Kavel IV	WFZ_41	585.497,2	5.808.225,8
Kavel IV	WFZ_42	585.050,6	5.807.047,7
Kavel IV	WFZ_43	584.618,3	5.805.978,0
Kavel IV	WFZ_44	584.549,1	5.805.759,5
Kavel IV	WFZ_45	583.806,8	5.804.057,5
Kavel IV	WFZ_46	583.658,0	5.803.670,2
Kavel IV	WFZ_47	583.374,1	5.803.062,4
Kavel IV	WFZ_48	582.960,1	5.802.115,9
Kavel IV	WFZ_49	582.523,4	5.801.188,9
Kavel IV	WFZ_50	582.086,2	5.800.162,1
Kavel IV	WFZ_51	581.622,3	5.799.242,1
Kavel IV	WFZ_52	581.211,5	5.798.487,2
Kavel IV	WFZ_53	580.786,3	5.797.658,9
Kavel IV	WFZ_54	580.393,7	5.796.861,7
Kavel IV	WFZ_55	579.898,9	5.795.803,2
Kavel IV	WFZ_56	579.248,3	5.794.721,1
Kavel IV	WFZ_57	578.876,2	5.794.023,5
Kavel IV	WFZ_58	578.378,3	5.793.014,6
Kavel IV	WFZ_59	577.806,7	5.792.061,0
Kavel IV	WFZ_60	576.959,0	5.790.898,9

Regulation 2 Wind farm and bandwith

1. The wind farm will be situated within the contours of the following coordinates;

UTM coordinates (ETRS89, zone 31)			
Location	Point	Easting	Northing
HKZWFS IV	S_20	576,572.1	5,790,327.9
HKZ WFS IV	S_21	573,472.2	5,791,607.2
HKZWFS IV	S_22	572,710.0	5,791,903.1
HKZWFS IV	S_23	571,716.1	5,797,627.9
HKZWFS IV	S_24	571,790.9	5,798,626.0
HKZWFS IV	S_25	571,805.0	5,798,693.2
HKZWFS IV	S_26	573,716.5	5,799,154.4
HKZWFS IV	S_27	577,973.7	5,800,132.7
HKZWFS IV	S_28	578,941.5	5,800,385.9
HKZWFS IV	S_29	580,431.8	5,801,530.6
HKZWFS IV	S_30	580,316.8	5,803,383.2
HKZWFS IV	S_31	580,760.7	5,804,487.0
HKZWFS IV	S_32	580,944.8	5,805,140.0
HKZWFS IV	S_33	581,193.4	5,805,657.9
HKZWFS IV	S_34	581,587.2	5,806,582.3
HKZWFS IV	S_35	581,882.3	5,807,210.7
HKZWFS IV	S_36	582,211.3	5,807,858.3
HKZWFS IV	S_37	582,711.5	5,808,742.7
HKZWFS IV	WFZ_40	585,589.4	5,808,488.5
HKZWFS IV	WFZ_41	585,497.2	5,808,225.8
HKZWFS IV	WFZ_42	585,050.6	5,807,047.7
HKZWFS IV	WFZ_43	584,618.3	5,805,978.0
HKZWFS IV	WFZ_44	584,549.1	5,805,759.5
HKZWFS IV	WFZ_45	583,806.8	5,804,057.5
HKZWFS IV	WFZ_46	583,658.0	5,803,670.2
HKZWFS IV	WFZ_47	583,374.1	5,803,062.4
HKZWFS IV	WFZ_48	582,960.1	5,802,115.9
HKZWFS IV	WFZ_49	582,523.4	5,801,188.9
HKZWFS IV	WFZ_50	582,086.2	5,800,162.1
HKZWFS IV	WFZ_51	581,622.3	5,799,242.1
HKZWFS IV	WFZ_52	581,211.5	5,798,487.2
HKZWFS IV	WFZ_53	580,786.3	5,797,658.9
HKZWFS IV	WFZ_54	580,393.7	5,796,861.7
HKZWFS IV	WFZ_55	579,898.9	5,795,803.2
HKZWFS IV	WFZ_56	579,248.3	5,794,721.1
HKZWFS IV	WFZ_57	578,876.2	5,794,023.5
HKZWFS IV	WFZ_58	578,378.3	5,793,014.6
HKZWFS IV	WFZ_59	577,806.7	5,792,061.0
HKZWFS IV	WFZ_60	576,959.0	5,790,898.9

De kaart met de ligging van kavel IV is opgenomen in de bijlage bij deze voorschriften.

2.
- Het tracé van de aansluitverbinding naar platform Beta ligt binnen de volgende coördinaten:

UTM coördinaten (ETRS89, zone 31)			
Locatie	Punt	Oostelijk	Noordelijk
Tracé	CE_08	573.526,2	5.791.584,9
Tracé	CE_09	574.845,9	5.791.040,3
Tracé	CE_10	574.291,3	5.790.781,7
Tracé	Beta	574.032,2	5.790.258,7
Tracé	CE_16	573.585,8	5.790.644,5
Tracé	CE_17	573.737,0	5.791.010,4

De kaart met de ligging van het tracé is opgenomen in de bijlage bij deze voorschriften.

3.
- Er worden geen windturbines geplaatst in de onderhoudszones van de telecomkabels TAT 14 Segment J, TAT Segment I, Ulysses 2, Concerto 1 Segment 1 North en Circe 1 North. Deze zones worden begrensd door de punten in onderstaande tabel en die ook zijn weergegeven op de kaart in de bijlage bij deze voorschriften.

UTM coördinaten (ETRS89, zone 31)			
Locatie	Punt	Oostelijk	Noordelijk
Kavel IV	MZ_11	576.009,0	5.798.493,2
Kavel IV	MZ_12	576.205,4	5.798.446,1
Kavel IV	MZ_17	577.189,5	5.798.420,2
Kavel IV	MZ_18	578.245,8	5.798.345,1
Kavel IV	MZ_19	579.044,1	5.797.824,7
Kavel IV	MZ_20	579.824,0	5.797.873,5
Kavel IV	MZ_21	580.957,2	5.797.991,9
Kavel IV	WFZ_53	580.786,3	5.797.658,9
Kavel IV	MZ_22	580.427,9	5.796.931,1
Kavel IV	MZ_23	579.910,6	5.796.877,1
Kavel IV	MZ_24	578.774,1	5.796.805,8
Kavel IV	MZ_25	577.918,9	5.797.365,8
Kavel IV	MZ_26	577.140,2	5.797.421,3
Kavel IV	MZ_15	575.995,6	5.797.451,2
Kavel IV	MZ_16	575.794,3	5.797.499,4
Kavel IV	S_23	571.716,1	5.797.627,9
Kavel IV	S_24	571.790,9	5.798.626,0

The map with the location of Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Site IV is contained in the appendix to these rules.

2.
- The route of the grid connection to the Beta platform is within the following coordinates:

UTM coordinates (ETRS89, zone 31)			
Location	Point	Easting	Northing
Route	CE_08	573.526,2	5.791.584,9
Route	CE_09	574.845,9	5.791.040,3
Route	CE_10	574.291,3	5.790.781,7
Route	Beta	574.032,2	5.790.258,7
Route	CE_16	573.585,8	5.790.644,5
Route	CE_17	573.737,0	5.791.010,4

The map with the location of the route is included in the appendix to these Regulations.

3.
- No wind turbines will be installed in the maintenance zones of the TAT 14 Segment J, TAT Segment I, Ulysses 2, Concerto 1 Segment 1 North and Circe 1 North telecom cables. These zones are bounded by the points in the table below, which are also indicated on the map in the appendix to these rules.

UTM coordinates (ETRS89, zone 31)			
Location	Point	Easting	Northing
HKZWFS IV	MZ_11	576,009.0	5,798,493.2
HKZWFS IV	MZ_12	576,205.4	5,798,446.1
HKZWFS IV	MZ_17	577,189.5	5,798,420.2
HKZWFS IV	MZ_18	578,245.8	5,798,345.1
HKZWFS IV	MZ_19	579,044.1	5,797,824.7
HKZWFS IV	MZ_20	579,824.0	5,797,873.5
HKZWFS IV	MZ_21	580,957.2	5,797,991.9
HKZWFS IV	WFZ_53	580,786.3	5,797,658.9
HKZWFS IV	MZ_22	580,427.9	5,796,931.1
HKZWFS IV	MZ_23	579,910.6	5,796,877.1
HKZWFS IV	MZ_24	578,774.1	5,796,805.8
HKZWFS IV	MZ_25	577,918.9	5,797,365.8
HKZWFS IV	MZ_26	577,140.2	5,797,421.3
HKZWFS IV	MZ_15	575,995.6	5,797,451.2
HKZWFS IV	MZ_16	575,794.3	5,797,499.4
HKZWFS IV	S_23	571,716.1	5,797,627.9
HKZWFS IV	S_24	571,790.9	5,798,626.0

UTM coördinaten (ETRS89, zone 31)			
Locatie	Punt	Oostelijk	Noordelijk
Kavel IV	MZ_27	583.763,5	5.808.649,8
Kavel IV	MZ_28	583.593,5	5.805.951,7
Kavel IV	MZ_29	584.209,9	5.805.758,0
Kavel IV	MZ_30	584.346,5	5.805.690,7
Kavel IV	MZ_31	584.467,0	5.805.571,3
Kavel IV	MZ_32	583.970,3	5.804.432,4
Kavel IV	MZ_33	583.723,5	5.804.862,6
Kavel IV	MZ_34	583.529,2	5.804.923,7
Kavel IV	MZ_35	583.479,4	5.804.108,6
Kavel IV	MZ_36	583.868,3	5.804.198,4
Kavel IV	WFZ_45	583.806,8	5.804.057,5
Kavel IV	WFZ_46	583.658,0	5.803.670,2
Kavel IV	WFZ_47	583.374,1	5.803.062,4
Kavel IV	WFZ_48	582.960,1	5.802.115,9
Kavel IV	WFZ_49	582.523,4	5.801.188,9
Kavel IV	WFZ_50	582.086,2	5.800.162,1
Kavel IV	MZ_37	581.914,7	5.799.822,1
Kavel IV	MZ_38	580.945,7	5.799.594,8
Kavel IV	S_28	578.941,5	5.800.385,9
Kavel IV	S_29	580.431,8	5.801.530,6
Kavel IV	MZ_39	580.662,8	5.801.433,2
Kavel IV	MZ_40	582.791,4	5.801.929,2
Kavel IV	MZ_41	582.771,2	5.802.064,2
Kavel IV	S_29	580.431,8	5.801.530,6
Kavel IV	S_30	580.316,8	5.803.383,2
Kavel IV	MZ_42	582.497,8	5.803.882,8
Kavel IV	MZ_43	582.476,5	5.804.059,1
Kavel IV	MZ_44	582.546,5	5.805.232,6
Kavel IV	S_33	581.193,4	5.805.657,9
Kavel IV	S_34	581.587,2	5.806.582,3
Kavel IV	MZ_45	582.611,0	5.806.260,5
Kavel IV	MZ_46	582.767,0	5.808.737,8

4.
- De rotorbladen van de windturbines blijven volledig binnen de in het eerste lid genoemde contour en volledig buiten de in het derde lid genoemde onderhoudszones.
5.
- Het maximale aantal op te richten windturbines is 63.
6.
- Het maximale totale rotoroppervlak is 1.461.542 m2.
7.
- In het windpark worden uitsluitend turbines met, per turbine, een geïnstalleerd vermogen van minimaal 6 MW geplaatst.

UTM coordinates (ETRS89, zone 31)			
Location	Point	Easting	Northing
HKZWFS IV	MZ_27	583,763.5	5,808,649.8
HKZWFS IV	MZ_28	583,593.5	5,805,951.7
HKZWFS IV	MZ_29	584,209.9	5,805,758.0
HKZWFS IV	MZ_30	584,346.5	5,805,690.7
HKZWFS IV	MZ_31	584,467.0	5,805,571.3
HKZWFS IV	MZ_32	583,970.3	5,804,432.4
HKZWFS IV	MZ_33	583,723.5	5,804,862.6
HKZWFS IV	MZ_34	583,529.2	5,804,923.7
HKZWFS IV	MZ_35	583,479.4	5,804,108.6
HKZWFS IV	MZ_36	583,868.3	5,804,198.4
HKZWFS IV	WFZ_45	583,806.8	5,804,057.5
HKZWFS IV	WFZ_46	583,658.0	5,803,670.2
HKZWFS IV	WFZ_47	583,374.1	5,803,062.4
HKZWFS IV	WFZ_48	582,960.1	5,802,115.9
HKZWFS IV	WFZ_49	582,523.4	5,801,188.9
HKZWFS IV	WFZ_50	582,086.2	5,800,162.1
HKZWFS IV	MZ_37	581,914.7	5,799,822.1
HKZWFS IV	MZ_38	580,945.7	5,799,594.8
HKZWFS IV	S_28	578,941.5	5,800,385.9
HKZWFS IV	S_29	580,431.8	5,801,530.6
HKZWFS IV	MZ_39	580,662.8	5,801,433.2
HKZWFS IV	MZ_40	582,791.4	5,801,929.2
HKZWFS IV	MZ_41	582,771.2	5,802,064.2
HKZWFS IV	S_29	580,431.8	5,801,530.6
HKZWFS IV	S_30	580,316.8	5,803,383.2
HKZWFS IV	MZ_42	582,497.8	5,803,882.8
HKZWFS IV	MZ_43	582,476.5	5,804,059.1
HKZWFS IV	MZ_44	582,546.5	5,805,232.6
HKZWFS IV	S_33	581,193.4	5,805,657.9
HKZWFS IV	S_34	581,587.2	5,806,582.3
HKZWFS IV	MZ_45	582,611.0	5,806,260.5
HKZWFS IV	MZ_46	582,767.0	5,808,737.8

4.
- The rotor blades of the wind turbines must remain within the contours cited in paragraph 1 and completely outside the maintenance zone cited in paragraph 3.
5.
- The maximum number of wind turbines to be installed is 63.
6.
- The maximum total swept area permitted is 1,461,542 m2.
7.
- Only wind turbines with an installed capacity of at least 6 MW are to be installed in the wind farm.

8.	De minimale afstand tussen windturbines bedraagt 4 maal de rotordiameter uitgedrukt in meters.	8.	The minimum distance between the wind turbines must be 4 times the rotor diameter expressed in metres.	15.	De vergunninghouder spant zich aantoonbaar in om het windpark zodanig te ontwerpen en te realiseren dat het park actief bijdraagt aan versterking van een gezonde zee en versterking van behoud en duurzaam gebruik van soorten en habitats die van nature in Nederland voorkomen. De vergunninghouder stelt daartoe een plan van aanpak op en dient dat uiterlijk 8 weken voorafgaand aan de start van de bouw in bij de Minister van Economische Zaken en Klimaat. De werkzaamheden worden uitgevoerd conform dit plan van aanpak.	15.	The permit holder must make demonstrable efforts to design and build the wind farm in such a way that it actively enhances the sea's ecosystem, helping to foster conservation efforts and goals relating to sustainable use of species and habitats that occur naturally in the Netherlands. In this respect the permit holder is required to create an action plan, to be delivered to the Minister of Economic Affairs and Climate Policy no later than 8 weeks before the planned start of construction. Construction work must adhere to this plan.
9.	De minimale tiplaahte is 25 meter boven zeeniveau (MSL).	9.	The minimum tip lowest level is 25 metres above sea level (MSL).	16.	De vergunninghouder spant zich aantoonbaar in om met inachtneming van geldende regelgeving het park zodanig te ontwerpen te bouwen en te exploiteren dat het windpark actief bijdraagt aan versterking van lokale en regionale economie. De vergunninghouder stelt daartoe een plan van aanpak op en dient dat uiterlijk 8 weken voorafgaand aan de start van de bouw in bij de Minister van Economische Zaken en Klimaat. De werkzaamheden worden uitgevoerd conform dit plan van aanpak.	16.	The permit holder must make demonstrable efforts, with due observance of applicable regulations and prevailing laws, to design, construct and operate the wind farm in such a way that it actively enhances the local and regional economy. In this respect the permit holder is required to create an action plan, to be delivered to the Minister of Economic Affairs and Climate Policy no later than 8 weeks before the planned start of construction. Construction work must adhere to this plan.
10.	De maximale tiphoogte is 251 meter boven zeeniveau (MSL).	10.	The maximum tip highest level is 251 metres above sea level (MSL).	17.	Tijdens reparaties en onderhoud van kabels en leidingen moet het aantal rotaties per minuut per windturbine van de windturbines, die zich in een straal van 1.000 meter van de reparatie- en onderhoudslocatie bevinden, tot minder dan 1 worden gebracht.	17.	During the repair and maintenance of cables and pipelines, the number of rotations per minute per wind turbine of the wind turbines situated within a radius of 1,000 metres of the repair and maintenance location must be reduced to less than 1.
11.	De kabels vanaf de windturbines moeten aangesloten worden op platform Beta.	11.	The cables from the wind turbines must be connected to the Beta platform.				
12.	De toegestane funderingen voor de windturbines zijn: a. monopile; b. tripod; c. jacket; d. gravity based; e. suction bucket. Indien de vergunninghouder een fundering wil toepassen die niet in dit lid is genoemd zal hij de milieueffecten hiervan moeten bepalen. De milieueffecten worden voorgelegd aan de Minister van Economische Zaken en Klimaat. De milieueffecten mogen de grenzen die in dit besluit zijn vastgelegd niet overschrijden.	12.	The foundations permitted for the wind turbines are: a. monopile; b. tripod; c. jacket; d. gravity-based; e. suction bucket. If the permit holder wishes to deploy a type of foundation that is not cited in this paragraph, the environmental impact of that type must be determined. An environment impact assessment report relating to the use of an alternative foundation design must be submitted to the Minister of Economic Affairs and Climate Policy. The environmental impact must not exceed the limits set out in this Decision.				
13.	Als opofferingsanodes gebruikt worden als kathodische bescherming van stalen constructies, bestaan deze uit legeringen van aluminium of magnesium. De legeringen mogen kleine hoeveelheden (< 5 gewicht %) andere metalen bevatten.	13.	If sacrificial anodes are used as cathodic protection of steel structures, these must consist of alloys of aluminium or magnesium. The alloys may contain small amounts (< 5 weight %) of other metals.				
14.	De schepen die door of namens de vergunninghouder worden ingezet, moeten bij hun vaarbewegingen rekening houden met de aanwezigheid van zeehonden op de aanwezige platen en de aangewezen rustgebieden alsmede rekening te houden met aanwezige vogelconcentraties. Hierbij dienen de maatregelen zoals genoemd in het Beheerplan Voordelta, het Beheerplan Deltawateren, het Beheerplan Waddenzee en het Beheerplan Noordzeekustzone in acht te worden genomen. De bepalingen uit de betreffende (Ontwerp) Beheerplannen zijn opgenomen in de bijlage bij deze voorschriften. Dit voorschrift vervalt op het moment dat in het Beheerplan Voordelta, het Beheerplan Deltawateren, het Beheerplan Waddenzee en het Beheerplan Noordzeekustzone de schepen zoals bedoeld in de eerste volzin zijn opgenomen als bestaand gebruik.	14.	Vessels used by or on behalf of the permit holder must take into account the presence of seals in shallow waters/sandbank areas and designated resting areas, as well as any bird concentrations present. The measures cited in the Voordelta Management Plan, the Delta Water Management Plan, the Wadden Sea Management Plan and the North Sea Coastal Zone Management Plan must be taken into account. The provisions of the appropriate (Draft) Management Plans are defined in the appendix to these regulations. This Regulation will be withdrawn once in the Voordelta Management Plan, the Delta Water Management Plan, the Wadden Sea Management Plan and the North Sea Coastal Zone Management Plan vessels as cited in the first sentence are incorporated as extant use.				

Voorschrift 3 De vergunning

De vergunning als bedoeld in artikel 12 van de Wet wind - energie op zee wordt verleend voor een termijn van 30 jaar.

Voorschrift 4 Mitigerende maatregelen

1. Maatregelen ter voorkoming van permanente fysieke effecten bij bruinvissen en zeehonden en mortaliteit van vissen:

a) De vergunninghouder maakt gebruik van één of meer op de relevante frequenties afgestelde akoestisch(e) afschrikmiddel(len) gedurende een half uur voor het begin van de heiwerkzaam- heden alsmede gedurende het heien. De vergunninghouder onderbouwt in het heiplan welk(e) type(s) afschrikmiddel(len) gebruikt zal of zullen worden, waarbij hij ingaat op de effectiviteit van het of de gekozen type(n);

b) De heiwerkzaamheden vangen aan met een lage hei-energie. De duur en het vermogen van de lage hei-energie dient zodanig te zijn dat bruinvissen de gelegenheid hebben om naar een veilige locatie te zwemmen. De vergunninghouder onderbouwt in het heiplan duur en vermogen van de lage hei-energie.
2. Maatregelen ter voorkoming van verstoring van bruinvissen, zeehonden en vissen (geluidsnorm)

a) Als gevolg van de bouw van het windpark mag op enig moment het geluidsniveau onder water tijdens het heien de in de onderstaande tabel vermelde geluidsnorm niet overschrijden;

Geluidsnorm (dB re µPa²s SEL op 750 meter van de geluidsbron)			
Periode			
Aantal op te richten windturbines	Januari t/m mei	Juni t/m augustus	September t/m december
55 – 63	162	167	169
49 – 54	163	169	170
43 – 48	163	169	171
39 – 42	164	170	172
35 – 38	165	171	172

Sound level (dB re µPa2s SEL1 at 750 metres from the sound source)			
Period			
Number of wind turbines to be installed	January to May inclusive	June to August inclusive	September to December inclusive
55-63	162	167	169
49-54	163	169	170
43-48	163	169	171
39-42	164	170	172
35-38	165	171	172

Regulation 3 The permit

The permit as referred to in Section 12 of the Offshore Wind Energy Act will be issued for a period of 30 years.

Regulation 4 Mitigating measures

1. Measures for the prevention of permanent physical harm and/or effects to porpoises and seals and the mortality of fish:

a) The permit holder must use one or more acoustic deterrents tuned to the relevant frequencies during piling work, including half an hour before piling work starts. In its piling plan, the permit holder will outline the type of deterrent it plans to use, including supporting evidence of its proven effectiveness;

b)The piling work must adopt a soft start, ensuring that porpoises are given an opportunity to swim to a safe location. The piling plan should provide details outlining the duration and power of the soft start along with supporting evidence of effectiveness.
2. Measures to prevent disturbance to porpoises, seals and fish (sound emission standard):

a) The underwater sound level during pile-driving work for the construction of the wind farm must not exceed the sound emission standard stated in the table below:

- b) De vergunninghouder mag bij de eerste tien funderingspalen de in de bovenstaande tabel vermelde geluidsnorm overschrijden met maximaal 2 dB re 1 µPa2^s SEL1;
- c) Het geluidsniveau dient tijdens het heien door of namens de vergunninghouder continu gemeten te worden. De geluidsmetingen dienen per geheide funderingspaal, binnen uiterlijk 48 uur na de afronding van het heien van de betreffende funderingspaal te worden doorgestuurd naar de Minister van Economische Zaken en Klimaat;
- d) Wanneer na achtereenvolgende geluidsmetingen blijkt dat het geluidsniveau onder water tijdens het heien van de funderingspalen de in de tabel vermelde geluidsnorm niet over- schrijdt, dan kan de Minister van Economische Zaken en Klimaat worden verzocht toe te staan dat de frequentie van de geluidsmetingen wordt verlaagd;
- e) De vergunninghouder stelt een heiplan op en dient dat uiterlijk 8 weken voorafgaand aan de start van de bouw in bij de Minister van Economische Zaken en Klimaat;
- f) De werkzaamheden worden uitgevoerd conform het heiplan als bedoeld in onderdeel e van dit voorschrift;
- g) De vergunninghouder spant zich in om zo min mogelijk onderwatergeluid te produceren;
- h) De vergunninghouder spant zich in om in een zo kort mogelijk aaneengesloten periode onderwatergeluid te produceren.
3. Maatregelen ter beperking van aanvaringsslachtoffers onder vogels op rotorhoogte bij massale vogeltrek:

a) In nachten (tussen zonsondergang en zonsopkomst), gedurende de periode waarin daadwerkelijk sprake is van massale vogeltrek, aan te geven door de Minister van Economische Zaken en Klimaat, wordt het aantal rotaties per minuut per windturbine tot minder dan 1 gebracht;

b) De vergunninghouder is verplicht zonder financiële tegenprestatie mee te werken aan de plaatsing van een systeem dat de daadwerkelijke vogeltrek waarneemt op de daarvoor door de overheid bepaalde plek (ken). De in het windpark geldende veiligheidsregels worden daarbij in acht genomen;
- c) De vergunninghouder is verplicht mee te werken aan toegang ten behoeve van het beheer en onderhoud van deze apparatuur;
- d) De vergunninghouder geeft jaarlijks op 1 augustus en 1 februari in een rapportage aan de Minister van Economische Zaken en Klimaat aan hoe en op welke wijze aan dit voorschrift uitvoering is gegeven in de voorgaande 6 maanden.

- b) The permit holder may exceed the sound level cited in the table on the previous page by a maximum of 2 dB re 1 µPa2^s SEL1 for the first ten foundation piles;
- c) During the pile-driving work, the sound level must be continuously measured by or on behalf of the permit holder. The sound measurements for each foundation pillar driven must be sent to the Minister of Economic Affairs and Climate Policy within 48 hours after completion of the pile driving of the foundation pillar concerned;
- d) Should successive sound measurements show that the underwater sound level does not exceed the sound emission standard stated in the table during the foundation pile-driving work, the Minister of Economic Affairs and Climate Policy may be requested to allow the frequency of sound measurements to be reduced;
- e) The permit holder is required to prepare a piling plan, to be delivered to the Minister of Economic Affairs and Climate Policy no later than 8 weeks before the planned start of construction;
- f) The work must be performed in accordance with the piling plan as referred to in subparagraph e of this Regulation;
- g) The permit holder shall strive to produce as little underwater sound as possible;
- h) The permit holder shall strive to produce underwater sound in a continuous period of time as short as possible.
3. Measures to limit collision victims among birds at rotor height during mass bird migration:

a) At night (between sunset and sunrise), during the period in which mass bird migration effectively takes place, to be specified by the Minister of Economic Affairs and Climate Policy, the number of rotations per minute per wind turbine will be reduced to less than 1;

b) The permit holder is obliged to cooperate, without financial compensation, with the installation of a system that observes the actual bird migration at the place or places determined by the Government. The safety regulations applicable to the wind farm will be duly observed;
- c) The permit holder is obliged to provide access for the management and maintenance of this equipment;
- d) On 1 August and 1 February each year, the permit holder will produce a report outlining how this Regulation has been implemented in the previous six months and submit it to the Minister of Economic Affairs and Climate Policy.

4. Maatregelen voor het voorkomen van aanvaringsslachtoffers van vleermuizen op rotorhoogte:
- a) De cut-in windspeed van de turbines bedraagt gedurende de periode van 15 augustus tot en met 30 september tussen 1 uur na zonsondergang tot 2 uur voor zonsopkomst 5,0 m/s op ashoogte;
- b) Bij een windsnelheid van minder dan 5,0 m/s op ashoogte brengt de vergunninghouder in de periode, bedoeld in onderdeel a, het aantal rotaties per minuut per windturbine omlaag tot minder dan 1;
- c) De vergunninghouder geeft binnen twee maanden na afloop van de periode, bedoeld in onderdeel a, in een rapportage naar de Minister van Economische Zaken en Klimaat aan hoe en op welke wijze aan dit voorschrift uitvoering is gegeven.
5. Maatregelen ter bescherming van archeologie en cultuurhistorie:
- a) Indien de locaties met mogelijke archeologisch waardevolle objecten uit het archeologisch assessment Hollandse Kust Zuid phase II⁸³ met een straal van 100 meter niet gemeden kunnen worden dient voorafgaand aan het leggen van de kabels en het plaatsen van de funderingen van de windturbines, een nader Inventariserend Veldonderzoek (IVO) (verkenkend onderzoek) te worden verricht voor deze locaties naar de mogelijke aanwezigheid van archeologische monumenten. Dit onderzoek dient volgens de Kwaliteitsnorm Nederlandse Archeologie (KNA) Waterbodems (versie 3.2) te worden uitgevoerd;
- b) De resultaten van het onder onderdeel a genoemde onderzoek worden uiterlijk 3 maanden voorafgaand aan de start van de bouw van het windpark voorgelegd aan de Minister van Economische Zaken en Klimaat.
- c) Afhankelijk van de conclusies uit het onder onderdeel a genoemde onderzoek:
- kunnen de werkzaamheden ongewijzigd doorgang vinden;
 - is er een vervolgonderzoek nodig;
 - worden er fysieke maatregelen getroffen ter bescherming van archeologische vindplaatsen;
 - worden vindplaatsen uitgesloten van ingrepen met inachtneming van een bufferzone;
 - worden de werkzaamheden archeologisch begeleid.
- d) De vergunninghouder zal de resultaten van zijn UXO onderzoek archeologisch laten analyseren volgens de Kwaliteitsnorm Nederlandse Archeologie (KNA) Waterbodems (versie 3.2)

4. Measures to prevent victims of collision amongst bats at rotor level:
- a) The cut-in wind speed of turbines will be 5.0 m/s at axis height during the period 15 August to 30 September, between 1 hour after sunset and 2 hours before sunrise;
- b) In case of a wind speed of less than 5.0 m/s at axis height during the period referred to in subparagraph a, the permit holder will reduce the number of rotations per minute per wind turbine to less than 1;
- c) Within two months of the end of the period referred to in subparagraph a, the permit holder will produce a report outlining how this Regulation has been implemented and submit it to the Minister of Economic Affairs and Climate Policy.
5. Measures to protect archaeology and cultural history:
- a) If the sites which the Hollandse Kust Zuid phase II archaeological assessment shows might contain archaeologically valuable objects⁸³ cannot be avoided with a radius of 100 metres, it will be necessary to conduct a further exploratory field study into the possible presence of archaeological monuments for those sites before laying cables or building foundations. This study must be performed in accordance with the Dutch Archaeology Quality Standard Aquatic Soils (version 3.2);
- b) The result of the study referred to in subparagraph a must be submitted to the Minister of Economic Affairs and Climate Policy no later than three months prior to commencement of the construction of the wind farm.
- c) Depending on the conclusions of the study referred to in subparagraph a:
- the work can proceed without any changes;
 - a follow-up study will be required;
 - physical measures must be taken to protect archaeological sites;
 - sites are to be excluded from interference taking into account a buffer zone;
 - the work must be supervised archaeologically.
- d) The permit holder will have the results of its UXO study analysed archaeologically in accordance with the Dutch Archaeology Quality Standard Aquatic Soils (version 3.2);

- e) Indien de begraven ijzerhoudende objecten uit het archeologisch assessment Hollandse Kust Zuid phase II, en de begraven ijzerhoudende objecten die uit het UXO onderzoek van de vergunninghouder (onder d.) worden geïdentificeerd met een straal van 100 meter niet gemeden kunnen worden, dient het UXO onderzoek terplekke archeologisch te worden begeleid. Deze begeleiding dient volgens de Kwaliteitsnorm Nederlandse Archeologie (KNA) Waterbodems (versie 3.2) te worden uitgevoerd.
6. Maatregelen voor het verminderen van hinder door verlichting en de zichtbaarheid van het windpark:
- a) Obstatelichten op het hoogste vaste punt op alle windturbines zijn vast brandende rode lichten.
- b) Indien de zichtbaarheid tijdens de schemer- en/of nachtluchtperiode meer bedraagt dan 5 kilometer, wordt de nominale lichtintensiteit van deze obstakellichten tijdens de schemer- en/of nachtluchtperiode tot 30% verlaagd, indien de zichtbaarheid tijdens de schemer- en/of nachtluchtperiode meer bedraagt dan 10 kilometer wordt de intensiteit tijdens de schemer- en/of nachtluchtperiode tot 10% verlaagd.
- c) Als minimaal vereiste geldt dat de contouren van het windpark verlicht dienen te zijn, waarbij, vanuit de cockpit gezien, de afstand op de horizon tussen de afzonderlijke lichten op de windturbines niet meer dan 900 meter is;
- d) Op aanwijzing van de Minister van Economische Zaken en Klimaat of de Kustwacht wordt het windpark geheel of gedeeltelijk verlicht in het geval van een reddingsoperatie in of in de directe omgeving van het windpark;
- e) De mast, de gondel en de bladen van de windturbines worden uitgevoerd in de kleur lichtgrijs (RAL7035).
7. Maatregel ter bevordering van de scheepvaartveiligheid en handhaving in en rond het windpark:
- a) De vergunninghouder is verplicht om, zonder financiële tegenprestatie, mee te werken aan de plaatsing van een (radar)systeem dat de scheepsbewegingen in en rond het windpark kan waarnemen op de door de overheid bepaalde plek;
- b) De vergunninghouder is verplicht mee te werken aan toegang ten behoeve van het beheer en onderhoud van deze apparatuur.

Voorschrift 5 Monitorings- en evaluatieprogramma

1. De Minister van Economische Zaken en Klimaat laat een monitorings- en evaluatieprogramma opstellen. De vergunninghouder werkt zonder financiële tegenprestatie mee aan dit monitorings- en

e) If the buried ferrous objects revealed by the Hollandse Kust (zuid) phase II archaeological assessment, and the buried ferrous objects identified on the basis of the permit holder's UXO study (referred to in subparagraph d.) cannot be avoided with a radius of 100 metres, the UXO study must be accompanied by on-site archaeological supervision. That supervision must be performed in accordance with the Dutch Archaeology Quality Standard Aquatic Soils (version 3.2).

6. Measures to reduce light pollution and to reduce the visibility of the wind farm:
- a) The obstruction lights on the highest fixed point on all wind turbines are steady-burning, red lights;
- b) If visibility exceeds 5 kilometres during the twilight and/or night-time period, the nominal light intensity of those obstruction lights may be reduced to 30% during the twilight and night-time period. If visibility exceeds 10 kilometres during that period, the nominal light intensity may be reduced to 10%;
- c) Contour lighting of the wind farm, where, viewed from a cockpit, the distance on the horizon between the individual lights on the wind turbines must not exceed 900 metres, is a minimum requirement;
- d) On the instructions of the Minister of Economic Affairs and Climate Policy or the Coast Guard, the wind farm will be lit entirely or in part in the event of a rescue operation in the immediate vicinity of the wind farm;
- e) The tower, the nacelle and the blades of the wind turbines are light-grey (RAL7035) in colour.
7. Measure to promote maritime safety and enforcement in and around the wind farm:
- a) The permit holder is obliged to cooperate, without financial compensation, with the installation of a system (radar or other type) that can observe ship movements in and around the wind farm at the location specified by the Government for that purpose;
- b) The permit holder is obliged to provide access for the management and maintenance of this equipment.

Regulation 5 Monitoring and evaluation programme

1. The Minister of Economic Affairs and Climate Policy will create an environmental monitoring and evaluation programme. The permit holder will cooperate in this programme, without financial

⁸³ An archaeological assessment of geophysical survey results Hollandse Kust (zuid)-Periplus Archeomare, October 2016.

⁸³ An archaeological assessment of geophysical survey results Hollandse Kust (zuid)-Periplus Archeomare, October 2016.

- evaluatieprogramma. De in het windpark geldende veiligheidsregels worden daarbij in acht genomen.
2. De Minister van Economische Zaken en Klimaat maakt de gegevens die voortkomen uit het monitorings- en evaluatieprogramma openbaar.
 3. Ten behoeve van de uitvoering van het monitoring- en evaluatie programma werkt de vergunning- houder mee ten aanzien van onder meer:
 - toegang tot het windpark met vaartuigen ten behoeve van tellingen van natuurwaarden;
 - toegang tot de bodem van een windpark en het nemen van monsters;
 - het (laten) bevestigen van apparatuur zoals camera's en batdetectors op of aan (onderdelen van) de windturbines en toegang ten behoeve van beheer en onderhoud van deze apparatuur;
 - het (laten) bevestigen van radar op of aan (onderdelen van) de windturbines toegang ten behoeve van beheer en onderhoud van deze apparatuur;
 - het (laten) bevestigen van meetapparatuur (bijvoorbeeld meetboeien, c-pods etc.) in het windpark toegang ten behoeve van beheer en onderhoud van deze apparatuur;
 - het beschikbaar stellen van bandbreedte op de datakabel.

Voorschrift 6 Verwijdering

De vergunninghouder verwijdert het windpark uiterlijk binnen twee jaar nadat de exploitatie is gestaakt, doch uiterlijk binnen de looptijd van de vergunning. Rijkswaterstaat is toezichthouder.

- compensation. The safety regulations applicable to the wind farm will be duly observed.
2. The Minister of Economic Affairs and Climate Policy will publish the data arising from the monitoring and evaluation programme.
 3. For the benefit of the implementation of the monitoring and evaluation programme, the permit holder will cooperate as follows:
 - providing access to the wind farm for vessels conducting monitoring and evaluation work;
 - providing access to the bed of a wind farm and allowing sampling;
 - enabling the attachment of equipment such as cameras and bat detectors to/on (parts of) the wind turbines and providing access for the management and maintenance of that equipment;
 - enabling the attachment of radar equipment to/on (parts of) the wind turbines and providing access for the management and maintenance of those radars;
 - enabling the attachment of measurement equipment (such as measurement buoys, C-PODS, etc.) within the wind farm and providing access for the management and maintenance of that equipment;
 - making bandwidth available on the data cable.

Regulation 6 Removal

After power generation operations have stopped, the permit holder will dismantle and remove all elements of the wind farm within two years at the latest, but always within the term of validity of the permit. Rijkswaterstaat is the regulatory agency.

Voorschrift 7 Financiële zekerheid

1. Uiterlijk op het moment dat RVO bewijs heeft ontvangen dat er Garanties van Oorsprong (GvO) zijn afgegeven over de geleverde stroom stelt de vergunninghouder zich garant door middel van een bankgarantie aan de Staat voor een bedrag van € 120.000 per geïnstalleerde MW ten bate van de verwijdering van het windpark.
2. De vergunninghouder verhoogt het in het eerste lid genoemde bedrag jaarlijks met 2% als gevolg van indexatie gedurende een periode van 12 jaar na afgifte van de bankgarantie.
3. Na een periode van 12 jaar exploitatie, 17 jaar exploitatie en 1 jaar voor het tijdstip van verwijdering verzoekt de vergunninghouder de Minister van Economische Zaken en Klimaat om het bedrag genoemd in het eerste lid en de indexatie daarvan opnieuw vast te stellen.
4. Indien een vergunning wordt aangevraagd volgens paragraaf 3.3 van de Wet windenergie op zee wordt de in lid 1 genoemde bankgarantie voor de verwijdering van het windpark afgegeven op het moment dat de eerste fundatie van het windpark wordt geplaatst.

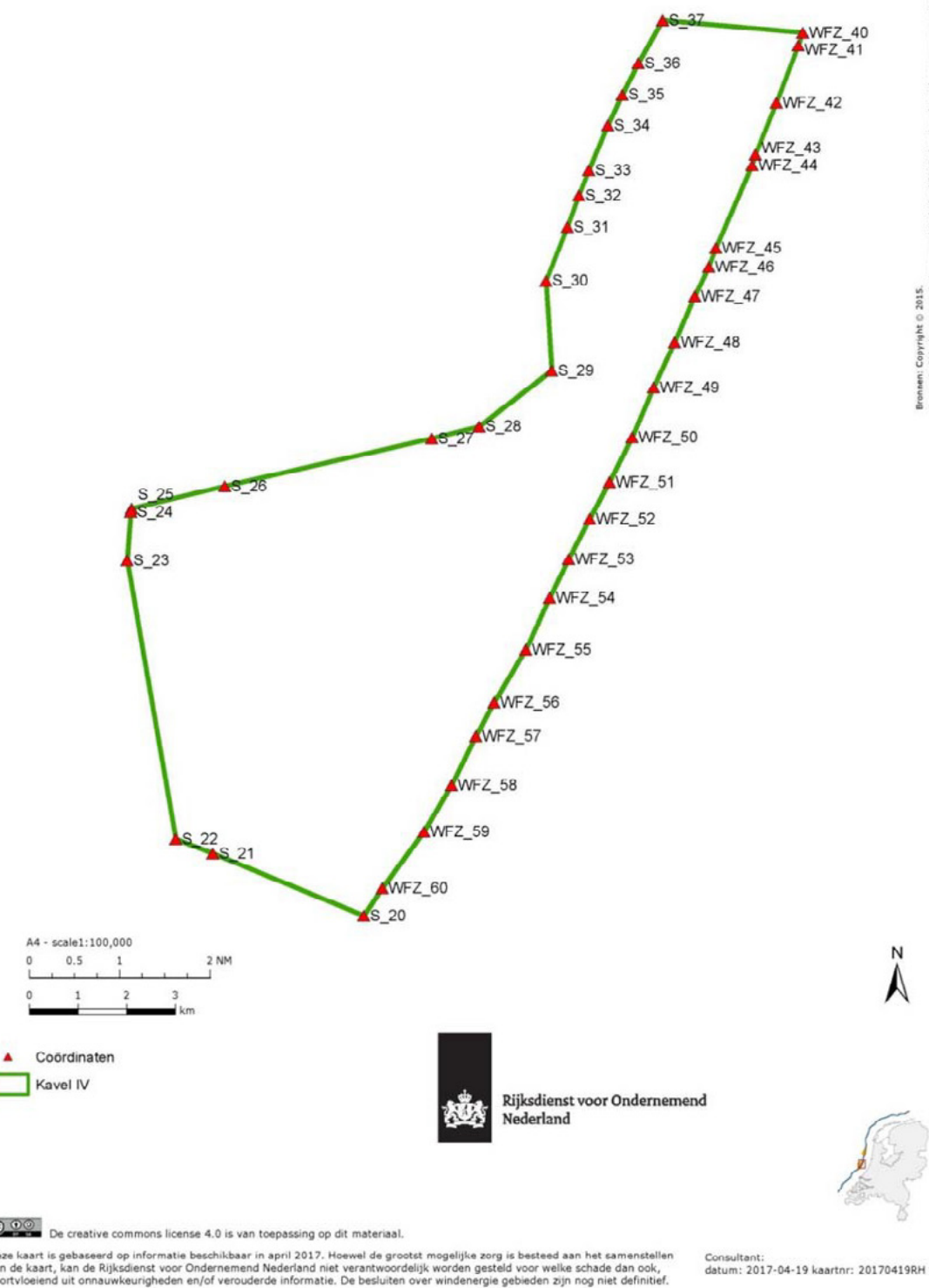
Regulation 7 Financial security

1. At the latest, at the moment of given proof of produced electricity by the means of Guarantees of Origin (Garanties van Oorsprong, GVO), the permit holder is required to provide surety, in the form of a bank guarantee for the State, for the removal of the wind farm in the amount of €120,000 per MW installed.
2. The permit holder will annually increase the amount referred to in paragraph 1 by 2% as a consequence of indexation during a period of 12 years after the issue of the bank guarantee.
3. After operating for a period of 12 years, operating for a period of 17 years, and 1 year before the date of removal, the permit holder will ask the Minister of Economic Affairs and Climate Policy to redetermine the amount referred to paragraph 1 and its indexation.
4. If a permit is applied for in accordance with Section 3.3 of the Offshore Wind Energy Act, the bank guarantee referred to in paragraph 1 for the removal of the wind farm shall be granted at the time when the first foundation of the wind farm is installed.

Bijlage bij de voorschriften

Voorschrift 2, eerste lid

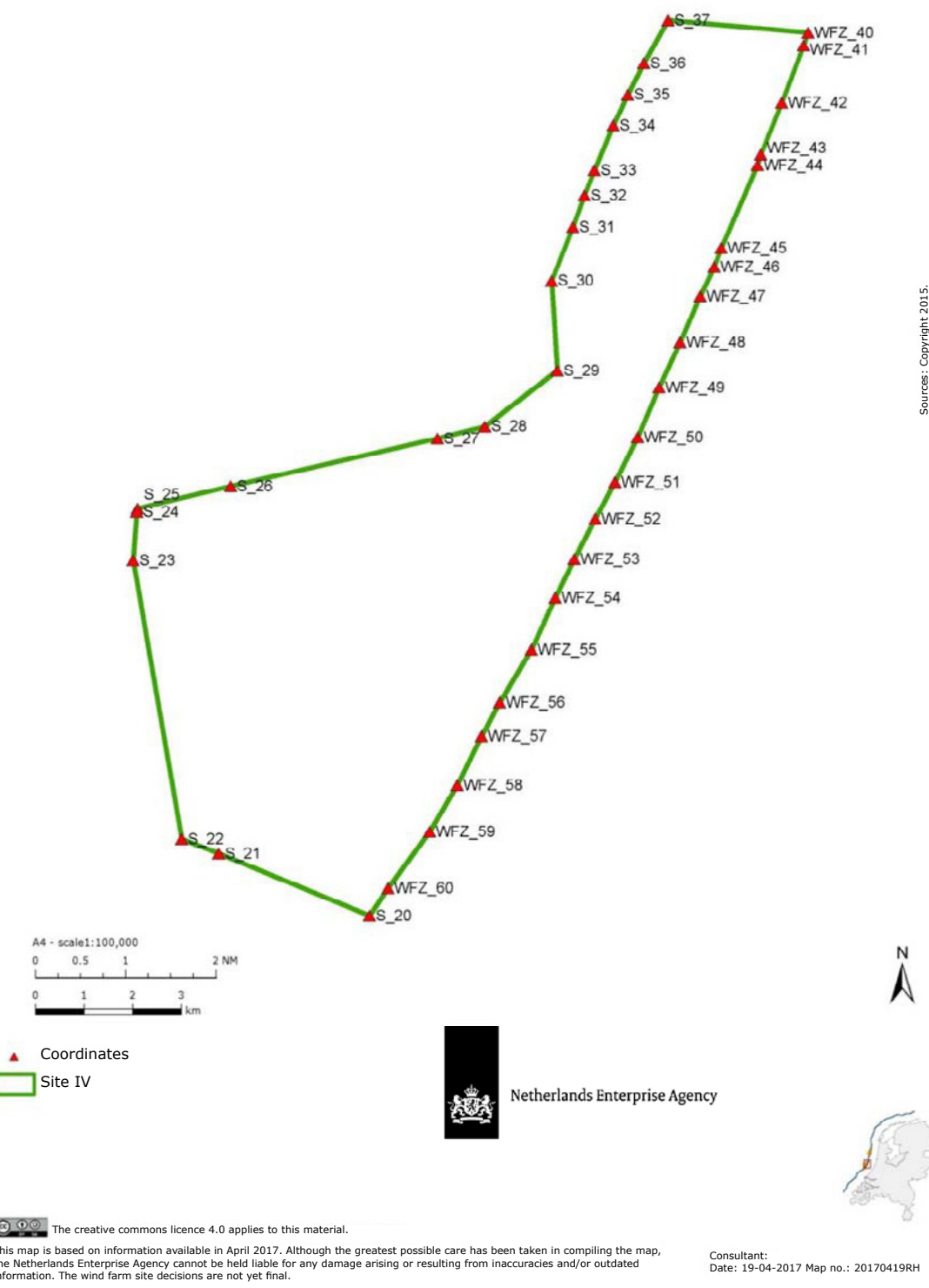
Windenergiegebied Hollandse Kust (zuid)
Kavel IV coördinaten



Appendix to the Regulations

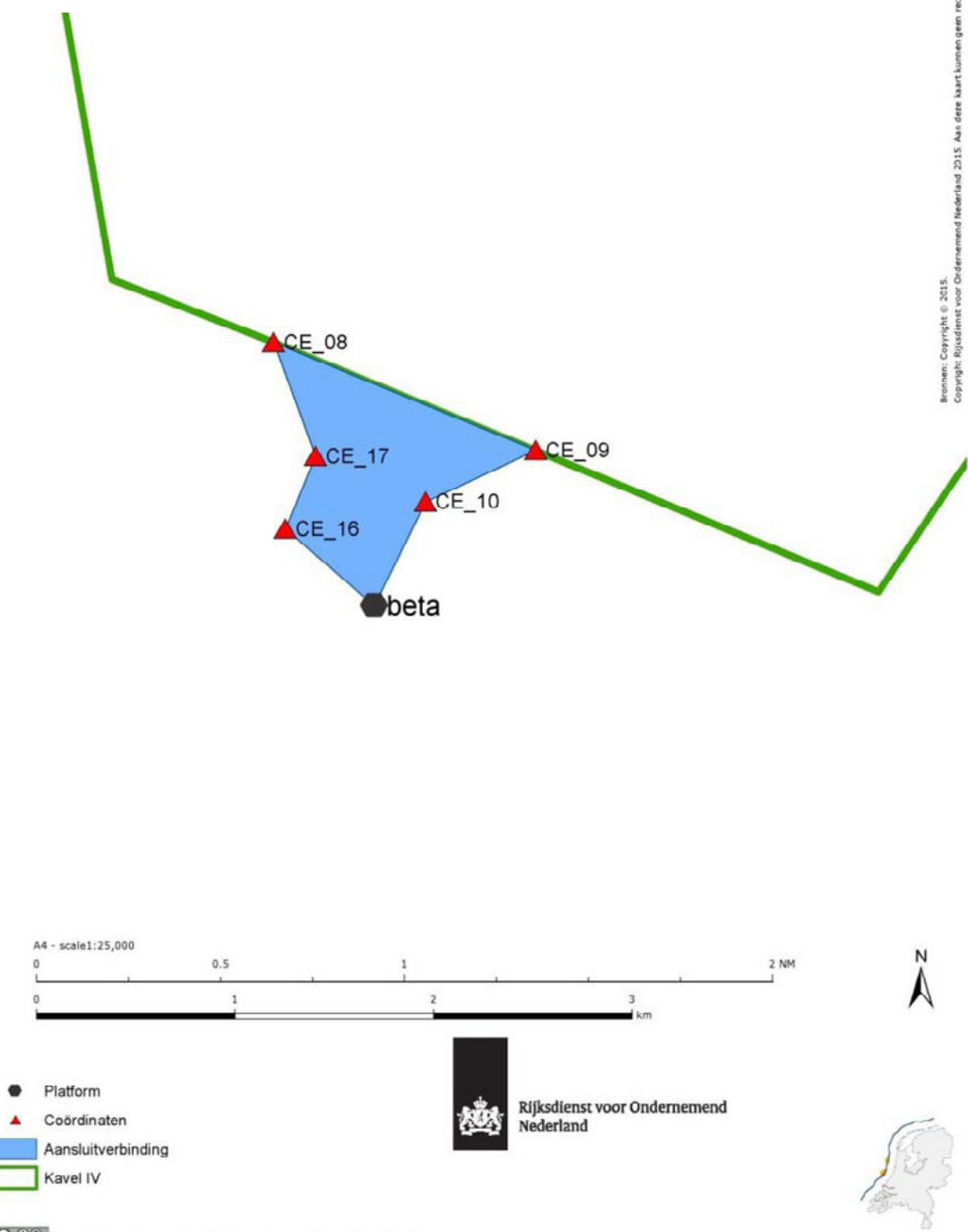
Regulation 2 (1)

Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zone
Site IV coordinates



Voorschrift 2, tweede lid

Windenergiegebied Hollandse Kust (zuid)
Kavel IV aansluitverbinding

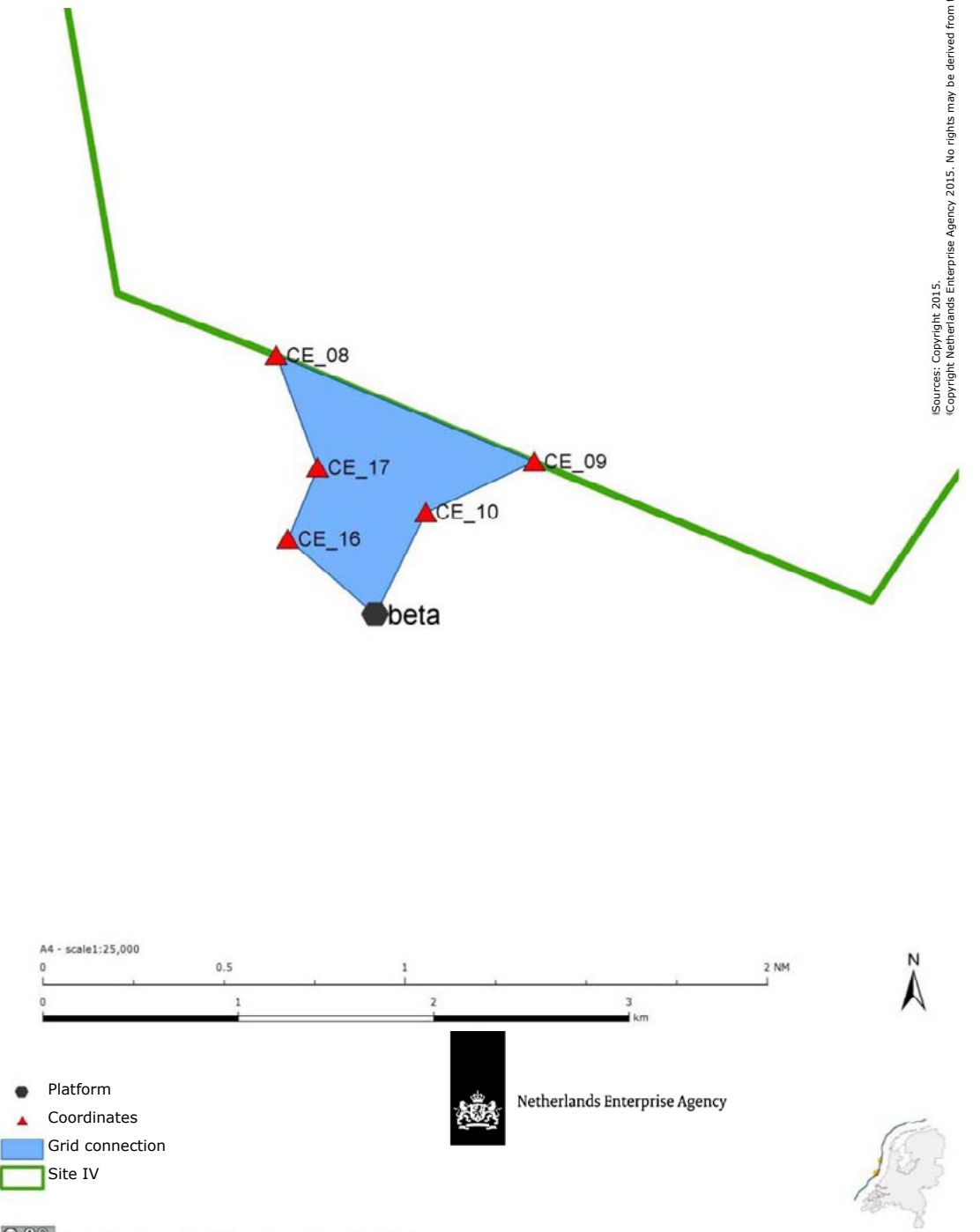


Deze kaart is gebaseerd op informatie beschikbaar in april 2017. Hoewel de grootst mogelijke zorg is besteed aan het samenstellen van de kaart, kan de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland niet verantwoordelijk worden gesteld voor welke schade dan ook voortvloeiend uit onnauwkeurigheden en/of verouderde informatie. De besluiten over windenergie gebieden zijn nog niet definitief.

Consultant:
datum: 2017-04-19 kaartnr: 20170419RH

Regulation 2(2)

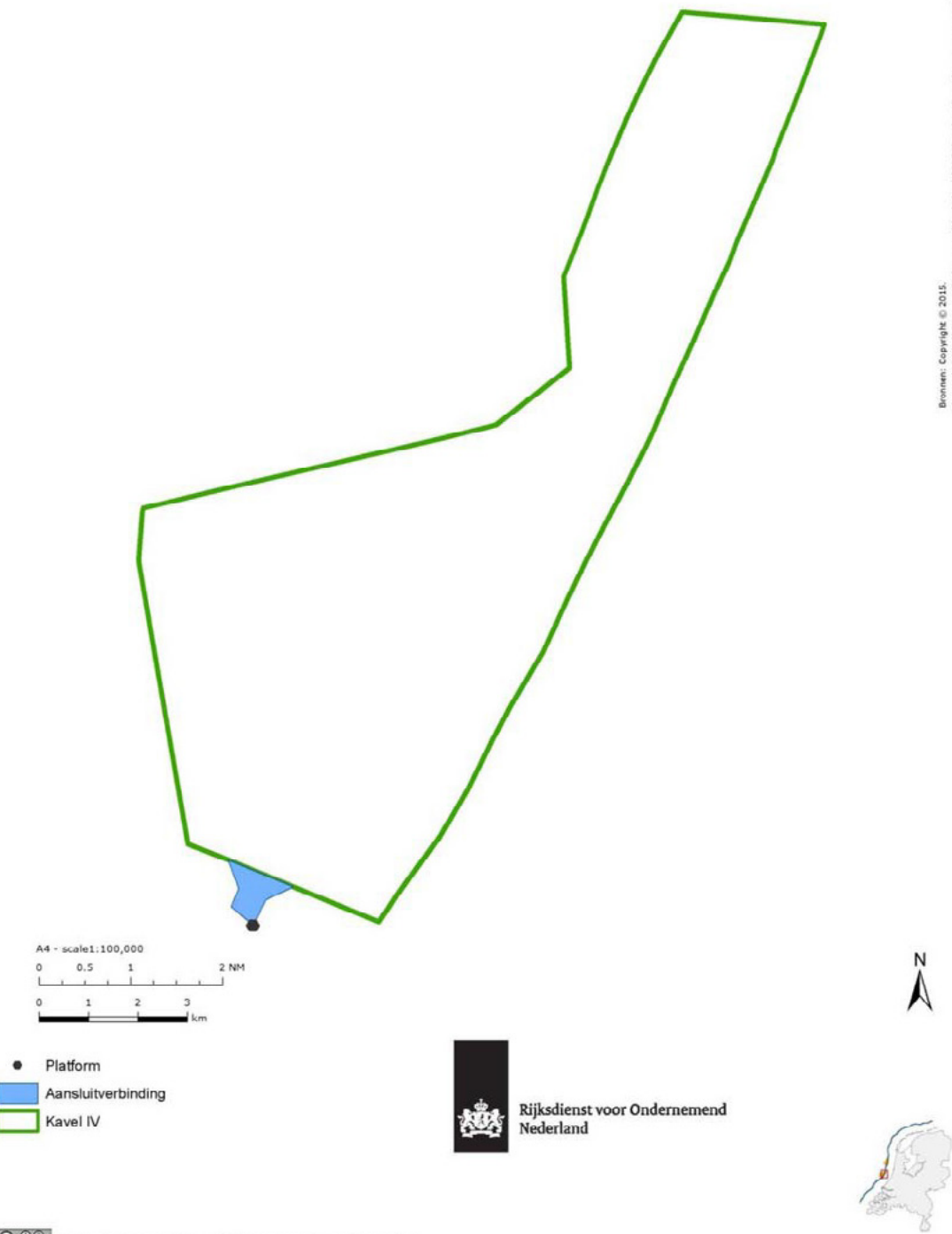
Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zone
Site IV grid connection



This map is based on information available in April 2017. Although the greatest possible care has been taken in compiling the map, the Netherlands Enterprise Agency cannot be held liable for any damage arising or resulting from inaccuracies and/or outdated information. The wind farm site decisions are not yet final.

Consultant:
Date: 19-04-2017 Map no.: 20170419RH

Windenergiegebied Hollandse Kust (zuid)
Kavel IV aansluitverbinding

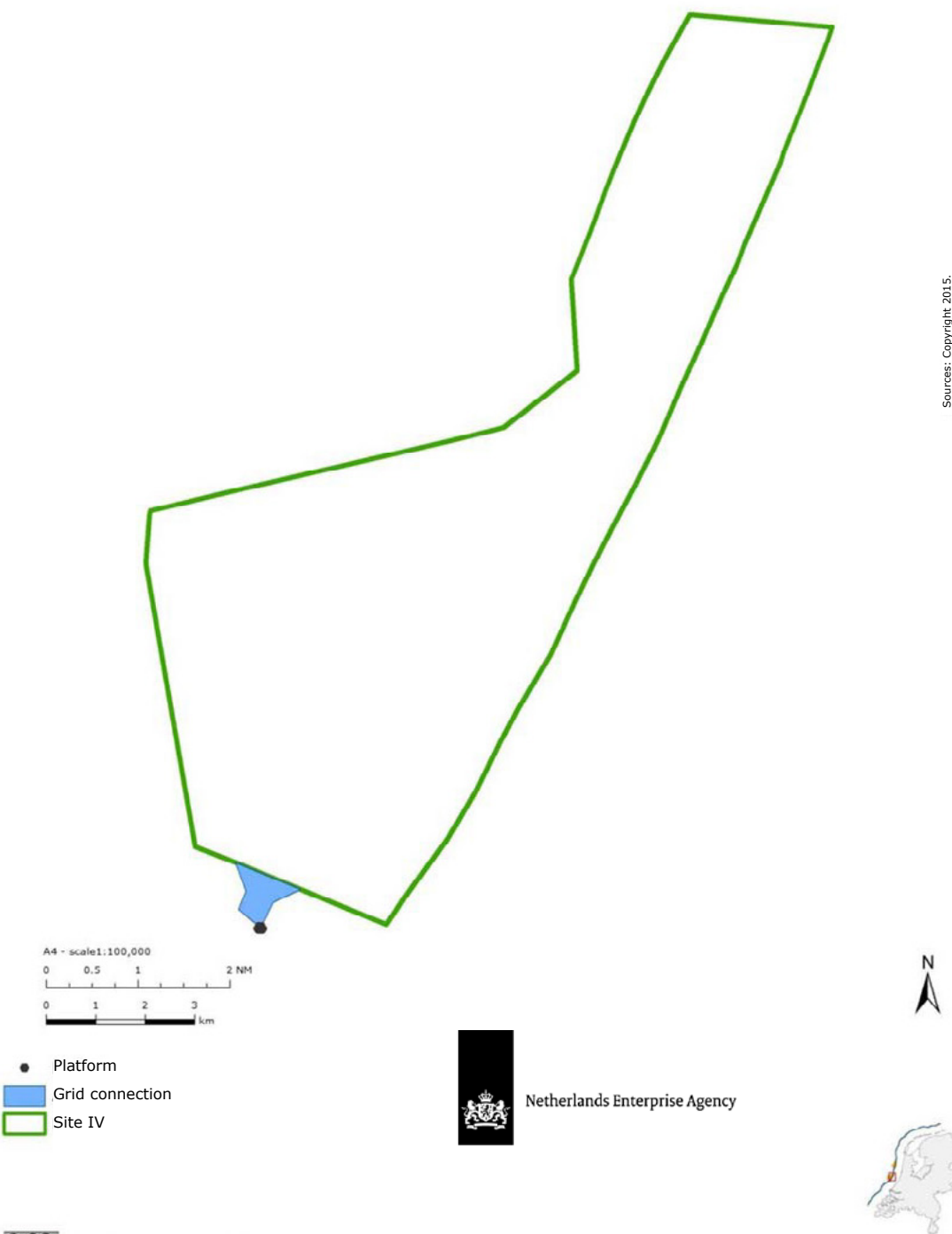


Bronnen: Copyright © 2015.
Copyright Rijksdienst voor Ondernemend Nederland 2015. Aan deze kaart kunnen geen rechten worden ontleend.

Deze kaart is gebaseerd op informatie beschikbaar in april 2017. Hoewel de grootst mogelijke zorg is besteed aan het samenstellen van de kaart, kan de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland niet verantwoordelijk worden gesteld voor welke schade dan ook, voortvloeiend uit onnauwkeurigheden en/of verouderde informatie. De besluiten over windenergie gebieden zijn nog niet definitief.

Consultant:
datum: 2017-04-19 kaartnr: 20170419RH

Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zone
Site IV grid connection



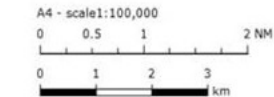
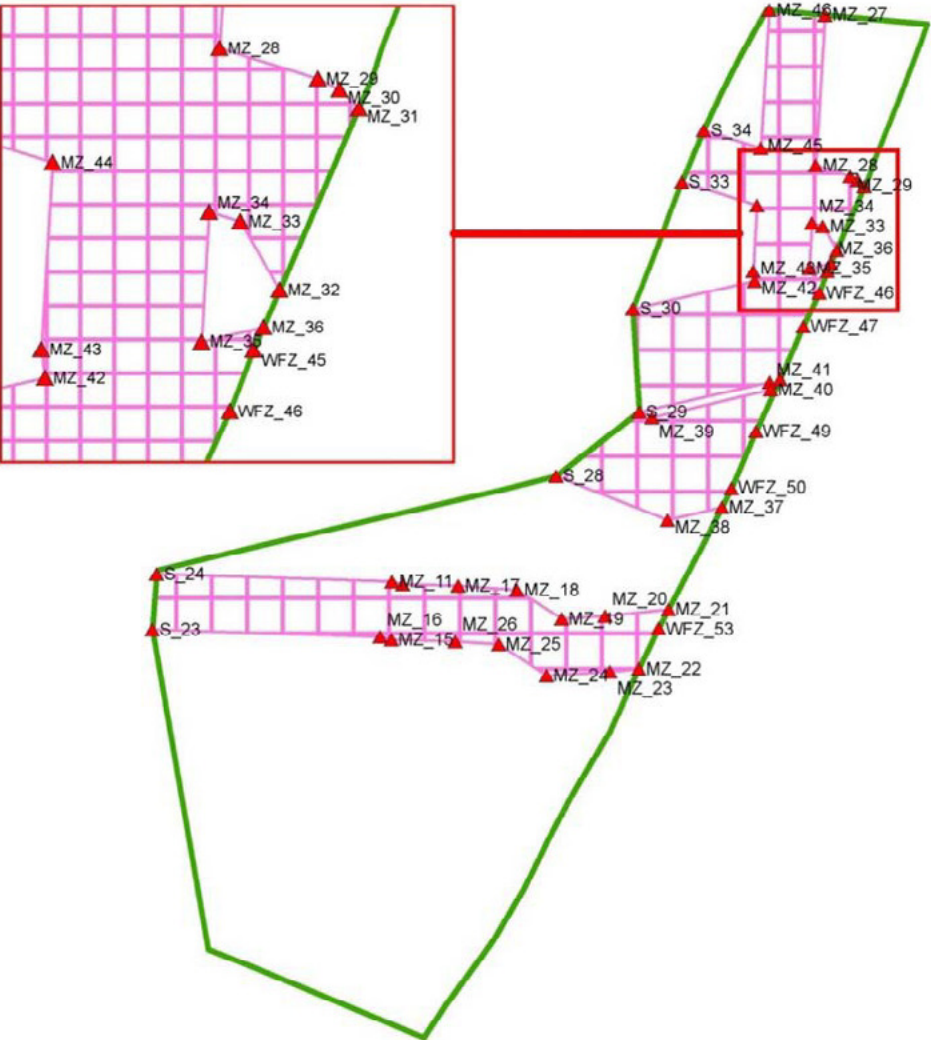
Sources: Copyright 2015.
Copyright Netherlands Enterprise Agency 2015. No rights may be derived from this map.

This map is based on information available in April 2017. Although the greatest possible care has been taken in compiling the map, the Netherlands Enterprise Agency cannot be held liable for any damage arising or resulting from inaccuracies and/or outdated information. The wind farm site decisions are not yet final.

Consultant:
Date: 19-04-2017 Map no.: 20170419RH

Voorschrift 2, derde lid

Windenergiegebied Hollandse Kust (zuid)
Kavel IV onderhoudszone



- ▲ Coördinaten
- Kavel IV
- Onderhoudszone



Rijksdienst voor Ondernemend Nederland



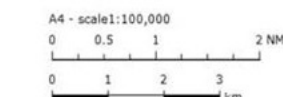
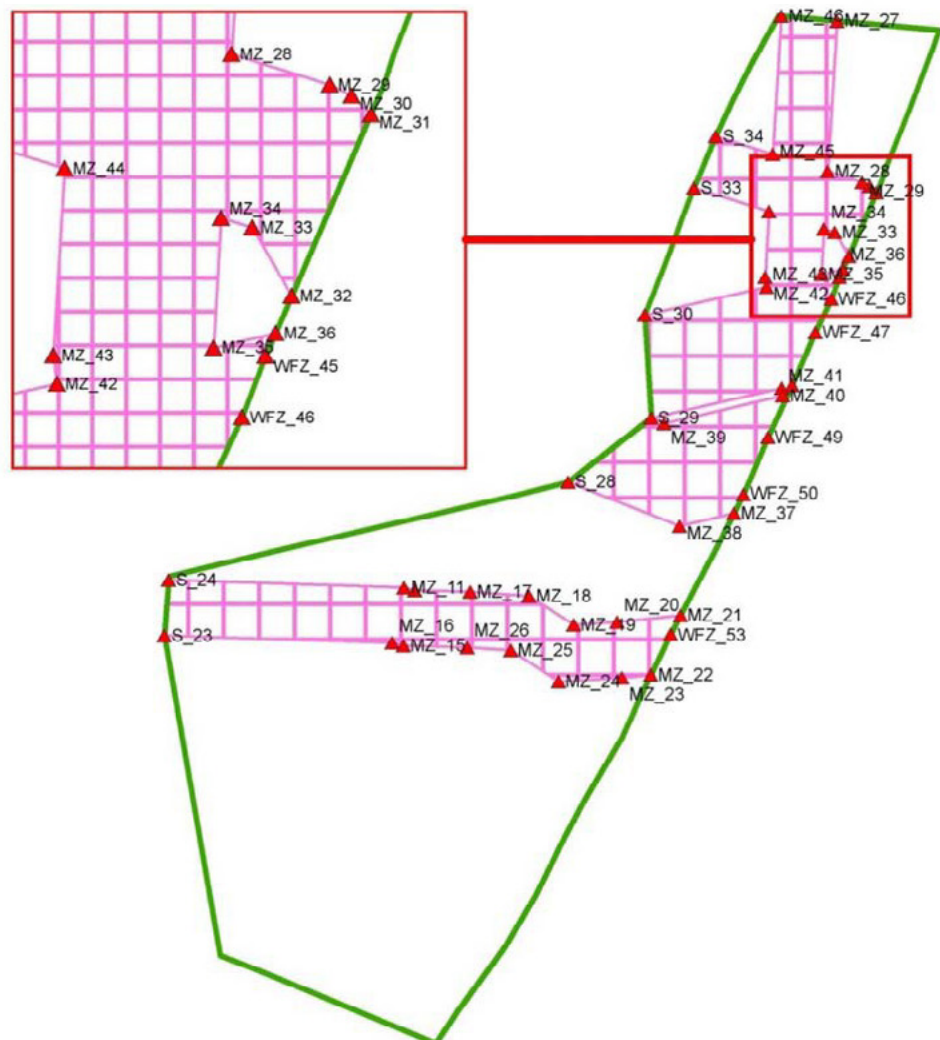
De creative commons license 4.0 is van toepassing op dit materiaal.

Deze kaart is gebaseerd op informatie beschikbaar in april 2017. Hoewel de grootst mogelijke zorg is besteed aan het samenstellen van de kaart, kan de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland niet verantwoordelijk worden gesteld voor welke schade dan ook, voortvloeiend uit onnauwkeurigheden en/of verouderde informatie. De besluiten over windenergie gebieden zijn nog niet definitief.

Consultant:
datum: 2017-04-19 kaartnr: 20170419RH

Regulation 2(3)

Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zone
Site IV maintenance zone



- ▲ Coordinates
- Site IV
- Maintenance zone



Netherlands Enterprise Agency



The creative commons licence 4.0 applies to this material.

This map is based on information available in April 2017. Although the greatest possible care has been taken in compiling the map, the Netherlands Enterprise Agency cannot be held liable for any damage arising or resulting from inaccuracies and/or outdated information. The wind farm site decisions are not yet final.

Consultant:
Date: 19-04-2017 Map no.: 20170419RH

Voorschrift 2, veertiende lid

Maatregelen uit het Beheerplan Voordelta⁸⁴, het Beheerplan Deltawateren⁸⁵, Beheerplan Noordzee- kustzone⁸⁶ en beheerplan Waddenzee⁸⁷.

Het om de volgende rustgebieden:

- Slikken van Voorne (Voordelta);
- Hinderplaat (Voordelta);
- Bollen van de Ooster (Voordelta);
- Middelplaat (voorheen Verklikkerplaat) (Voordelta);

- Bollen van het Nieuwe Zand (Voordelta).

Bij deze gebieden zijn de volgende voorwaarden beschreven:

- Buiten de winterrustgebieden blijven (in ieder geval geen toegang in de periode 15 december –1 april) en op ruime afstand (>1.500 m, of zoveel als minimaal haalbaar) van de rustgebieden varen om effecten in de rand-zone van het rustgebied te minimaliseren;
- Minimaal 1.200 m afstand van vaste rustgebieden voor zeehonden (zandplaten bij Middelplaat, Bollen van de Ooster en Hinderplaat). Wanneer dit niet mogelijk is, dient in ieder geval verstoring van pups te worden voorkomen;
- Bij aanwezigheid van pups niet in de directe nabijheid (>1.200 m) varen in de zoogperiode (mei-juli) van de gewone zeehond;
- Bij aanwezigheid van pups niet in de directe nabijheid (>1.200 m) varen in de zoogperiode (dec-feb) van de grijze zeehond.

Verder gaat het in het gebied om de volgende belangrijke platen:

- Roggenplaat (voor rusten, verharen, zogen) (Oosterschelde);
- Galgeplaat (of Vondelingsplaat, voor verharen en rusten) (Oosterschelde);
- Zimmermangeul (Westerschelde);
- Rug van Baarland (Westerschelde);
- de Middelplaat (Westerschelde);
- de Hooge Platen (Westerschelde);
- Everingen (Westerschelde);
- Plaat van Breskens (Westerschelde);
- de Platen van Ossensisse (Westerschelde);
- de Platen van Valkenisse (Westerschelde).

Hiervan zijn als rustgebieden aangewezen:

- Hooge Platen;
- Hooge Springer;
- Rug van Baarland;
- platen van Valkenisse.

Regulation 2(14)

Measures under the Voordelta Management Plan⁸⁴, the Delta Water Management Plan⁸⁵, the North Sea Coastal Zone Management Plan⁸⁶ and the Wadden Sea Management Plan⁸⁷.

This concerns the following resting areas:

- Voorne mudflats (Voordelta);
- Hinderplaat (Voordelta);
- Bollen van de Ooster (Voordelta);
- Middle plain (previously called Verklikkerplaat) (Voordelta);
- Bollen van het Nieuwe Zand (Voordelta).

The following conditions are prescribed for these areas:

- Remain outside the winter resting areas (no access during the period between 15 December and 1 April) and sail at a sufficient distance (>1,500 m, or as far as achievable at least) from the resting areas in order to minimise impact along the border zone of the resting area;
- Keep a distance of 1,200 m at least from fixed resting areas for seals (sandbanks by Middle plain, Bollen van de Ooster and Hinderplaat). When this is not possible, disturbance of the pups must be avoided;
- Do not sail within the direct surroundings (>1,200 m) if pups are present during the common seal nursing period (May-July);
- Do not sail within the direct surroundings (>1,200 m) if pups are present during the grey seal nursing period (Dec-Feb).

In addition this covers the shallows in the following areas:

- Roggenplaat (for resting, moulting, nursing) (Oosterschelde);
- Galgeplaat (or Vondelingsplaat, for moulting and resting) (Oosterschelde);
- Zimmermangeul (Westerschelde);
- Rug van Baarland (Westerschelde);
- The Middle plain (Westerschelde);
- The Hooge Platen (Westerschelde);
- Everingen (Westerschelde);
- Plaat van Breskens (Westerschelde);
- The Platen van Ossensisse (Westerschelde);
- The Platen van Valkenisse (Westerschelde).

The following are designated resting areas:

- Hooge Platen;
- Hooge Springer;
- Rug van Baarland;
- Platen van Valkenisse.

Platen en rustgebieden in de Waddenzee en Noordzeekustzone staan weergegeven in:

http://rwsnaturaz000.nl/Gebieden/noordzeekustzone/NZKZ_Documenten/default.aspx#folder=389032
http://rwsnaturaz000.nl/Gebieden/noordzeekustzone/NZKZ_Documenten/default.aspx#folder=343139

Bij de aanwezigheid van op de platen rustende zeehonden zal een minimale afstand van 1.200 m aangehouden moeten worden.

Ten aanzien van concentraties rustende vogels dient er buiten de vaargeul een afstand te worden gehouden van 500 meter.

⁸⁴ https://www.noordzeeloket.nl/publish/pages/123386/natura_2000_beheerplan_voordelta_2015-2021_5002.pdf

⁸⁵ http://rwsnaturaz000.nl/Gebieden/DW_Deltawateren/documenten+deltawateren/default.aspx#folder=648248

⁸⁶ http://rwsnaturaz000.nl/Gebieden/noordzeekustzone/NZKZ_Documenten/default.aspx#folder=389024 <http://www.synbiosys.alterra.nl/naturaz000/documenten/gebieden/007/beheerplan/noordzeekustzone-ontwerpbeheerplan.pdf>

⁸⁷ http://rwsnaturaz000.nl/Gebieden/noordzeekustzone/NZKZ_Documenten/default.aspx#folder=389032

Shallow water sandbanks and resting areas in the Wadden Sea and the North Sea Coastal Zone are designated in:

http://rwsnaturaz000.nl/Gebieden/noordzeekustzone/NZKZ_Documenten/default.aspx#folder=389032
http://rwsnaturaz000.nl/Gebieden/noordzeekustzone/NZKZ_Documenten/default.aspx#folder=343139

Where resting seals are present in shallow waters or sandbank areas, a minimum distance of 1,200 m must be kept.

Outside the shipping lane, a distance of 500 metres should be maintained in relation to concentrations of resting birds.

⁸⁴ https://www.noordzeeloket.nl/publish/pages/123386/natura_2000_beheerplan_voordelta_2015-2021_5002.pdf

⁸⁵ http://rwsnaturaz000.nl/Gebieden/DW_Deltawateren/documenten+deltawateren/default.aspx#folder=648248

⁸⁶ http://rwsnaturaz000.nl/Gebieden/noordzeekustzone/NZKZ_Documenten/default.aspx#folder=389024 <http://www.synbiosys.alterra.nl/naturaz000/documenten/gebieden/007/beheerplan/noordzeekustzone-ontwerpbeheerplan.pdf>

⁸⁷ http://rwsnaturaz000.nl/Gebieden/noordzeekustzone/NZKZ_Documenten/default.aspx#folder=389032

Bijlage bij paragraaf 7.5.8; tabel met vogelsoorten

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de in aanmerking genomen vogelsoorten waarvoor de verbodsbepaling in artikel 3.1, eerste lid, van de Wet natuurbescherming wordt overtreden.

Trekvogels			
kleine zwaan	boomvalk	roek	zwarte roodstaart
kleine rietgans	slechtvalk	goudhaan	gekraagde roodstaart
grauwe gans	waterral	zwarte mees	Paapje
kolgans	waterhoen	boomleeuwerik	Roodborsttapuit
grote Canadese gans	meerkoet	veldleeuwerik	Tapuit
brandgans	scholekster	strandleeuwerik	bonte vliegenvanger
rotgans	kluut	oeverzwaluw	Heggenmus
bergeend	bontbekplevier	boerenzwaluw	Ringmus
tafeleend	goudplevier	huiszwaluw	gele kwikstaart
kuifeend	zilverplevier	ttiftjaf	noordse kwikstaart
topper	kievit	fitis	grote gele kwikstaart
krakeend	kanoet	grasmus	witte kwikstaart
smient	drieteenstrandloper	tuinfluiter	rouwkwikstaart
slobeend	bonte strandloper	zwartkop	boompieper
wilde eend	watersnip	sprinkhaanzanger	graspieper
pijlstaart	houtsnip	snor	oeverpieper
zomertaling	grutto	spotvogel	vink
wintertaling	rosse grutto	kleine karekiet	keep
kwartel	regenwulp	rietzanger	groenling
blauwe reiger	wulp	pestvogel	putter
lepelaar	oeverloper	winterkoning	sijs
dodaars	zwarte ruiter	spreeuw	kneu
fuut	groenpootruiter	beflijster	grote barmsijs
roodhalsfuut	tureluur	merel	kruisbek
kuifduiker	steenloper	kramsvogel	goudvink
geoorde fuut	dwergstern	zanglijster	appelvink
bruine kiekendief	zwarte stern	koperwiek	sneeuwgars
blauwe kiekendief	koekoek	grote lijster	ijsgars
sperwer	ransuil	grauwe vliegenvanger	rietgars
visarend	velduil	roodborst	
torenvalk	gierzwaluw	nachtegaal	
smelleken	kauw	Blauwborst	
Verblijvende vogels			
noordse stormvogel	dwergmeeuw	zilvermeeuw	grote stern
jan-van-gent	stormmeeuw	grote mantelmeeuw	zeekoet
drieteenmeeuw eider	kleine mantelmeeuw	visdief	alk

Appendix to section 7.5.8; table of bird species

The following table provides an overview of the relevant bird species for which the prohibition provision under Section 3.1(1) of the Nature Conservation Act is contravened

Migratory birds			
Bewick's swan	Eurasian hobby	Rook	Black redstart
Pink-footed goose	Peregrine falcon	Goldcrest	Common redstart
Greylag goose	Water rail	Coal tit	Whinchat
White-fronted goose	Common moorhen	Woodlark	European stonechat
Canada goose	Eurasian coot	Skylark	Northern wheatear
Barnacle goose	Oystercatcher	Horned lark	European pied flycatcher
Brant goose	Pied avocet	Sand martin	Dunnock
Common shelduck	Common ringed plover	Barn swallow	Tree sparrow
Common pochard	European golden plover	Common house martin	Yellow wagtail
Tufted duck	Grey plover	Chiffchaff	Grey-headed wagtail
Scaup	Lapwing	Willow warbler	Yellow wagtail
Gadwall	Red knot	Common whitethroat	White wagtail
Wigeon	Sanderling	Garden warbler	Pied wagtail
Northern shoveler	Dunlin	Blackcap	Tree pipit
Mallard	Common snipe	Common grasshopper warbler	Meadow pipit
Northern pintail	Woodcock	Savi's warbler	Rock pipit
Garganey	Black-tailed godwit	Icterine warbler	Common chaffinch
Eurasian teal	Bar-tailed godwit	Reed warbler	Brambling
Quail	Whimbrel	Sedge warbler	European greenfinch
Grey heron	Curlew	Bohemian waxwing	European goldfinch
Eurasian spoonbill	Common sandpiper	Winter wren	Siskin
Little grebe	Spotted redshank	Common starling	Common linnet
Great crested grebe	Common greenshank	Ring ouzel	Mealy redpoll
Red-necked grebe	Common redshank	Common blackbird	Crossbill
Horned grebe	Ruddy turnstone	Fieldfare	Eurasian bullfinch
Black-necked grebe	Little tern	Song thrush	Hawfinch
Western marsh harrier	Black tern	Redwing	Snow bunting
Hen harrier	Common cuckoo	Mistle thrush	Lapland bunting
Eurasian sparrowhawk	Long-eared owl	Spotted flycatcher	Reed bunting
Osprey	Short-eared owl	European robin	
Common kestrel	Common swift	Common nightingale	
Merlin	Western jackdaw	Bluethroat	
Non-migratory birds			
Northern fulmar	Little gull	European herring gull	Sandwich tern
(Northern) gannet	Mew gull	Great black-backed gull	Common murre (guillemot)
Black-legged kittiwake, common eider	Lesser black-backed gull	Common tern	Razorbill

6 Translation of the ‘Ontwikkelkader windenergie op zee’

Development Framework Offshore Wind Energy

Actualisatie 15 juni 2017:

- Definitieve opleverdatum vastgelegd van het deel van het net op zee voor verbinding van de windparken in kavels I en II van het windenergiegebied *Hollandse Kust (zuid)*. Zie paragraaf 4.2;
- De aanwijzing door het kabinet op 8 december 2016 van de stroken tussen 10 en 12 nautische mijl bij de wind-energiegebieden *Hollandse Kust (zuid en noord)* is verwerkt in figuren 1 en 4 en paragraaf 2.2.

Actualisatie september 2018:

- Definitieve opleverdatum vastgelegd van het deel van het net op zee voor verbinding van de windparken in kavels III en IV van het windenergiegebied *Hollandse Kust (zuid)*. Zie paragraaf 4.2;
- Paragrafen 1.4, 3.3 en 4.1 geactualiseerd voor inmiddels gerealiseerde tenders en de gepubliceerde routekaart windenergie op zee 2030.
- De begrippen ‘nominaal vermogen’ en ‘opgesteld vermogen’ in de tekst (vooral in paragrafen 3.5 en 3.6) vanwege gebleken verwarring vervangen door ‘geïnstalleerd vermogen’, overeenkomstig de bepalingen en definitie in de kavelbesluiten III en IV *Hollandse Kust (zuid)*.
- Tekst aangepast aan de mogelijkheid van tenders zonder subsidie.
- Verloren gegane links naar documenten op internet hersteld.
- Naamgeving Minister / Ministerie van Economische Zaken en Klimaat doorgevoerd.

Updated 15 June 2017

- Stipulation of final date of completion of the part of the offshore grid for connection to the wind farms at *Hollandse Kust (zuid)* Wind Farm Sites I and II. See Section 4.2;
- The Cabinet’s designation on 8 December 2016 of the area between the 10 and 12 nautical mile zones in the *Hollandse Kust (zuid and noord)* Wind Farm Zones is incorporated in Figures 1 and 4 as well as in Section 2.2.

Updated September 2018:

- Stipulation of final date of completion of the part of the offshore grid for connection to the wind farms at *Hollandse Kust (zuid)* Wind Farm Sites III and IV. See Section 4.2;
- Sections 1.4, 3.3 and 4.1 updated for now completed tenders and the published Offshore Wind Energy Roadmap 2030.
- As they appeared to cause confusion, the terms “nominal capacity” and “installed capacity” in the text (particularly in Sections 3.5 and 3.6) have been replaced by “installed capacity” in accordance with the provisions and definitions of Wind Farm Site Decisions III and IV for *Hollandse Kust (zuid)*.
- Text has been adapted to allow for the possibility of tenders without subsidy.
- Lost links to documents on the internet have been fixed.
- Name of the Minister / Ministry of Economic Affairs and Climate implemented.

6.1 Waarom een ontwikkelkader windenergie op zee?

6.1.1 Aanleiding voor het ontwikkelkader

Om in 2023 3.450 MW extra windenergie op zee te realiseren, zoals afgesproken in het Energieakkoord¹, is een planmatige aanpak noodzakelijk met een regiefunctie voor het rijk. Onderdeel van die aanpak is de aanleg van een net op zee. Daarvoor is het wenselijk te werken met een plan waarin de investeringen voor het net op zee zijn opgenomen, vergelijkbaar met de plannen die netbeheerders voor netten op land maken. De complicerende factor is echter dat de netbeheerder van het net op zee en marktpartijen in beginsel niet zelfstandig kunnen beoordelen op welke uitgangspunten het investeringsplan moet zijn gestoeld. Immers, waar en wanneer en met welke omvang windparken kunnen worden gerealiseerd is de komende jaren afhankelijk van het beleid van de rijksoverheid. De sturing vanuit de rijksoverheid wordt vormgegeven door middel van kavels en vergunningen op grond van de Wet windenergie op zee, indien nodig subsidie op grond van het Besluit stimulering duurzame energieproductie en een ontwikkelkader voor de ontwikkeling van windenergie op zee. Artikel 16e van de Elektriciteitswet 1998 bepaalt dat de minister van Economische Zaken en Klimaat² dit ontwikkelkader vaststelt.

6.1.2 Doel van het ontwikkelkader

Het ontwikkelkader windenergie op zee geeft de sturing van de rijksoverheid vorm voor de ontwikkeling van windenergie op zee, in het bijzonder dat van het net op zee.

Het ontwikkelkader geeft een raamwerk voor de ontwikkeling van windenergie op zee in Nederland en voor de vormgeving en aanleg van het net op zee om die ontwikkeling te ondersteunen. Het beschrijft op hoofdlijnen de functionele eisen en het technische concept van het net op zee waarop de windparken worden aangesloten. Het uitgangspunt en beoogde doel zijn daarbij telkens het minimaliseren van de totale kosten (LCOE³) van windenergie op zee, dus de kosten van de windparken en het net op zee tezamen.

- 1 Energieakkoord voor duurzame groei, 6 september 2013, (Kamerstuk 30 196, nr. 202).
- 2 In dit document wordt steeds bedoeld: de minister / ministerie van Economische Zaken en Klimaat dan wel zijn rechtsvoorganger(s).
- 3 LCOE: Levelised cost of energy, wordt berekend door het optellen van alle kosten gedurende de levensduur van de genererende technologie gedeeld door de eenheid van energie die tijdens de looptijd van het project, uitgedrukt in euro’s per kilowattuur.

6.1 Why a Development Framework Offshore Wind Energy?

6.1.1 Rationale behind the Development Framework

Realising an additional 3,450 MW of offshore wind energy in 2023 as agreed in the Energy Agreement¹ requires a planned, systematic approach led by the Government. Part of that approach is the construction of an offshore grid. To do this, it is advisable to work to a plan which includes the investments for the offshore grid, comparable with the plans the transmission system operators draw up for land-based grids. The complicating factor is, however, that the transmission system operator for the offshore grid and market parties cannot, in principle, independently evaluate the basic principles upon which their investment plan should be founded. After all, where and when the wind farms can be constructed in the coming years and their size depends on Government policy. Control by the Government is exercised through sites and permits based on the Offshore Wind Energy Act, where necessary subsidies based on the Stimulation of Sustainable Energy Production Decision and a Development Framework for Offshore Wind Energy. Section 16e of the Electricity Act 1998 stipulates that the Minister of Economic Affairs and Climate Policy² defines this Development Framework.

6.1.2 Objective of the Development Framework

The Development Framework for Offshore Wind Energy shapes the Government’s control of the development of offshore wind energy and that of the offshore grid in particular.

The Development Framework provides a framework for the development of offshore wind energy in the Netherlands and for the design and construction of the offshore grid to support that development. It broadly outlines the functional requirements and the technical concept for the offshore grid that the wind farms are connected to. The basic principles and intended objectives here are to always minimise the total costs (LCOE³) for offshore wind energy, i.e. the combined costs of the wind farms and the offshore grid.

- 1 Energy Agreement for Sustainable Growth (Parliamentary Paper 30 196, No 202).
- 2 Throughout this document: the Minister / Ministry of Economic Affairs and Climate or his legal predecessor(s).
- 3 LCOE: Levelised Cost Of Energy, calculated by adding up all the costs during the service life of the generating technology divided by the energy unit during the project’s term, expressed in euros per kWh.

Het ontwikkelkader bakent tevens de taak voor de netbeheerder van het net op zee, TenneT⁴, af. Op grond van artikel 16e van de Elektriciteitswet 1998 is TenneT verplicht om tweejaarlijks een document op te stellen waarin ze aangeeft welke investeringen noodzakelijk zijn voor het net op zee ter uitvoering van dit ontwikkelkader. Dit om ervoor te zorgen dat TenneT tijdig de aansluiting van de windparken gereed heeft.

TenneT sluit mede op basis van dit ontwikkelkader en voorafgaand aan de bouwfase aansluit- en realisatieovereenkomsten⁵ af met de vergunningshouders van de windparken op zee, die de technische details verder uitwerken.

6.1.3 Toetsing aan het ontwikkelkader

Artikel 20d, derde lid, van de Elektriciteitswet 1998 bepaalt dat de kosten van investeringen die TenneT doet voor het net op zee ter uitvoering van het ontwikkelkader worden opgenomen in de toegestane inkomsten. Daarmee is geborgd dat achteraf geen discussie meer ontstaat in hoeverre gedane investeringen nuttig en noodzakelijk waren. Dit laat overigens onverlet dat de Autoriteit Consument en Markt (verder: ACM) er op toeziet dat TenneT alleen de efficiënte kosten voor deze investeringen mag terugverdienen.

6.1.4 Reikwijdte en actualisatie van het ontwikkelkader

Het ontwikkelkader ziet op de doelstelling voor windenergie op zee tot 2023 uit het Energieakkoord, namelijk de realisatie van een additioneel vermogen van 3.450 MW windenergie op zee bij een kostenreductie van 40%. De bepalingen in het ontwikkelkader gelden voor de windenergiegebieden uit de routekaart windenergie op zee⁶, die de opgave uit het Energieakkoord uitwerkt⁷. De technisch-functionele eisen aan en het technische concept van het net op zee zijn geldig voor de gehele levensduur ervan. Waar dit van toepassing is geeft het ontwikkelkader specifieke bepalingen voor de afzonderlijke windenergiegebieden en de daarvoor relevante delen van het net op zee. Zo geeft dit ontwikkelkader in paragraaf 4.2 de opleveringsdatum van de verschillende delen van het net op zee die behoren bij de verschillende (kavels in de) windenergiegebieden.

The Development Framework also delineates the task of the transmission system operator (TSO) for the offshore grid, TenneT⁴. Based on Section 16e of the Electricity Act 1998, TenneT is obliged to draw up a document every two years which shows the investments needed for the offshore grid to implement this Development Framework. This is to ensure TenneT completes the connection of the wind farms in good time.

Partly on the basis of this Development Framework and prior to the construction phase, TenneT is to conclude the Connection and Realisation Agreements⁵ with the permit holders for the offshore wind farms, which further elaborate the technical details.

6.1.3 Cross-checking with the Development Framework

The third paragraph of Section 20d of the Electricity Act 1998 stipulates that the costs of investments made by TenneT for the offshore grid to implement the Development Framework will be included in the permitted incomes. This guarantees there will be no after-the-fact discussion of the extent to which investments that have been made were useful and necessary. This shall not, however, prejudice the Netherlands Authority for Consumer and Markets (hereinafter referred to as ACM) from monitoring to ensure TenneT only recovers the rational costs for these investments.

6.1.4 Scope and updating of the Development Framework

The Development Framework relates to the objective for offshore wind energy up to 2023 in the Energy Agreement, namely the realisation of an additional capacity of 3,450 MW of offshore wind energy with a cost reduction of 40%. The stipulations in the Development Framework apply to the Wind Farm Zones in the Offshore Wind Energy Roadmap⁶, which elaborates the assignment in the Energy Agreement⁷. The technical-functional specifications and the technical concept for the offshore grid apply to its entire service life. Where applicable, the Development Framework lays down specific stipulations for the individual Wind Farm Zones and the parts of the offshore grid relevant to them. For instance, Section 4.2 of this Development Framework sets the delivery date for the different parts of the offshore grid that belong to the different Wind Farm Zones and the different sites in them.

Indien de situatie erom vraagt actualiseert de minister van Economische Zaken en Klimaat het ontwikkelkader. Uitgangspunt daarbij is dat de functionele eisen en het technische concept van het net op zee niet (essentieel) wijzigen, om zo de standaardisatie (zie paragraaf 3.2) en daarmee gepaard gaande kostenbesparingen te borgen. Ook geeft dit windparkontwikkelaars zekerheid dat zij hun ontwerp naderhand niet hoeven aanpassen. Op dit moment hebben twee actualisaties plaatsgevonden van het ontwikkelkader dat op 1 juli 2016 in de ministerraad is vastgesteld met het oog op de tenders voor de kavels I en II (in 2017) en kavels III en IV (in 2018) van het windenergiegebied, Hollandse Kust (zuid). Er wordt nog één actualisatie voorzien voor de tender van *Hollandse Kust (noord)* in 2019. Die actualisatie zal in ieder geval de opleveringsdatum van de voor dit gebied relevante deel van het net op zee bevatten.

6.1.5 Inhoud van het ontwikkelkader

Delen van dit ontwikkelkader zijn al vastgelegd of worden nog uitgewerkt in nadere besluitvorming, zoals het nationaal waterplan⁸, de routekaart windenergie op zee en de kavelbesluiten. Het gaat daarbij om de volgende onderdelen:

- De volgorde van de ontwikkeling van de windparken. Deze volgorde geeft aan welke gebieden eerst worden ontwikkeld en welke daarna zullen volgen. De volgorde is al vastgelegd in de routekaart windenergie op zee.
- De wijze waarop de windparken worden verbonden op het net op land: via het net op zee. Met het oog op een planmatige uitrol en het realiseren van een kostenbesparing sluit TenneT de windparken aan, en legt daarvoor een net op zee aan en beheert dit. Het uitgangspunt van het net op zee is ook vastgelegd in de routekaart windenergie op zee.

Met deze besluiten heeft in feite de integrale afweging van de kosten van de windparken, ruimtelijke aspecten en consequenties voor de netbeheerder van het net op zee, zoals ten aanzien van het ontwikkelkader wordt vermeld in de Elektriciteitswet 1998, op hoofdlijnen al plaatsgevonden. Dit ontwikkelkader bevat een verdere uitwerking van deze hoofdlijnen en ook een aantal nieuwe elementen. Deze laatste zijn:

The Minister of Economic Affairs and Climate Policy will update the Development Framework should the situation require it. The basic principle here is that the functional specifications and the technical concept for the offshore grid do not change (in essence) so the standardisation (see Section 3.2) and cost savings that go hand in hand with this are ensured. This also gives the wind farm developers certainty that they will not have to modify their design subsequently. Two updates have now been made to the Development Framework adopted by the Council of Ministers on 1 July 2016. The first was in 2017 ahead of the tender for Sites I and II of the Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zone and the second in 2018 relating to the tender for Sites III and IV of the *Hollandse Kust (zuid)* Wind Farm Zone. One further update, in view of the tender for *Hollandse Kust (noord)*, is anticipated in 2019. That update will, in any case, contain the delivery date for the part of the offshore grid relevant to this zone.

6.1.5 Content of the Development Framework

Parts of this Development Framework have already been laid down or are still being elaborated in subsequent policy-making, such as the National Water Plan⁸, the Offshore Wind Energy Roadmap and the Wind Farm Site Decisions. This concerns the following parts:

- The sequence for development of the wind farms. This sequence shows the zones that have to be developed first and those which will follow subsequently. The sequence is as laid down in the Offshore Wind Energy Roadmap.
- The way in which the wind farms are connected to the land-based grid via the offshore grid. TenneT connects the wind farms, and constructs and manages an offshore grid needed for this, with an eye to a planned roll-out and the realisation of cost savings. The basic principle for the offshore grid is also laid down in the Offshore Wind Energy Roadmap.

These decisions have, in fact, already taken a broad outline account of the integral consideration of the costs of the wind farms, spatial aspects and consequences for the transmission system operator of the offshore grid as stated in the Electricity Act 1998 in relation to the Development Framework. This Development Framework contains the further elaboration of these broad outlines as well as a number of new elements. These elements are:

4 Op 18 juni 2014 heeft het kabinet het richtinggevend besluit genomen TenneT bij wet aan te wijzen als netbeheerder van het net op zee (Kamerstuk 31 510, nr. 49). De Elektriciteitswet 1998 werkt dit verder uit.

5 De inhoud van deze overeenkomsten is bekend voor de openstelling van de betreffende tender.

4 On 18 June 2014, the Cabinet took the directional decision legally to appoint TenneT as the transmission system operator for the offshore grid (Parliamentary Paper 31 510, No 49). This is further elaborated in the Electricity Act 1998.

5 The content of these agreements is known prior to the opening of the relevant call for subsidy tender.

6 Kamerstuk 33 561, nr. A/11.

7 De routekaart windenergie op zee richt zich op de realisatie van 3.500 MW, waar in het Energieakkoord sprake is van 3.450 MW.

8 Nationaal waterplan 2016–2021, Kamerstuk 31 710, nr. 45.

6 Parliamentary Paper 33 561, No A/11.

7 The Offshore Wind Energy Roadmap focuses on the realisation of 3,500 MW, whereas the Energy Agreement speaks of 3,450 MW.

8 National Water Plan 2016–2021, Parliamentary Papers 31 710, No 45.

- De opleveringsdatum voor de verschillende delen van het net op zee, te weten *Borssele*, *Hollandse Kust (zuid)* en *Hollandse Kust (noord)* (zie ook paragraaf 3.2. en verder). Het is van belang de aansluiting van de windparken tijdig gereed te hebben om opbrengstverliezen en schade aan de windparken te voorkomen. Overschrijding van de in dit ontwikkelkader aangegeven opleveringsdatums kan aanleiding zijn voor een schadevergoeding door TenneT aan de vergunninghouder van het windpark, overeenkomstig de schadevergoedingsregeling die is opgenomen in artikel 16f van de Elektriciteitswet 1998.
- Definitief vastleggen van het principe van het net op zee en de technische randvoorwaarden en functionele eisen. Het ontwikkelkader legt de technische keuzes vast waaraan het net op zee moet voldoen. Deze randvoorwaarden en functionele eisen bepalen in belangrijke mate de technische opzet van de windparken en bieden daarmee duidelijkheid en zekerheid aan zowel TenneT als aan de vergunninghouders van windparken op zee. Daarbij legt dit ontwikkelkader die technische randvoorwaarden en functionele eisen vast die bepalend zijn voor het ontwerp en de kosten van het net op zee. De gedetailleerde invulling van de randvoorwaarden en eisen, evenals het maken van technisch-operationele afspraken, vindt plaats door TenneT, in nauwe samenwerking met belanghebbenden uit de windsector. TenneT heeft daartoe een uitgebreid consultatieproces ingericht. Uiteindelijk komen de technische detaillering en technisch-operationele afspraken terecht in de aansluit- en realisatieovereenkomst die TenneT en de vergunninghouders van de windenergieparken sluiten en in de technische codes (de voorwaarden op grond van artikel 31 van de Elektriciteitswet 1998).
- De verwachte technische levensduren van de windparken en het net op zee waarvan moet worden uitgegaan.

6.1.6 Totstandkoming van dit ontwikkelkader

Gelet op het belang van het ontwikkelkader en de bredere belangen die hiermee gemoeid zijn is het ontwikkelkader voorbereid in overleg met TenneT, de windsector (NWEA) en ACM. Voorafgaand aan publicatie heeft ook een internetconsultatie plaatsgevonden.

- The delivery dates for the various parts of the offshore grid, i.e. *Borssele*, *Hollandse Kust (zuid)* and *Hollandse Kust (noord)* (see also Section 3.2 onwards). It is important the connection for the wind farms is ready in time to prevent yield losses and damage to the wind farms. Overrunning the delivery dates set out in this Development Framework could be reason for TenneT to compensate the wind farm permit holder, in accordance with the compensation scheme included in Section 16f of the Electricity Act 1998.
- Definitive specification of the principle for the offshore grid and the technical preconditions and functional specifications. The Development Framework specifies the technical choices with which the offshore grid must comply. These preconditions and functional specifications establish, to a significant degree, the technical design of the wind farms and thereby provide clarity and certainty for both TenneT and the permit holders for the offshore wind farms. In doing so, this Development Framework specifies the technical preconditions and functional specifications that are determinative for the design and the costs of the offshore grid. The detailed completion of the preconditions and specifications, as well as the creation of technical-operational agreements, will be done by TenneT, in close cooperation with the interested parties from the wind sector. TenneT has set up a comprehensive consultation process for this. Eventually, the technical details and technical-operational agreements will be included in the Connection and Realisation Agreement that TenneT and the permit holders for the wind farms will enter into and in the technical codes (the conditions based on Section 31 of the Electricity Act 1998).
- The anticipated technical service lives that must be assumed for the wind farms and the offshore grid.

6.1.6 Creation of this Development Framework

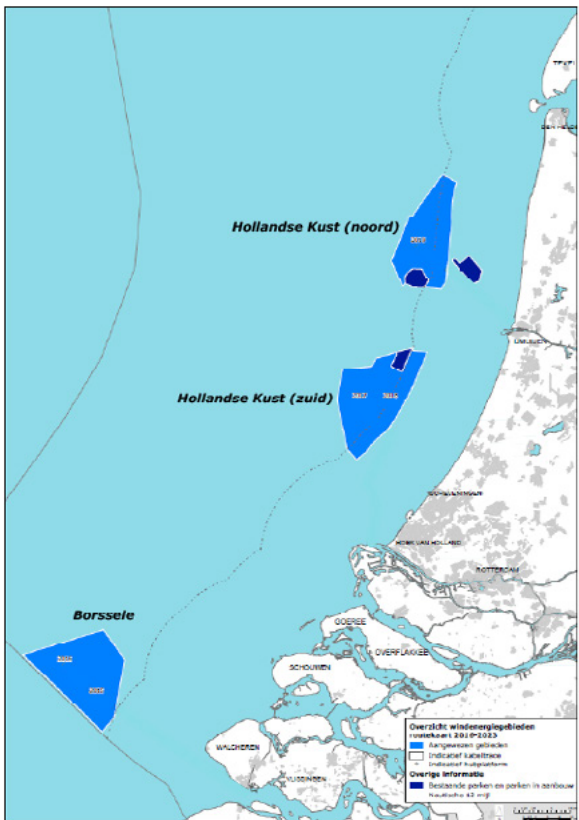
Considering the importance of the Development Framework and the wider interests it involves, the Development Framework has been prepared in consultation with TenneT, the wind sector (NWEA) and ACM. There was also an internet consultation prior to publication.

6.2 Volgorde van ontwikkeling van de windparken

6.2.1 Geclusterde uitrol in aangewezen gebieden

Tijdens de evaluatie van de vorige uitgifteronde van windenergie op zee is de conclusie getrokken dat het kostenvoordelen biedt wanneer de uitrol van windenergie op zee geclusterd en onder regie van de rijksoverheid zal plaatsvinden⁹. Dit is onderkend bij het maken van afspraken in het Energieakkoord. Concreet betekent dit dat de uitrol zal plaatsvinden in clusters per windenergiegebied dat is aangewezen in het nationaal waterplan. In elk windenergiegebied zullen vervolgens kavels worden vastgesteld. De vergunningen (en eventueel subsidie) worden uitgegeven via een tenderprocedure.

Figuur 1 Windenergiegebieden waarop dit ontwikkelkader betrekking heeft.



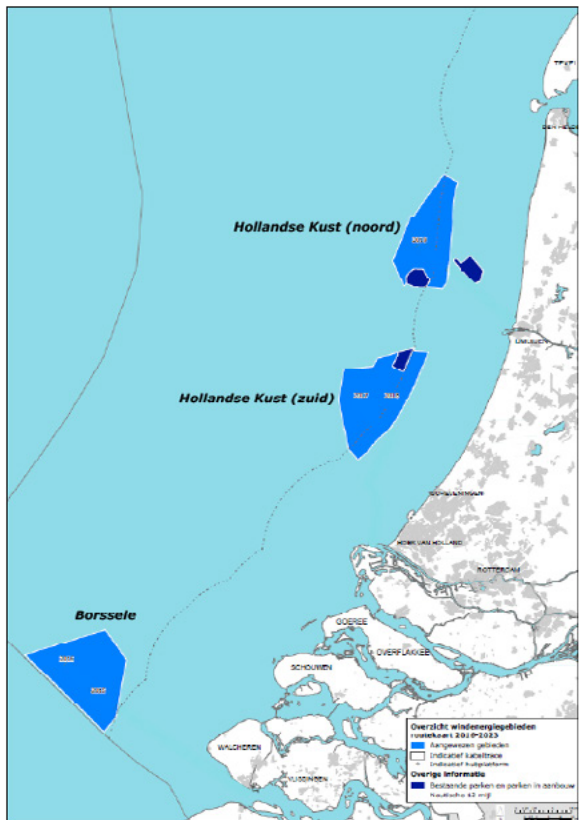
9 Eindrapport Taskforce Windenergie op Zee, mei 2010. www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/brochures/2010/05/18/windenergie-op-zee/publicatie-windenergie-op-zee.pdf

6.2 Sequence for development of the wind farms

6.2.1 Clustered roll-out in designated zones

During the evaluation of the previous issue round of offshore wind energy, the conclusion was drawn that cost benefits would ensue if the roll-out of offshore wind energy was clustered and controlled by the central government⁹. This was recognised when the agreements were made in the Energy Agreement. In concrete terms, this means the roll-out will occur in clusters per Wind Farm Zone as designated in the National Water Plan. Sites will then be established for each Wind Farm Zone. The permits and any subsidy will be issued using a call for tenders procedure.

Figure 1 Wind Farm Zones to which the Development Framework relates.



9 Final report of the Offshore Wind Energy Task Force, May 2010. www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/brochures/2010/05/18/windenergie-op-zee/publicatie-windenergie-op-zee.pdf

Op basis van berekeningen door ECN¹⁰ is vastgesteld in welke windenergiegebieden windparken tegen de laagste kosten kunnen worden gerealiseerd. Dat zijn de windenergiegebieden die het dichtst bij de kust liggen, aangezien de kosten per kilowattuur voor windparken dicht bij de kust lager zijn dan voor windparken die verder van de kust liggen. Zoals in de routekaart windenergie op zee in 2014 is vastgelegd start de uitrol van windenergie op zee met de ontwikkeling van de gebieden *Borssele* (1.400 MW), *Hollandse Kust (zuid)* (1.400 MW) en *Hollandse Kust (noord)* (700 MW).

6.2.2 Volgorde van uitrol

In de routekaart windenergie op zee is onderstaand schema¹¹ bepaald voor de uitrol van windenergie uit het Energieakkoord:

Tabel 1 Uitrolschema routekaart windenergie op zee

Jaar	Aan te besteden vermogen	Gebieden routekaart
2015	700 MW	Borssele
2016	700 MW	Borssele
2017	700 MW	Hollandse Kust (zuid)
2018	700 MW	Hollandse Kust (zuid)
2019	700 MW	Hollandse Kust (noord)

Om voldoende windturbines te kunnen plaatsen in de windenergiegebieden Hollandse kust geeft de routekaart windenergie op zee ook aan dat er voor de gebieden Hollandse Kust aanvullend een smalle strook binnen de 12-mijlszone gebruikt moet worden. Door deze strook tussen de 10- en 12 mijl te laten aansluiten bij de Hollandse Kust gebieden buiten de 12-mijlszone, kan er in *Hollandse Kust (zuid)* 1.400 MW gerealiseerd worden en in *Hollandse Kust (noord)* 700 MW. Daardoor kan de standaardconfiguratie van aansluiting op het net op zee (700 MW per platform, zie hoofdstuk 3) zo efficiënt mogelijk worden benut. Het gebied binnen de 12-mijlszone is door het kabinet op 8 december 2016 aangewezen via een herziening van het Nationaal Waterplan 2016–2021¹². Mede om deze reden is eerder in 2016 gestart met het tenderen van kavels in het windenergiegebied *Borssele*.

The Wind Farm Zones in which wind farms can be constructed using the lowest costs have been established on the basis of calculations by ECN (Energy Research Centre for the Netherlands)¹⁰. These are the Wind Farm Zones closest to the coast, given the costs per kilowatt hour for wind farms close to the coast are lower than for wind farms situated further from the coast. As specified in the Offshore Wind Energy Roadmap 2014, the roll-out of offshore wind energy starts with the development of the *Borssele* (1,400 MW), *Hollandse Kust (zuid)* (1,400 MW) and *Hollandse Kust (noord)* (700 MW) Wind Farm Zones.

6.2.2 Roll-out sequence

The Offshore Wind Energy Roadmap establishes the following roll-out schedule¹¹ for wind energy in the Energy Agreement:

Table 1 Offshore Wind Energy Roadmap roll-out schedule

Year	Capacity to be contracted	Roadmap zones
2015	700 MW	Borssele
2016	700 MW	Borssele
2017	700 MW	Hollandse Kust (zuid)
2018	700 MW	Hollandse Kust (zuid)
2019	700 MW	Hollandse Kust (noord)

To be able to site sufficient wind turbines in the Hollandse Kust Wind Farm Zones, the Offshore Wind Energy Roadmap states that an additional narrow area within the 12 nautical mile zone will have to be used for the Hollandse Kust zones. Having this area between the 10 and 12 nautical mile zones connected to the Hollandse Kust zones outside the 12 nautical mile zone allows 1,400 MW to be realised in *Hollandse Kust (zuid)* and 700 MW to be realised in *Hollandse Kust (noord)*. As a result, the standard configuration for connecting to the offshore grid (700 MW per platform, see Chapter 3) can be used as efficiently as possible. On 8 December 2016, the Cabinet designated the area inside the 12 nautical mile zone by way of a revision to the National Water Plan 2016-2021¹². In part for this reason, the call for subsidy tenders for *Borssele* Wind Farm Sites began earlier in 2016.

6.3 Wijze van aansluiten van de windparken

6.3.1 Keuze voor een net op zee met TenneT als netbeheerder

In het Energieakkoord is voor de verbinding van windparken op zee met het net op land vastgelegd dat, daar waar dit efficiënter is dan een directe individuele (“radiale”) verbinding van windparken op het net op land, er een net op zee komt en TenneT hiervoor de verantwoordelijkheid krijgt.

Zoals de minister van Economische Zaken en Klimaat in zijn brief van 18 juni 2014¹³ aangeeft blijkt uit een studie van RoyalHaskoningDHV in opdracht van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat dat de aanleg van een net op zee, onder beheer van TenneT, voordelen heeft ten opzichte van radiale verbindingen. De voordelen liggen op het terrein van beschikbaarheid (leveringszekerheid), planologische coördinatie, financieringslasten, standaardisatie en de hiermee gepaard gaande kostenreductie door schaalvoordelen bij inkoop, onderhoud, kennisopbouw en leereffecten. Ook vereenvoudigt dit model het opvangen van netfluctuaties, flowmanagement en balanshandhaving en brengt integraal netbeheer kennisbundeling en een overzichtelijke verdeling van taken en verantwoordelijkheden in het elektriciteitssysteem. TenneT kan daarbij ook profiteren van de kennis en ervaring die is opgedaan met de Duitse offshore-activiteiten.

In de genoemde brief neemt het kabinet het richtinggevend besluit TenneT bij wet aan te wijzen als netbeheerder van het net op zee. De Elektriciteitswet 1998 bevat de juridische basis voor aanwijzing van TenneT en werkt een en ander uit. Vooruitlopend op de aanwijzing heeft TenneT op grond van de Elektriciteitswet 1998 tijdelijk de wettelijke taak om activiteiten te verrichten ter voorbereiding van het net op zee.

Naar aanleiding van bovenstaande heeft TenneT in kaart gebracht wat de kosten zijn om het net op zee te realiseren en daarnaast ook verantwoordelijk te zijn voor de aansluitingen van de windparken op het net op zee¹⁴. Dat geeft het beeld dat er substantiële besparingen mogelijk zijn door TenneT verantwoordelijk te maken voor alle infrastructuur op zee. DNV GL heeft in opdracht van TenneT het technische concept en de kostenonderbouwing gevalideerd¹⁵.

6.3 Method of connecting the wind farms

6.3.1 Choice in favour of an offshore grid with TenneT as grid operator

The Energy Agreement stipulates that, where this is more efficient than a direct, individual (“radial”) connection of wind farms to the land-based grid, there should be an offshore grid for connecting the offshore wind farms with the land-based grid and TenneT will be given responsibility for it.

As the Minister of Economic Affairs and Climate Policy stated in his letter of 18 June 2014¹³, a study by Royal HaskoningDHV, commissioned by the Ministry of Economic Affairs and Climate Policy, reveals that the construction of an offshore grid, managed by TenneT, has advantages over radial connections. The advantages are in the fields of availability (security of supply), planning coordination, financing burdens, standardisation, and the associated cost reductions from advantage of scale for purchasing, maintenance, knowledge development and learning effects. This model also simplifies compensating grid fluctuations, flow management, and balancing supply and demand, while integral grid operation also leads to knowledge pooling and a clear distribution of tasks and responsibilities in the electricity system. This also means TenneT can take advantage of the knowledge and experience gained with German offshore activities.

In the aforementioned letter, the Cabinet takes the directional decision legally to appoint TenneT as the transmission system operator for the offshore grid. The Electricity Act 1998 contains the legal basis for appointing TenneT and elaborates a number of matters. In anticipation of the appointment, TenneT has temporarily assumed the legal task of conducting preparatory activities for the offshore grid based on the Electricity Act 1998.

As a result of the above, TenneT has identified the costs of realising the offshore grid as well as bearing responsibility for the connections between the wind farms and the offshore grid¹⁴. This has led to the conclusion that substantial savings are possible by making TenneT responsible for all offshore infrastructure. DNV GL has validated the technical concept and cost substantiation on behalf of TenneT¹⁵.

10 Kamerstuk 33 561, nr. 12.

11 In afwijking van dit schema is de uitrol gestart in 2016.

12 Kamerstuk 33561, nr. 1/37.

10 Parliamentary Paper 33 561, No 12.

11 Contrary to the schedule, the roll-out started in 2016.

12 Parliamentary Paper 33 561, No 1/37.

13 Kamerstuk 31 510, nr. 49.

14 Review Netontwerp en uitrolstrategie TenneT Wind op Zee, publieksversie, DNV GL, 14 mei 2014.

15 Publieksversie validatie DNV GL document “Review – Netontwerp en uitrolstrategie TenneT Wind op Zee”, ECN-N-- 14-020, 11 augustus 2014.

13 Parliamentary Paper 31 510, No 49.

14 Review of Electricity Grid Design and Roll-out Strategy for TenneT Offshore Wind Farms, public version, DNV GL, 14 May 2014.

15 Public version of validation of DNV GL document “Review of Electricity Grid Design and Roll-out Strategy for TenneT Offshore Wind Farms”, ECN-N--14-020, 11 August 2014.

Deze rapportage is in opdracht van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat getoetst door ECN¹⁶. ECN concludeert net als DNV GL dat gecoördineerde aansluiting van windparken op zee door TenneT leidt tot lagere maatschappelijke kosten dan individuele aansluitingen.

De brieven van de minister van Economische Zaken en Klimaat aan de Tweede Kamer¹⁶ over de kosten van het net op zee bevestigen dit beeld.

6.3.2 Concept voor het net op zee

Het uitgangspunt voor de opgave voor windenergie op zee is om de windparken op de meest kosteneffectieve wijze te realiseren. Dit gebeurt door uit te gaan van een nieuw concept van TenneT voor het net op zee¹⁷. Dit concept maakt gebruik van standaardplatforms, waarop per platform 700 MW windenergiecapaciteit kan worden aangesloten. Op het platform worden de windturbines van de windparken aangesloten, zie figuur 2. TenneT combineert twee windparken (van elk circa 350 MW) op een platform.

Figuur 2 Schematische weergave van concept van een net op zee



This report has been checked by ECN on behalf of the Ministry of Economic Affairs and Climate Policy¹⁶. As did DNV GL, ECN concluded that coordinated connection of offshore wind farms by TenneT leads to lower public costs than individual connections.

The Minister of Economic Affairs and Climate Policy's letters to the House of Representatives¹⁶ on the costs of the offshore grid confirm this conclusion.

6.3.2 Concept for the offshore grid

The basic principle behind the offshore wind energy assignment is to realise the wind farms in the most cost-effective manner. This is done by starting with a new TenneT concept for the offshore grid¹⁷. This concept uses standard platforms; 700 MW of wind energy capacity can be connected to each platform. The wind turbines in the wind farms are connected to the platform; see Figure 2. TenneT connects two wind farms (of approx. 350 MW each) to each platform.

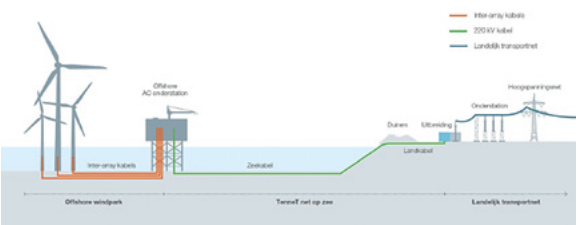
Figure 2 Schematic depiction of concept for an offshore grid



Het net op zee zal bestaan uit drie delen die de windenergiegebieden *Borssele*, *Hollandse Kust (zuid)* en *Hollandse Kust (noord)* verbinden met het landelijk hoogspanningsnet op land. Deze delen worden gefaseerd aangelegd, zodanig dat ze elk op tijd gereed zijn voor het transport van de opgewekte elektriciteit van de op dat onderdeel aangesloten windparken.

Deze wijze van aansluiten spaart bij de realisatie van 3.450 MW in tien kavels in totaal vijf platforms uit ten opzichte van de situatie waarin elk windpark met een individueel platform en een individuele verbinding naar land op het landelijk hoogspanningsnet wordt aangesloten. Naast een kostenbesparing wordt hiermee ook de druk op de omgeving minimaal gehouden door een beperkte doorkruising van het landschap ten gevolge van het standaardiseren en bundelen van de verbindingen. Daarnaast zijn er voordelen op het gebied van de beschikbaarheid en wordt het eenvoudiger om aan het tijdspad uit de routekaart windenergie op zee te voldoen.

Figuur 3 Het net op zee verbindt de windparken op zee met het hoogspanningsnet op land



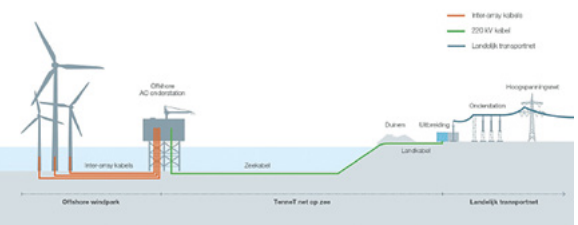
Het net op zee verbindt de windparken met het landelijk hoogspanningsnet op land, zie figuur 3. Het net op zee omvat de platforms, de zeekabels en de landkabels. De zogenoemde inter-array kabels, die de windturbines verbinden met het platform van TenneT, behoren niet tot het net op zee. Het windenergiegebied Borssele zal worden aangesloten op het gelijknamige 380 kilovolt-station van TenneT op land. De windenergiegebieden *Hollandse Kust (zuid)* en *Hollandse Kust (noord)* zullen via het net op zee elk worden verbonden met nader te bepalen onderstations van het hoogspanningsnet op land. Deze onderstations worden daartoe veelal uitgebreid.

De benodigde tracés voor zeekabels en landkabels van het net op zee worden bepaald met in achtneming van de fysieke en juridische mogelijkheden, kostenefficiëntie en gevolgen voor de omgeving als onderdeel van de rijkscoördinatieregeling. Voor kabels tussen de platforms en het landelijk hoogspanningsnet op land zullen daartoe afzonderlijke milieueffectrapportages worden opgesteld.

The offshore grid will comprise three parts that connect the *Borssele*, *Hollandse Kust (zuid)* and *Hollandse Kust (noord)* Wind Farm Zones to the land-based national high-voltage grid. These parts will be constructed in phases, so each of them will be completed in time to transport the electricity generated by wind farms connected to that part.

This connection method saves a total of five platforms in the realisation of 3,450 MW in ten sites compared with the situation in which each wind farm is connected to the national high-voltage grid by an individual platform and an individual connection. In addition to cost savings, this will also minimise pressure on the environment by limiting the traversing of the landscape as a result of the standardisation and bundling of connections. In addition, there will be benefits with regard to availability and it will be easier to meet the timetable in the Offshore Wind Energy Roadmap.

Figure 3 The offshore grid connects the offshore wind farms to the land-based high-voltage grid.



The offshore grid connects the wind farms to the land-based national high-voltage grid; see Figure 3. This offshore grid consists of the platforms, the sea cables and the land cables. What are known as the inter-array cables, which connect the wind turbines to TenneT's platform, are not part of the offshore grid. The Borssele Wind Farm Zone will be connected to TenneT's land-based 380 kilovolt station bearing the same name. The *Hollandse Kust (zuid)* and *Hollandse Kust (noord)* Wind Farm Zones will be connected to yet to be specified substations of the land-based high-voltage grid via the offshore grid. These substations are usually expanded for this purpose.

The necessary routes for the sea cables and land cables of the offshore grid are being determined with due observance of the physical and legal feasibilities, the cost-efficiency and the consequences for the environment as part of the State Coordination Scheme. Separate environmental impact reports will be drawn up for the cables between the platforms and the land-based national high-voltage grid.

16 Kamerstuk 33 561, nrs. 15, 19, 21 en 25.
17 Visie Netontwerp en uitrolstrategie, Toekomstbestendige netoptimalisatie, TenneT, 21 juli 2014.

16 Parliamentary Papers 33 561, Nos 15, 19, 21 and 25.
17 Vision for Electricity Grid Design and Roll-out Strategy, Future-proof Electricity Grid Optimisation, TenneT, 21 July 2014.

Voor de wijze van aanleg van het landtracé van het net op zee bepaalt dit ontwikkelkader dat dit plaatsvindt volgens de methode verkabelen¹⁸, mits dit technisch mogelijk is. Dit is in lijn met de kaders volgend uit de planologische kernbeslissing van het Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening¹⁹, waarin staat dat in bijzondere gevallen op basis van een integrale afweging afgeweken kan worden van het uitgangspunt dat nieuwe hoogspanningsverbindingen van 220 kilovolt in beginsel bovengronds worden aangelegd. In het geval van de landtracés van het net op zee zijn de meerkosten voor ondergrondse aanleg²⁰ gerechtvaardigd op basis van de volgende overwegingen:

- Maatschappelijk draagvlak. De mogelijke onderstations op land voor de delen *Hollandse Kust (zuid)* en *Hollandse Kust (noord)* liggen alle in druk bewoonde gebieden, waardoor de landtracés van het net op zee grote effecten op de omgeving kunnen hebben.
- Haalbaarheid van de planning voor de realisatie van de routekaart en daarmee van de afspraken in het Energieakkoord over windenergie op zee. Uit eerdere projecten voor hoogspanningsverbindingen blijkt dat de doorlooptijd van de inpassingsprocedures aanzienlijk korter is doordat er veel minder maatschappelijke weerstand is.
- Minder ruimte beslag en meer flexibiliteit in de aanleg. Een ondergronds kabeltracé vraagt minder (vrijwarings) ruimte dan een bovengronds tracé.
- Geen bezwaar vanuit leveringszekerheid. Doordat het net op zee geen direct onderdeel van het landelijk hoogspanningsnet (transmissie) vormt en niet cruciaal is voor de stroomvoorziening op landelijk of Europees niveau is het verantwoord om te verkabelen. Wel dient rekening te worden gehouden met de mogelijke technische effecten die verkabelen kan hebben op het landelijk hoogspanningsnet en met eventueel benodigde mitigerende maatregelen.
- Relatief korte tracés. De mogelijke onderstations liggen alle dusdanig dat de landtracés van het net op zee beperkt van lengte zullen zijn. Dit beperkt zowel de totale meerkosten alsook de technische gevolgen van verkabelen voor het landelijk hoogspanningsnet op land.

This Development Framework stipulates that the construction method for the land section of the offshore grid is to be in accordance with the cabling method¹⁸, provided that this is technically feasible. This is in line with the frameworks stemming from the key spatial planning decision in the Third Electricity Supply Structure Plan¹⁹, which states that, based on integral consideration, there may be deviation in exceptional cases from the basic principle that new 220 kilovolt high-voltage connections should, in principle, be constructed above ground. In the case of the land sections of the offshore grid, the additional costs for underground construction²⁰ are justified on the basis of the following considerations:

- Public support. The tentative land-based substations for the Hollandse Kust (zuid) and Hollandse Kust (noord) parts are all in heavily populated areas, as a result of which the land sections of the offshore grid could have a major impact on the environment.
- Feasibility of the plan for realising the Roadmap and consequently the agreements on offshore wind energy in the Energy Agreement. Previous projects for high-voltage connections have revealed the lead time for the integration procedures is significantly shorter because there is much less public resistance.
- Occupation of less space and more flexibility in the construction. An underground cable section requires less safety space than an above-ground section.
- No objection with regard to security of supply. Cabling is safe because the offshore grid is not a direct part of the national high-voltage grid (transmission) and is not crucial to power supply on a national or European level. However, account should be taken of the possible technical effects cabling could have on the national high-voltage grid and any mitigating measures that may be required.
- Relatively short sections. The possible substations are all situated so the land sections of the offshore grid will be of limited length. This limits both the total additional costs and the technical consequences of cabling for the land-based national high-voltage grid.

Voor de windenergiegebieden *Borssele* en *Hollandse Kust (zuid)*, die elk met twee platforms worden ontsloten, bepaalt dit ontwikkelkader dat de landtracés van de kabels vanuit beide platforms gelijktijdig kunnen worden aangelegd indien op die manier overlast voor de omgeving wordt beperkt, dit kostentechnisch beter is of om andere gegronde redenen.

Gezien de relatief geringe afstand van de windenergiegebieden tot de kust zal het net op zee worden geconfigureerd op wisselstroom. Dit is een techniek die zich in de praktijk in omstandigheden op zee heeft bewezen.

6.3.3 Stapsteen naar verder gelegen windenergiegebieden en Noordzee-net

Zoals aangegeven kan de realisatie van windparken op zee kosteneffectief gerealiseerd worden in drie gebieden: *Borssele* (1.400 MW), *Hollandse Kust (zuid)* (1.400 MW) en *Hollandse Kust (noord)* (700 MW), in combinatie met de eerder genoemde smalle strook tussen de 10- en 12-mijl. Zie hiervoor figuur 4. De gebieden *Hollandse Kust* die niet grenzen aan de 12-mijlszone en het gebied *IJmuiden Ver* (in figuur 4 in geel aangeduid) hebben vanwege hun verdere ligging hogere kosten en komen eventueel pas na 2019 in beeld voor uitgifte²¹.

Dit ontwikkelkader bepaalt dat, voor zover dat zinvol is en rekening houdend met de mogelijkheden tot aansluiten op land en zee, het net op zee zodanig wordt ontworpen dat het mogelijk is om op termijn de verder uit de kust gelegen windenergiegebieden met wisselstroom aan te sluiten op de platforms in de windenergiegebieden uit de routekaart. Deze platforms fungeren dan als “stapsteen”. De stapsteen-functie behelst de huisvesting van apparatuur voor blindstroomcompensatie. Daarnaast is een voorziening aanwezig voor het (het doorverbinden van) het tweezijdige gegevensverkeer. De stapsteen-functie wordt modulair vormgegeven middels een hulpplatform dat naderhand in de buurt van het standaardplatform wordt neergezet. Voor het windenergiegebied *Borssele* is een stapsteen niet aan de orde, er ligt daar immers geen verder uit de kust gelegen windenergiegebied in de buurt.

Voor *Hollandse Kust (zuid)* is er wel sprake van een verder weggelegen windenergiegebied (aangeduid met “B” in figuur 4), maar blijkt dat het verbinden van het platform in gebied B met een eigen kabel naar de kust slimmer en goedkoper is. De afstand tot de kust is zodanig kort dat de voor wisselstroom noodzakelijke blindstroomcompensatie niet halverwege de kabel nodig is.

This Development Framework stipulates that, in the case of the *Borssele* and *Hollandse Kust (zuid)* Wind Farm Zones, each of which will be connected to two platforms, the land sections for the cables from both platforms can be laid simultaneously if this method limits the environmental impact, if it is more cost-effective or for other substantiated reasons.

Given the relatively short distance from the Wind Farm Zones to the coast, the offshore grid will be configured for alternating current. This is a technique that is proven to be effective under conditions offshore.

6.3.3 Stepping-stone to more distant Wind Farm Zones and the North Sea electricity grid

As indicated, the construction of offshore wind farms can be achieved cost-effectively in three zones: *Borssele* (1,400 MW), *Hollandse Kust (zuid)* (1,400 MW) and *Hollandse Kust (noord)* (700 MW), in combination with the previously mentioned narrow area between the 10 and 12 nautical mile zones. See Figure 4 for details. *The Hollandse Kust* zones that are not adjacent to the 12 nautical mile zone and the *IJmuiden-Ver* Wind Farm Zone (shown in yellow in Figure 4) involve higher costs due to their more distant location and will only become eligible for issue after 2019²¹.

This Development Framework stipulates that, in so far as is meaningful and taking account of the possibilities for connection on land and offshore, the offshore grid will be designed in such a way that it will eventually be possible to connect wind farm zones that are situated further from the coast to the platforms in the wind farm zones from the Roadmap with alternating current. These platforms will then act as ‘stepping stones’. The stepping-stone function includes housing the equipment for reactive current compensation. In addition, there is a provision for forwarding duplex data traffic. The stepping-stone function will have a modular design using an auxiliary platform that can be positioned near to the standard platform at a later time. There is no stepping stone for the *Borssele* Wind Farm Zone; after all, there are no wind farm zones that are further from the coast in the vicinity.

In the case of *Hollandse Kust (zuid)*, there is a more distantly located Wind Farm Zone (shown as B in Figure 4), but connecting the platform in Zone B to the shore with its own cable appears to be smarter and cheaper. The distance to the coast is so short that the reactive current compensation needed for alternating current is not required at the mid-point of the cable.

18 Onder verkabelen wordt verstaan het onder de grond aanleggen van een hoogspanningskabel.

19 Kamerstuk 31 410, nr. 16, blg-55735.

20 Op basis van een mondelinge mededeling van TenneT worden de meerkosten van de investeringen voor een ondergrondse verbinding van 4 x 220 kV/350 MW (totaal 1400 MW) een factor hoger ingeschat in vergelijking met een bovengrondse verbinding.

18 Cabling is understood to mean laying a high-voltage cable underground.

19 Parliamentary Paper 31 410, No 16, encl. 55735.

20 Based on verbal notification from TenneT, the additional costs of the investments for a 4 x 220-kV/350-MW (total 1,400 MW) underground connection are estimated to be a factor higher compared with an above-ground connection.

21 Het windenergiegebied “Ten Noorden van de Waddeneilanden” staat in figuur 4 niet afgebeeld.

21 The North of the Frysian Islands Wind Farm Zone is not shown in Figure 4.

Dit levert binnen het windenergiegebied *Hollandse Kust (zuid)* ook wat meer ruimte op om windturbines te plaatsen, doordat een extra tracé voor de zeekabels uit gebied “B” achterwege kan blijven. Om die redenen wordt bij *Hollandse Kust (zuid)* niet voorzien in een stapsteen.

Bij *Hollandse Kust (noord)* was een stapsteen mogelijk wél handig, bijvoorbeeld voor het verbinden van windenergiegebied *IJmuiden Ver* (aangeduid met “A” in figuur 4), dat in de toekomst ontwikkeld wordt. De mogelijke stapsteen-functie bij *Hollandse Kust (noord)* behelsde primair de huisvesting van blindstroomcompensatie van een van de kabelparen vanuit *IJmuiden Ver*, die het mogelijk maakt om (een deel van) dit verder weggelegen gebied met wisselstroom aan te sluiten. Daarnaast zou een voorziening aanwezig zijn voor (het doorverbinden van) het tweezijdige gegevensverkeer tussen het net op land en de windparken in *IJmuiden Ver*. De stapsteen-functie omvatte geen elektrische koppeling van de kabel(s) van *IJmuiden Ver* met die van *Hollandse Kust (noord)*. Een elektrische koppeling zou namelijk slechts een beperkte toename van de beschikbaarheid opleveren, doordat de beschikbaarheid al zeer hoog is vanwege de dubbele kabels van elk platform, maar ook doordat de transportcapaciteit van 700 MW van *Hollandse Kust (noord)* gering is ten opzichte van het in potentie te installeren vermogen van circa 4000 MW in *IJmuiden Ver*.

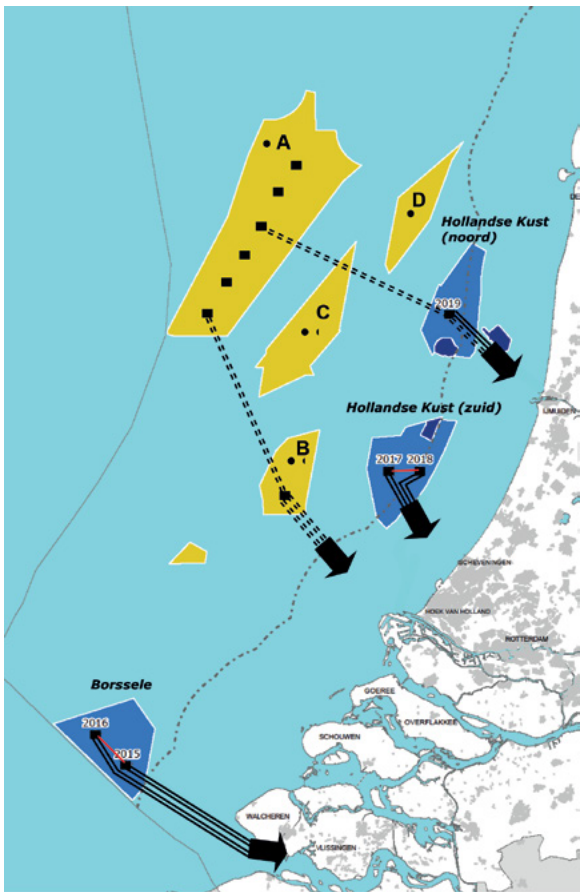
Begin 2018 is met de publicatie van de routekaart windenergie op zee 2030²² duidelijk geworden dat het onwaarschijnlijk is dat de opgewekte elektriciteit van *IJmuiden Ver* middels wisselstroom naar het vaste land getransporteerd zal worden. Ook zal het windenergiegebied *Hollandse Kust (west)* uit de routekaart 2030 (gebied “C” in figuur 4) waarschijnlijk rechtstreeks aansluiten op een station op het vasteland, waarbij naar verwachting wel het tracé van de netaansluiting gedeeltelijk wordt gecombineerd met die van het windpark in *Hollandse Kust (noord)*.

Within the *Hollandse Kust (zuid)* Wind Farm Zone, this produces more space for positioning wind turbines, because an additional section for the sea cables from Zone B can be omitted. This is why *Hollandse Kust (zuid)* does not have a stepping stone.

A stepping stone might have been useful for *Hollandse Kust (noord)*; for example, to connect the *IJmuiden-Ver* Wind Farm Zone (shown as A in Figure 4) when it is developed in future. The possible stepping-stone function at *Hollandse Kust (noord)* includes, for example, the primary housing of the reactive current compensation for one of the cable pairs from the *IJmuiden-Ver* Wind Farm Zone, which allows part or all of this more distant zone to be connected using alternating current. In addition, there would be a provision for forwarding the duplex data traffic between the land-based grid and the wind farms in the *IJmuiden-Ver* Wind Farm Zone. The stepping-stone function does not include the electrical connection of the cable(s) from the *IJmuiden-Ver* Wind Farm Zone to those of *Hollandse Kust (noord)*. After all, an electrical connection would only provide a limited increase in availability, because the availability is already very high due to the dual cables on each platform and because the transport capacity of 700 MW for *Hollandse Kust (noord)* is small in comparison with the potential to install a capacity of approximately 4,000 MW in the *IJmuiden-Ver* Wind Farm Zone.

At the beginning of 2018, the publication of the Offshore Wind Energy Roadmap 2030²² clearly showed that it would be unlikely for the energy generated at *IJmuiden-Ver* to be transported to the mainland by means of alternating current. Moreover, the *Hollandse Kust (west)* Wind Farm Zone from Roadmap 2030 (Zone C in Figure 4) will probably be connected directly to a station on the mainland, although it is expected the route of the grid connection will partly be combined with that of the *Hollandse Kust (noord)* Wind Farm.

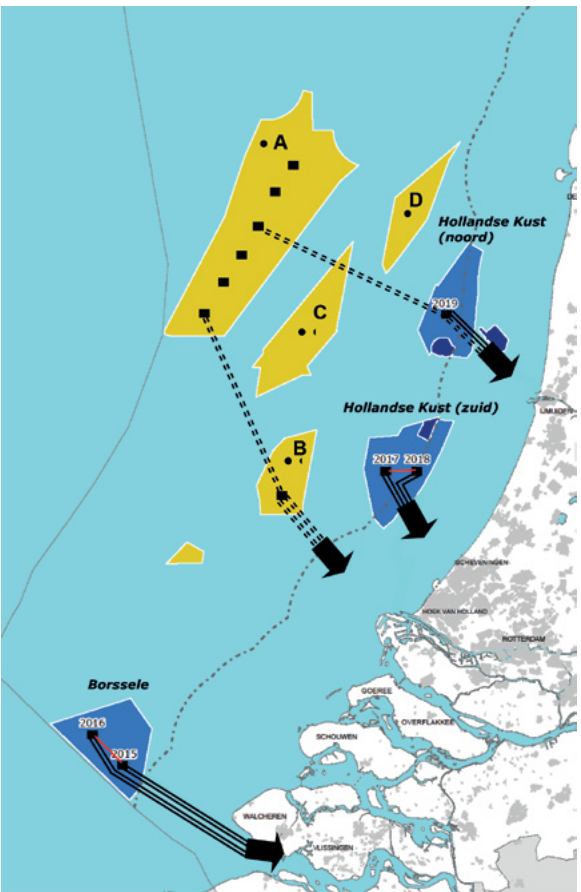
Figuur 4 Schematische weergave van de verbindingen van de windenergiegebieden uit de routekaart (zwarte gesloten lijnen). De tracés van het net op zee voor het gebied *Hollandse Kust* moeten nog bepaald worden. De 66 kilovolt verbindingen tussen de platformen in Borssele en *Hollandse Kust (zuid)* staan weergegeven in rood. Met stippellijnen zijn indicatief verbindingen voor *IJmuiden Ver* aangegeven volgens het stapsteen- principe.



Om voorgaande redenen schrijft dit ontwikkelkader voor om in het (gestandaardiseerde) ontwerp van de platforms geen ruimte te reserveren voor een eventuele stapsteen-functie op de platforms zelf, maar de stapsteen-functie (indien deze inderdaad gewenst is) vorm te geven middels een hulpplatform dat in de onmiddellijke omgeving van het standaardplatform neergezet wordt, waarbij communicatie- en nutsvoorzieningen kunnen worden gecombineerd (modulaire aanpak).

Al enige tijd denken deskundigen en beleidsmakers na over het (op termijn) onderling verbinden van windparken op de Noordzee, al of niet in combinatie met interconnectoren, om op die wijze een zogenaamd ‘Noordzee-net’ te vormen²³. Een dergelijk internationaal netwerk op zee kan additionele kostenbesparingen met zich meebrengen, maar vereist een verregaande afstemming tussen landen en partijen.

Figure 4 Schematic depiction of the connections for the Wind Farm Zones from the roadmap (solid black lines) The sections of the offshore grid for the *Hollandse Kust* Wind Farm Zone have yet to be established. Shown in red are the 66-kilovolt connections between the platforms in Borssele and *Hollandse Kust (zuid)*. The indicative connections for *IJmuiden-Ver* are shown as dotted lines according to the stepping-stone principle.



For the above reasons, this Development Framework gives the instruction not to set aside any space in the standardised design of the platforms for a possible stepping-stone function on the platforms themselves but rather to implement the stepping-stone function (if such is indeed desirable) by means of an auxiliary platform placed in the immediate vicinity of the standard platform, which means that communication and utilities can be combined (modular approach).

For some time now, experts and policymakers have been considering the eventual mutual connection of the wind farms in the North Sea, whether or not in combination with interconnectors, to form a so-called “North Sea electricity grid” in this way . This type of international offshore network could provide additional cost savings but requires far-reaching coordination between countries and parties.

22 Kamerstuk 33561, nr.42.

22 Parliamentary Papers 33 561, No 42.

Op dit moment is de ontwikkeling van een dergelijk netwerk op de Noordzee nog weinig concreet. Daarnaast brengt combinatie met interconnectoren met zich mee dat een dergelijk netwerk logischerwijze gebaseerd zal zijn op gelijkstroom. Dit omdat het transport van elektriciteit over grote afstanden veelal voordeliger is met een gelijkstroomverbinding, vanwege de geringere transportverliezen. Toepassing van gelijkstroom vraagt echter een extra omzetting (van wisselstroom naar gelijkstroom en vice versa), waarbij ook verliezen optreden, en daarnaast is hoog-voltage gelijkstroomapparatuur kostbaarder en op zee nog minder beproefd. Bij de verbinding van windparken op zee zal daarom doorgaans pas gekozen worden voor een gelijkstroomconfiguratie indien deze parken zich verder weg dan circa 100 km van het landelijk hoogspanningsnet op land bevinden.

De windparken waarop dit ontwikkelkader betrekking heeft liggen echter relatief dicht bij de kust. In dergelijke gevallen is wisselstroom goedkoper, en dat zal dan ook worden toegepast. Dit heeft tot gevolg dat eventuele opname in een Noordzee- net niet voor de hand ligt. Wellicht dat combinatie met een dergelijk net wel meerwaarde kan bieden voor de aansluiting van *IJmuiden Ver* of andere in de toekomst te ontwikkelen verder op zee gelegen windenergiegebieden. In die gevallen is bijvoorbeeld een combinatie met een interconnector naar het Verenigd Koninkrijk denkbaar, zoals het kabinet in de routekaart windenergie op zee 2030 ook aangeeft.

Een combinatie van het net op zee voor Borssele met een interconnector naar België via de zee ligt om de volgende redenen niet voor de hand:

- Er is geen noodzaak en business case voor een interconnector via zee. De komende jaren wordt de interconnectie-capaciteit met België door diverse projecten op land aan Nederlandse en Belgisch zijde al uitgebreid. Bovendien is de aanleg van een interconnector via zee naar verwachting ingewikkelder en duurder dan over land. Er was ten tijde van het ontwerp van het net op zee deel Borssele in België (nog) geen netbeheerder van het net op zee. De eerste Belgische windparken die grenzen aan het windenergiegebied Borssele (zoals C-Power, Northwind, Belwind) zijn aangesloten door middel van radiale verbindingen, die worden aangelegd en beheerd door de windparkontwikkelaar²⁴.

Currently, there is still very little that is concrete about developing this type of electricity grid in the North Sea. In addition, a combination with interconnectors logically means this type of network will be based on direct current. This is because transporting electricity over long distances is usually more economical using direct current connections as a result of the smaller transport losses. However, using direct current also requires additional conversion (from alternating current to direct current and vice versa), which also incurs losses. In addition, high-voltage direct current equipment is more expensive and has not been tested as extensively offshore. Therefore, a direct current configuration will usually only be chosen for connecting offshore wind farms if they are located more than approximately 100 km from the land-based national high-voltage grid.

However, the wind farms subject to this Development Framework are relatively close to the coast. In such cases, alternating current is cheaper and this will therefore be used. One consequence of this is that inclusion in any North Sea electricity grid is illogical. It is possible that a combination with this type of electricity grid could provide added value to the connection of *IJmuiden-Ver* Wind Farm Zone or other wind farm zones that may be developed further out to sea in future. For example, in those cases, a combination with an interconnector to the United Kingdom is conceivable, as is indicated by the Cabinet in the Offshore Wind Energy Roadmap 2030.

Combining an offshore grid for Borssele with an interconnector to Belgium by sea is not logical for the following reasons:

- There is no requirement or business case for an interconnector by sea. The interconnector capacity with Belgium is already being expanded in the coming years through various land-based projects on both the Dutch and Belgian sides. Moreover, the construction of an interconnector by sea is expected to be more complex and expensive than over land. When the design of the Borssele part of the offshore grid was produced, Belgium did not yet have a transmission system operator for the offshore grid. The first Belgian offshore wind farms that are adjacent to the Borssele Wind Farm Zone (such as C-Power, Northwind and Belwind) are connected using radial connections that are laid and managed by the wind farm developer²⁴.

- Op dit moment ontbreekt een reguleringskader dat het mogelijk maakt om de aansluitingen van windparken te combineren met een interconnector. Immers, interconnectie-capaciteit dient non-discriminatoir aan de markt beschikbaar gesteld en toegewezen te worden. Dit biedt geen ruimte voor voorrang voor specifieke windparken ten opzichte van andere gebruikers van een interconnector. Ook verschillen de subsidieregimes tussen België en Nederland, en is het momenteel nog niet mogelijk om SDE+ te ontvangen voor elektriciteit die niet op het Nederlandse net wordt ingevoed. Dit vergt aanpassingen van het reguleringskader.
- Noodzakelijke investeringen door verschillen in de technische opzet van de verbindingen van de Belgische windparken. Van een aantal radiale verbindingen van de Belgische windparken is bekend dat deze een spanningsniveau kennen van 150 kilovolt tegen 220 kilovolt aan Nederlandse zijde (zie paragraaf 3.5). Hierdoor is een extra transformator nodig om Belgische windparken aan te kunnen sluiten op de TenneT-platforms bij Borssele. Daarnaast kan een parallelle koppeling Nederland-België via zee ongewenste effecten geven op de landelijke hoogspanningsnetten op land. Dit vergt extra investeringen in technische oplossingen evenals extra beheersmaatregelen.

Dit ontwikkelkader stelt daarom geen aanvullende eisen aan de configuratie van het net op zee voor opname in een Noordzee-net.

6.3.4 Locaties van de platforms en bereikbaarheid

Dit ontwikkelkader schrijft voor dat de locaties van de platforms in overleg met de windsector zodanig worden gekozen dat deze optimaal bijdragen aan het verminderen van de totale kosten (LCOE) van de opgewekte elektriciteit in de betreffende windparken. Daarbij wordt rekening gehouden met andere relevante belangen, waaronder bestaande tracés van netten, pijpleidingen, telecomcommunicatiekabels en interconnectoren alsook archeologische belangen. De uiteindelijke locaties worden bepaald bij de verkaveling van de windenergiegebieden die plaatsvindt ten behoeve van de kavelbesluiten.

Afhankelijk van de definitieve indeling van de kavels voor de windenergiegebieden bij Hollandse Kust en de uiteindelijke locaties van de platforms, kan blijken dat het kostentech-nisch, ruimtelijk of om andere redenen niet wenselijk is voor deze gebieden om de voorkeurkabelcorridors conform de Beleidsnota Noordzee 2016- 2021²⁵ te volgen.

- There is currently no regulatory framework that facilitates combining the wind farm connections with an interconnector. After all, interconnection capacity should be made available to the market and allocated in a non-discriminatory manner. This does not provide for allowing precedence to specific wind farms in relation to other users of an interconnector. In addition, the subsidy regimes in Belgium and the Netherlands are different, and it is currently not possible to receive SDE+ subsidy for electricity that is not fed into the Dutch electricity grid. This requires amendment of the regulatory framework.
- The need for investment due to differences in the technical set-up of the connections in Belgian wind farms. A number of radial connections in Belgian wind farms are known to have a voltage level of 150 kilovolts compared with 220 kilovolts on the Dutch side (see Section 3.5). This means that an additional transformer is needed for connecting Belgian wind farms to the TenneT platforms at Borssele. In addition, a parallel Netherlands-Belgium connection at sea can have unwanted effects on the land-based national high-voltage grid. This requires additional investment in technical solutions as well as additional control measures.

As a result, this Development Framework does not stipulate any additional requirements for the configuration of the offshore grid for inclusion in a North Sea electricity grid.

6.3.4 Platform locations and accessibility

This Development Framework stipulates that the locations for the platforms must be selected in consultation with the wind sector in such a way that they make an optimal contribution to lowering the total costs (LCOE) of the electricity that is generated in the wind farms concerned. When doing so, account must be taken of other relevant interests, including existing sections of electricity grids, pipelines, telecommunications cables and interconnectors, as well as archaeological interests. The final locations will be determined by the designation of sites in the Wind Farm Zones, which will be done for the Wind Farm Site Decisions.

Depending on the definitive arrangement of the sites for the Hollandse Kust Wind Farm Zones and the final locations of the platforms, it could prove inadvisable for reasons of cost-effectiveness, space or otherwise for these zones to follow the preferred cable corridors in accordance with the North Sea Policy²⁵ Document.

23 <https://www.entsoe.eu/about/system-development/#the-north-seas-countries-offshore-gridinitiative-nscogi>

24 In april 2017 maakte de Belgische netbeheerder Elia bekend te gaan investeren in een “stopcontact op zee” voor nieuwe Belgische windparken (bijvoorbeeld Rentel, Northwester 2, Mermaid en Seastar) in dezelfde omgeving.

23 <https://www.entsoe.eu/about/system-development/#the-north-seas-countries-offshore-gridinitiative-nscogi>

24 In April 2017, the Belgian transmission system operator Elia announced that it would invest in a “power socket at sea” for new Belgian Wind Farms (for example, Rentel, Northwester 2, Mermaid and Seastar) in the same area.

25 Onderdeel van Nationaal waterplan 2016–2021, Kamerstuk 31 710, nr. 45.

25 Part of National Water Plan 2016–2021, Parliamentary Papers 31 710, No 45.

Dit ontwikkelkader bepaalt verder dat de standaardwijze om de platforms van het net op zee te bereiken per schip²⁶ is. De platforms dienen hiertoe een faciliteit te hebben die een veilige aanlanding van schepen en de overdracht van personen en materiaal mogelijk maakt en die de bereikbaarheid per schip onder verschillende weerscondities van het platform vergroot.

- Op grond van een studie in opdracht van TenneT²⁷, die is geconsulteerd bij de windsector, bepaalt dit ontwikkelkader dat de platforms niet worden uitgerust met een helikopterdek. De volgende argumenten liggen daaraan ten grondslag²⁸:
- De platforms liggen relatief dicht bij de kust en havens, waardoor de tijdswinst van bereikbaarheid per helikopter gering is;
 - Het deel van de tijd waarin de bereikbaarheid per schip onmogelijk is en een helikopter meerwaarde kan bieden is gering, gezien de voorziene hoge beschikbaarheid van het net op zee;
 - De kostenbesparing van enkele miljoenen euro's (zowel investeringskosten als operationele kosten, samen circa 0,1 % van de LCOE) die het achterwege laten van een helikopterdek oplevert;
 - De grotere ruimte die beschikbaar is voor windturbines doordat obstakelvrije helikopteraanvliegroutes binnen de kavels achterwege kunnen blijven;
 - De algemene tendens om, vanwege de risico's op ernstige ongelukken met helikopters, installaties op zee steeds vaker per schip in plaats van per helikopter te bedienen.

Een mogelijk nadeel van het ontbreken van een helikopterdek is dat het onder ongunstige weersomstandigheden (zware zeegang) langer kan duren om een storing aan het net of bijvoorbeeld de aansluitverbinding van de windturbines met het net op zee te verhelpen. De kans daarop is echter zeer gering en weegt niet op tegen de besparingen. Bovendien worden de platforms wel uitgerust met een heli-hoist voorziening²⁹, waarmee in het geval van hoge urgentie of calamiteit personen van en naar de platforms getransporteerd kunnen worden. Voor de toegang tot de platforms van TenneT maakt TenneT nadere afspraken met de vergunninghouders van de windparken in realisatie- en aansluitovereenkomsten. Uitgangspunt daarbij is een –binnen de veiligheidsrestricties- werkbare toegang van de vergunninghouders van de windparken tot apparatuur en installaties die in hun eigendom zijn en omwille van kostenefficiëntie op het platform van TenneT zijn gehuisvest.

26 Hieronder worden ook verstaan crew transfer vessels, platform supply vessels en “walk to work” oplossingen.

27 https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Offshore_Netherlands/Consultatie_proces_net_op_zee/Technical_Topics/27_130112_NLLD_R_A_public_version.pdf

This Development Framework further stipulates that the standard method of accessing the platforms in the offshore grid is by ship²⁶. To this end, the platforms should have a provision which facilitates the safe landing of ships and the transfer of personnel and equipment, and which increases the accessibility of the platform by ship under various weather conditions.

- Based on a study commissioned by TenneT²⁷, in consultation with the wind sector, this Development Framework stipulates the platforms will not be equipped with a helicopter deck. This is based on the following arguments²⁸:
- The platforms are located fairly close to the coast and ports, making the time gained from accessibility by helicopter minimal.
 - The portion of time when access by ship is impossible and a helicopter can provide added value is minimal, given the envisaged high accessibility of the offshore grid.

- The cost savings of several million euros (both investment costs and operating costs, together approximately 0.1% of the LCOE) provided by omitting a helicopter deck.
- The increased space available for wind turbines, because there is no need for obstacle-free helicopter approach routes at the sites.
- The general tendency towards servicing offshore installations by ship instead of helicopter due to the risk of serious accidents involving helicopters.

One possible disadvantage of the lack of a helicopter deck is that it could take longer to repair a fault in the electricity grid or in the connection between the wind turbines and the offshore grid under unfavourable weather conditions (heavy seas), for instance. However, the probability of this is small and does not stack up against the savings. Moreover, the platforms will be equipped with a heli-hoist facility²⁹, which would allow individuals to be transported from and to the platforms in cases of special urgency or disaster.

TenneT is entering into further agreements with permit holders for the wind farms on access to the TenneT platforms in Realisation and Connection Agreements. The basic principle here, within the safety restrictions, is workable access by the permit holders of the wind farms to equipment and systems that they own which are housed on the TenneT platform for reasons of cost-effectiveness.

26 This is also understood to mean crew transfer vessels, platform supply vessels and “walk to work” solutions.

27 https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Offshore_Netherlands/Consultatie_proces_net_op_zee/Technical_Topics/27_130112_NLLD_R_A_public_version.pdf

De noodzaak voor vervoer naar de windparken en de platforms van TenneT wordt zoveel mogelijk verkleind door deze grotendeels op afstand te kunnen bedienen. TenneT stelt daartoe nabij het onderstation op land, waarmee het net op zee is verbonden, alsook op de platforms zelf voor elk windpark een adequate ruimte ter beschikking voor het huisvesten van de benodigde computer- en communicatieapparatuur en voorzieningen voor het tweezijdige gegevensverkeer en komt hierover nadere afspraken overeen met de vergunninghouders van de windparken in de aansluit- en realisatieovereenkomsten.

6.3.5 Beschikbaarheid en minimale gegarandeerde transportcapaciteit

De voordelen van de aanleg van het net op zee zouden onder andere tot uiting moeten komen in een hogere beschikbaarheid (betrouwbaarheid) van de transportcapaciteit³⁰. De platforms dienen daartoe elk met twee 220 kilovolt kabels te worden verbonden met het landelijk hoogspanningsnet op land. Dit biedt extra beschikbaarheid, waardoor het risico van een gehele of gedeeltelijke onderbreking van de transportcapaciteit afneemt. Daarnaast zal de elektrische installatie aan de zijde waarop de windturbines aansluiten zodanig ingericht worden, dat ook bij uitval van één van de 220 kilovolt kabels of de daarop aangesloten transformatoren, de windparken op één van de transformatoren op zee geschakeld kunnen worden. Ook dit brengt additionele beschikbaarheid met zich mee, waarmee in principe ten minste de helft van de transportcapaciteit in stand blijft.

De windenergiegebieden *Borssele* en *Hollandse Kust (zuid)* bevatten elk twee platforms. Een verbinding tussen deze twee platforms levert extra beschikbaarheid op. Uit een kosten/batenanalyse in opdracht van TenneT³¹ blijkt dat bij een verbinding op 66 kilovolt de baten opwegen tegenover de meerkosten. Dit ontwikkelkader bepaalt daarom dat er tussen de platforms binnen de genoemde windenergiegebieden een verbinding komt met een spanningsniveau van 66 kilovolt. Met bovenstaande voorzieningen wordt gekomen tot een hoge beschikbaarheid, en is het onnodig dat het platform voorzien wordt van de mogelijkheid om dieselgeneratoren te installeren als back-up voorziening om de windturbines te conditioneren in het geval van stroomuitval. Dit blijkt in de sector ook niet gebruikelijk bij een vergelijkbare mate van beschikbaarheid van een netaansluiting van een windpark op zee.

28 https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Offshore_Netherlands/Consultatie_proces_net_op_zee/Technical_Topics/26_ONL_15-184-T4_Access_to_platform_PP_v2.pdf

29 Een voorziening om mensen en (in zeer beperkte mate) goederen door middel van een lier vanuit een helikopter neer te laten.

The requirement for transport to the wind farms and TenneT's platforms will be reduced as far as possible by largely being able to operate them remotely. To facilitate this, TenneT will make sufficient space available for each wind farm near the land-based substation to which the offshore grid is connected, as well as on the platforms themselves, for the necessary computer and communications equipment as well as provisions for the duplex data traffic, and it will enter into further agreements on this with the permit holders for the wind farms in the Connection and Realisation Agreements.

6.3.5 Availability and minimum guaranteed transmission capacity

The benefits of constructing the offshore grid should be found in, among other things, higher availability (reliability) of the transport capacity³⁰. To this end, the platforms should each be connected to the land-based national high-voltage grid with two 220 kilovolt cables. This provides additional availability, decreasing the risk of a partial or total interruption of the transport capacity. In addition, the electrical installation on the side to which the wind turbines connect is to be set up in such a way that the wind farms can be switched to one of the offshore transformers even if one of the 220 kilovolt cables or the transformers connected to them fails. This also provides additional availability, allowing at least half of the transport capacity to remain intact.

The *Borssele* and *Hollandse Kust (zuid)* Wind Farm Zones each contain two platforms. A connection between these two platforms will provide additional availability. A costs/benefits analysis commissioned by TenneT³¹ reveals the benefits of a 66 kilovolt connection outweigh the additional costs. This Development Framework therefore stipulates there is to be a 66 kilovolt voltage level connection between the platforms in the aforementioned Wind Farm Zones. The provisions above will deliver high availability and it will not be necessary to furnish the platform with the capability to install diesel generators as a back-up provision to condition the wind turbines in case of power failure. This does not appear to be usual in the sector when there is a comparable level of availability for an electricity grid connection in an offshore wind farm.

28 https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Offshore_Netherlands/Consultatie_proces_net_op_zee/Technical_Topics/26_ONL_15-184-T4_Access_to_platform_PP_v2.pdf

29 A facility to allow people and (to a very limited extent) goods to be winched down from a helicopter.

De minimale gegarandeerde transportcapaciteit van het net op zee bedraagt 700 MW per platform. Om redenen van netveiligheid, of door bijvoorbeeld de uitval van een kabel of een transformator, kan de noodzaak ontstaan de transport-capaciteit te verminderen tot minder dan de gegarandeerde 700 MW. Deze reductie vindt plaats over de aangesloten windparken naar rato van de in de betreffende kavelbesluiten aangegeven bandbreedtes voor het totaal geïnstalleerde vermogen³² per kavel. Het vermogen dat uiteindelijk op een kavel is gerealiseerd is dus niet bepalend. Voor het reduceren van vermogen zal TenneT in zijn aansluit- en transportover-eenkomst voorwaarden opnemen.

6.3.6 Maximaal toegestane vermogen van de windparken

Vanuit het oogpunt van kostenefficiëntie kan het voordelig zijn om meer vermogen te installeren dan de 700 MW waarvoor de transportcapaciteit gegarandeerd is. Immers de windparken zullen lang niet altijd op vol vermogen draaien, waardoor de transportcapaciteit van het net op zee meestal maar ten dele wordt benut. Door meer windvermogen te installeren (“overplanting”) kunnen de kosten per hoeveelheid elektriciteit (kWh) afnemen³³. Dit komt de beoogde kostenreductie van windenergie op zee te goede.

Er is echter sprake van een optimum: op een gegeven moment wordt het geïnstalleerde windvermogen zo groot dat een steeds groter deel van de elektriciteit niet meer door TenneT getransporteerd kan worden. Hierdoor zal de noodzaak kunnen ontstaan windturbines af te schakelen. Dit optimum zal afhangen van de keuze van het type windturbine, de beschikbare ruimte voor windturbines en de toename van zog-effecten³⁴, waardoor niet één optimaal vermogen van het windpark kan worden benoemd. Daarnaast bepaalt ook de capaciteit van de 220 kilovolt kabel welk vermogen TenneT uiteindelijk naar land kan transporteren³⁵.

The minimum guaranteed transport capacity of the offshore grid is 700 MW per platform. The need to reduce the transport capacity to less than the guaranteed 700 MW could arise for reasons of electricity grid safety, or the failure of a cable or a transformer, for instance. This reduction takes place across the connected wind farms in proportion to the bandwidths stated in the relevant Wind Farm Site Decisions for the total installed capacity per site. As a result, the capacity that is eventually realised in a site is not determinative. TenneT is to include conditions for reducing the capacity in its Connection and Transmission Agreement.

6.3.6 Maximum permitted capacity for the wind farms

From a cost-effectiveness perspective, it could be beneficial to install more capacity than the 700 MW for which the transport capacity is guaranteed. After all, the wind farms will not always run at full capacity, as a result of which the offshore grid transport capacity will usually only be partly used. Installing more wind power (“overplanting”) could reduce the costs per unit of electricity (kWh)³³. This is to the benefit of the intended cost reduction for offshore wind energy.

There is, however, an optimum: at a certain point, the installed wind power is so great that an increasingly large proportion of the electricity can no longer be transported by TenneT. This could result in the need to switch off wind turbines. This optimum will depend on the choice of type of wind turbine, the space available for wind turbines and the increase in wake effects³⁴, as a result of which it is not possible to state a single optimal capacity for the wind farm. In addition, the capacity of the 220 kilovolt cable also determines the amount of power TenneT can eventually transport to land³⁵.

TenneT heeft de mogelijkheid onderzocht om tijdelijk extra transportcapaciteit te leveren door de 220 kilovolt kabels tijdelijk zwaarder te belasten (“dynamic loading”). Die mogelijkheid is onder andere afhankelijk van de koeling van de kabels, die onder andere afhangt van de bodemcondities. Op basis van de resultaten van dit onderzoek bepaalt dit ontwikkelkader dat in een kavel een maximum van 380 MW aan totaal geïnstalleerd windvermogen wordt toegestaan, tenzij in het betreffende kavelbesluit anders wordt bepaald. De minister van Economische Zaken en Klimaat heeft dit per brief aan de Tweede Kamer³⁶ bekend gemaakt.

In geval van langdurige overbelasting van het net op zee zal TenneT aan de vergunninghouders van de windparken vragen om het additionele en niet gegarandeerde vermogen terug te regelen. Indien de aangeslotene geen gehoor geeft aan de opdracht om vermogen terug te regelen zal TenneT genoodzaakt zijn om één of meer 66 kilovolt aansluitverbindingen (de inter-array kabels) af te schakelen om het vermogen terug te dringen. Zoals in paragraaf 3.5. staat vermeld zal TenneT hiervoor in zijn aansluitovereenkomst voorwaarden opnemen.

6.3.7 Aansluitverbindingen van de windturbines met een spanningsniveau van 66 kilovolt

De transportcapaciteit van de aansluitverbindingen (de zogenoemde inter-array kabels) die de windturbines verbinden met het platform van het net op zee, is direct gekoppeld aan het spanningsniveau van diezelfde verbindingen. Op dit moment is hiervoor 33 kilovolt het standaard spanningsniveau. Het is een bewezen technologie die in vrijwel alle hedendaagse windparken op zee wordt toegepast. Met het toenemen van de windturbinevermogens overwegen windparkontwikkelaars de toepassing van hogere spanningsniveaus. Toepassing van 66 kilovolt wordt gezien als een logische volgende stap, maar is tot op heden nog niet commercieel uitgevoerd. Een hogere spanning vergroot het aantal windturbines dat kan worden aangesloten op één aansluitverbinding en vermindert het aantal noodzakelijke verbindingen voor aansluiting op het offshore platform en reduceert daarmee ook de totale benodigde lengte van de aansluitverbindingen.

TenneT has investigated the option to temporarily provide additional transport capacity by temporarily increasing the load on the 220 kilovolt cables (dynamic loading). This possibility relies in part on cooling the cables, which depends on the seabed conditions among other things. Based on the results of this investigation, this Development Framework stipulates installing a maximum of 380 MW of wind power in one site, unless the relevant Wind Farm Site Decision states otherwise. The Minister of Economic Affairs and Climate Policy has informed the House of Representatives of this by letter³⁶.

In the case of sustained overloading of the offshore grid, TenneT will ask the permit holders of the wind farms to dial back the additional capacity that is not guaranteed. If the connected parties do not comply with the instruction to dial back capacity, TenneT will find it necessary to switch off one or more 66 kilovolt connections (the inter-array cables) in order to drive down the capacity. As stated in Section 3.5, TenneT will include conditions for this in its Connection Agreement.

6.3.7 66 kilovolt voltage level connections to the wind turbines

The transport capacity of the connections (the so-called inter-array cables) connecting the wind turbines to the substation is directly linked to the voltage level of that same connection. Currently, the standard voltage level for this is 33 kilovolts. It is proven technology used in almost all contemporary offshore wind farms. With the increase in wind turbine capacities, wind farm developers are considering the use of higher voltage levels. The use of 66 kilovolts is seen as a logical next step, but this has not yet been implemented commercially. A higher voltage increases the number of wind turbines that can be connected to a single connection and reduces the number of connections needed for connection to the offshore platform, thereby reducing the total length of the necessary connections.

30 Zie Visie Netontwerp en uitrolstrategie, Toekomstbestendige netoptimalisatie, TenneT, 21 juli 2014, Review Netontwerp en uitrolstrategie TenneT Wind op Zee, DNV GL, 14 mei 2014 en Publiekversie validatie DNV GL document “Review – Netontwerp en uitrolstrategie TenneT Wind op Zee”, ECN-N--14-020, 11 augustus 2014.

31 https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Offshore_Netherlands/Consultatie_proces_net_op_zee/Technical_Topics/56_ONL_15-216-T12_Redundancy_availability_PP_v2.pdf

32 Geïnstalleerd vermogen: het vermogen van de productie-installatie dat onder normale condities benut kan worden voor de productie van hernieuwbare elektriciteit en dat door de leverancier gegarandeerd wordt bij continu gebruik, het tijdelijk te leveren vermogen van een booster is hierin niet inbegrepen.

30 See Vision for Electricity Grid Design and Roll-out Strategy, Future-proof Electricity Grid Optimisation, TenneT, 21 July 2014, Review of Electricity Grid Design and Roll-out Strategy for TenneT Offshore Wind Farms, DNV GL, 14 May 2014 and Public version of the validation of DNV GL document “Review of Electricity Grid Design and Roll-out Strategy for TenneT Offshore Wind Farms”, ECN-N--14-020, 11 August 2014.

31 https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Offshore_Netherlands/Consultatie_proces_net_op_zee/Technical_Topics/56_ONL_15-216-T12_Redundancy_availability_PP_v2.pdf

32 Installed capacity: the intended sustained output of the offshore wind farm under normal conditions, guaranteed by the supplier during continual use; the capacity to be supplied temporarily by a booster is not included.

33 Door overplanting toe te staan kan de totale benodigde subsidie (indien van toepassing) voor windenergie op zee toenemen, maar daar staat dus ook een grotere elektriciteitsproductie tegenover. Per kilowattuur nemen de kosten echter af.

34 Hiermee wordt bedoeld op het onderling afvangen van wind door nabijgelegen windturbines.

35 TenneT garandeert een transportvermogen van 700 MW per platform, zie paragraaf 3.5.

36 Kamerstuk 33 561, nr. 19.

33 Allowing overplanting could increase the total subsidy required (where applicable) for offshore wind energy on the one hand, but there will be an increase in electricity production on the other. The costs per kilowatt hour would decrease.

34 This refers to the mutual capture of wind by adjacent wind turbines.

35 TenneT guarantees a transport capacity of 700 MW per platform; see Section 3.5.

36 Parliamentary Paper 33 561, No 19.

Volgens de Carbon Trust Offshore Wind Accelerator (OWA) kan een overstap naar 66 kilovolt resulteren in een reductie van de totale kosten (LCOE) van 1,5%. Onderzoek³⁷ door DNV GL en Ecofys dat in opdracht van TenneT is uitgevoerd voor de Nederlandse windenergiegebieden van de routekaart windenergie op zee laat zien dat 66 kilovolt technisch haalbaar en kosteneffectief is. Hoewel 66 kilovolt aansluitverbindingen en daarvoor geschikte windturbines (enigszins) duurder zijn dan hun 33 kilovolt-equivalent, wordt dit effect meer dan gecompenseerd door de kleinere benodigde lengte aan 66 kilovolt kabels. De studie in opdracht van TenneT becijfert dat de keuze voor 66 kilovolt in de Nederlandse situatie kan leiden tot een vermindering van de LCOE met 1,1 tot 1,3 procent. Daarnaast zal een keuze voor 66 kilovolt innovatie stimuleren, wat waarschijnlijk weer zal leiden tot een lagere LCOE voor toekomstige tenderrondes. Verder vormt de beschikbaarheid van voor 66 kilovolt geschikte kabels en windturbines geen significant probleem. Op basis hiervan concludeert TenneT dat 66 kilovolt het meest geschikte spanningsniveau is voor de aansluitverbindingen in de komende Nederlandse tenderrondes.

Een review³⁸ van BLIX in opdracht van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat van de studie voor TenneT bevestigt deze conclusie. BLIX wijst er, net als DNV GL, op dat op basis van informatie van vijf grote turbinefabrikanten blijkt dat een verschuiving naar 66 kilovolt de mogelijkheid om kleinere windturbines (<5 MW) te gebruiken, zal beperken. Dergelijke relatief kleine windturbines zullen waarschijnlijk niet binnen de standaard portfolio op 66 kilovolt beschikbaar zijn, hoewel het niet is uit te sluiten dat windturbinefabrikanten deze op verzoek alsnog geschikt willen maken. BLIX en DNV GL delen uiteindelijk de mening dat er met vijf leveranciers normaal gesproken voldoende concurrentie is op basis van alleen de grotere modellen. Binnen de randvoorwaarden van het net op zee uit de routekaart windenergie op zee (gestandaardiseerde platforms van 700 MW, één spanningsniveau voor alle vijf tenderrondes), deelt BLIX de mening van TenneT dat 66 kilovolt het meest geschikte spanningsniveau is voor aansluitverbindingen in de komende tenderrondes.

37 https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Offshore_Netherlands/Consultatie_proces_net_op_zee/Technical_Topics/4_T1_Enclosure_nr_1b_-_66_kV_systems_for_Offshore_Wind_Farms_by_DNV_GL.pdf

38 33/66 kV Inter-array Cables for Dutch Offshore Wind Farms, A review on the TenneT cost benefit analysis and consultation process, 20150615_RVO_SDB_Final_Report_33_66 kV_VF, BLIX, 15 juni 2015.

According to the Carbon Trust Offshore Wind Accelerator (OWA), switching to 66 kilovolts could result in a 1.5% reduction of the total costs (LCOE). DNV and Ecofys research³⁷ on the Dutch wind farm zones in the Offshore Wind Energy Roadmap, commissioned by TenneT, reveals that 66 kilovolts is technically feasible and cost-effective. Although 66 kilovolt connections, and the wind turbines that are suitable for them, are slightly more expensive than their 33 kilovolt equivalent, this is more than compensated for by the shorter length of 66 kilovolt cables required. The study commissioned by TenneT considers that opting for 66 kilovolts in the Dutch situation could lead to a 1.1% to 1.3% reduction in the LCOE. In addition, opting for 66 kilovolts stimulates innovation, which will probably lead to an even lower LCOE for future tendering rounds. Furthermore, the availability of cables and wind turbines suitable for 66 kilovolts is not a significant problem. Based on this, TenneT has concluded that 66 kilovolts is the most suitable voltage level for the connections in the upcoming Dutch tender rounds.

BLIX's review of the study for TenneT³⁸, commissioned by the Ministry of Economic Affairs and Climate Policy, confirms this conclusion. As with DNV GL, BLIX concludes that, on the basis of information provided by five major turbine manufacturers, a move to 66 kilovolts will restrict the ability to use smaller wind turbines (<5 MW). Such relatively small wind turbines will, in all probability, not be available at 66 kilovolts within the standard portfolio, although we cannot rule out that wind turbine manufacturers may be prepared to make them suitable if requested to do so. Ultimately, BLIX and DNV GL share the opinion that having five suppliers should normally provide sufficient competition based on the larger models only. Given the preconditions for the offshore grid in the Offshore Wind Energy Roadmap (standardised 700 MW platforms and a single voltage level for all five tendering rounds), BLIX shares TenneT's opinion that 66 kilovolts is the most suitable voltage level for connections in the upcoming tender rounds.

37 https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Offshore_Netherlands/Consultatie_proces_net_op_zee/Technical_Topics/4_T1_Enclosure_nr_1b_-_66_kV_systems_for_Offshore_Wind_Farms_by_DNV_GL.pdf

38 33/66 kV Inter-array Cables for Dutch Offshore Wind Farms, A review on the TenneT cost benefit analysis and consultation process, 20150615_RVO_SDB_Final_Report_33_66 kV_VF, BLIX, 15 June 2015.

De minister van Economische Zaken en Klimaat heeft daarom per brief aan de Tweede Kamer³⁹ meegedeeld dat het spanningsniveau voor aansluitverbindingen (inter-array kabels) van de windparken uit de routekaart windenergie op zee 66 kilovolt zal zijn. Dit betekent ook dat het net op zee geschikt moet zijn om windparken op een spanningsniveau van 66 kilovolt aan te sluiten. De 66 kilovolt installatie op het platform (onderstation) van TenneT, tot aan het fysieke aansluitpunt met de (inter-array) kabels die tot installatie van het windpark behoren, worden daarom geacht onderdeel uit te maken van het net op zee. Als gevolg van de keuze voor een spanningsniveau van 66 kilovolt kan meer vermogen (circa 60 tot 70 MW) per aansluitverbinding worden getransporteerd. Dit heeft, zoals hiervoor al is aangegeven, tot gevolg dat er minder aansluitverbindingen hoeven worden aangesloten op het platform dan bij een spanningsniveau van 33 kilovolt het geval zou zijn geweest. Dit beperkt ook het benodigde aantal J-tubes om de aansluitverbindingen naar het platform te leiden. Uitgaande van een vermogen per windpark van 350 tot 380 MW en een capaciteit van 60-70 MW per aansluitverbinding zijn er in theorie minimaal zes J-tubes nodig. Tijdens het consultatieproces van TenneT met de windsector bleek echter de behoefte aan een wat groter aantal J-tubes om zodoende voldoende flexibiliteit te hebben in de bekabeling van de windturbines, ook in minder gunstig gesitueerde kavels. Om die reden bepaalt dit ontwikkelkader dat het platform zal worden voorzien van acht J-tubes per windpark van 350 MW. Naast deze acht J-tubes per windpark (dus 16 per platform) dient er een extra J-tube te zijn voor testmogelijkheden⁴⁰, en een extra J-tube voor de kabel die de twee platforms in het windenergiegebied onderling verbindt⁴¹. Daarmee komt het totaal aan J-tubes voor de zijde van de aansluitverbindingen op achttien. Het aantal J-tubes voor de 220 kilovolt verbindingen per platform bedraagt twee.

6.3.8 Elektrische eigenschappen en beveiliging

Het samenstel van de windparken en het net op zee dient zo efficiënt mogelijk te functioneren, zodat de opbrengst aan duurzame elektriciteit zo groot mogelijk is. Dit betekent dat de platforms van TenneT de volgende voorzieningen bevatten:

- Een voorziening om het blindvermogen van de 220 kilovolt verbindingen te compenseren, naast de voorziening die hiervoor in het station op land aanwezig is.

39 Kamerstuk 33 561, nr. 19.

40 Hieronder wordt ook verstaan demonstratieactiviteiten in een innovatiekavel

41 Dit geldt voor de windenergiegebieden Borssele en Hollandse Kust (zuid).

The Minister of Economic Affairs and Climate Policy has consequently informed the House of Representatives by letter³⁹ that the voltage level for connections (inter-array cables) for the wind farms in the Offshore Wind Energy Roadmap will be 66 kilovolts. This also means the offshore grid must be suitable for connecting wind farms at a voltage level of 66 kilovolts. The 66 kilovolt installation on the TenneT platform (substation) up to the physical connection with the inter-array cables that are part of the wind farm installation is therefore considered to form part of the offshore grid. As a result of opting for a voltage level of 66 kilovolts, more power can be transported per connection (approximately 60 to 70 MW). As mentioned above, this results in fewer connections having to be established to the platform than would have been the case for 33 kilovolts. This also limits the number of J-tubes for conducting the connections to the platform. Theoretically, a capacity of 350 to 380 MW per wind farm and a capacity of 60–70 MW per connection requires a minimum of six J-tubes. However, during TenneT's consultation with the wind sector, it turned out that a somewhat higher number of J-tubes is needed to provide sufficient flexibility in cabling the wind turbines, including in sites that are less favourably situated. As a result, this Development Framework stipulates that the platform is to be equipped with eight 350 MW J-tubes per wind farm. As well as these eight J-tubes (so 16 per platform), there should be an additional J-tube for testing⁴⁰ and an additional J-tube for the cable that mutually connects the two platforms in the wind farm⁴¹. This brings the total number of J-tubes for the connections side to 18. The number of J-tubes for the 220 kilovolt connections per platform is two.

6.3.8 Electrical properties and safety devices

The system formed by the wind farms and the offshore grid should function as efficiently as possible so the yield of sustainable electricity is as high as possible. This means TenneT's platforms must include the following provisions:

- A provision for compensating the reactive power on the 220 kilovolt connections, in addition to the provision that exists for this in the land-based station.

39 Parliamentary Paper 33 561, No 19.

40 This is also understood to mean demonstration activities at an innovation site.

41 This applies to the Borssele and Hollandse Kust (zuid) Wind Farm Zones.

- De compensatie van het blindvermogen van de aansluitverbindingen dient te gebeuren door gebruik te maken van de mogelijkheden van de windturbines⁴². TenneT levert een daartoe een blindstroom-setpoint waaraan de windturbines kunnen voldoen. Dit wordt beschouwd als de fijnregeling. Door het schakelen van spoelen of condensatoren bij het landstation regelt TenneT de grove stappen voor de compensatie van blindvermogen. Mocht het onverhoeds voor aangesloten windturbines niet mogelijk zijn om te voldoen aan de door de TenneT opgestelde eisen met betrekking tot de blindvermogenscompensatie rond nullast, dan zal TenneT de blindvermogenshuishouding alsnog afstemmen op deze situatie. Hierbij geldt echter dat de vergunninghouder primair verantwoordelijk blijft voor de blindstroomcompensatie van zijn kabels en turbines.
- Voldoende velden om de aansluitverbindingen aan te sluiten op het platform, maar ook niet onnodig veel om de kans op ongebruikte velden te beperken. Gezien het verwachte aantal van ten minste zes aansluitverbindingen van 66 kilovolt zal de elektrische installatie van TenneT rekening dienen te houden met ten minste zes schakelvelden per windpark. Als een windpark desondanks meer (maximaal acht) aansluitverbindingen wenst aan te sluiten, zullen er op één of twee schakelvelden twee kabels worden aangesloten. De gecombineerde aangesloten aansluitverbindingen op een schakelveld dienen te kunnen worden gescheiden in het geval er een storing optreedt in een van deze kabels. Er dient een aparte schakeling aanwezig te zijn voor windturbines van een innovatiekavel, indien dat aanwezig is. TenneT legt in zijn aansluit- en transportovereenkomst nadere afspraken vast over onder meer de bediening van de velden en schakelingen. In het consultatieproces van TenneT bestond unanieme overeenstemming dat deze bediening, net als nu de praktijk is bij aansluitingen op land, door TenneT plaatsvindt. Dit ontwikkelkader legt die keuze hierbij vast.

Om het standaardisatieconcept optimaal uit te nutten, zal er ook gebruik gemaakt worden van een elektrisch beveiligingssysteem voor de aansluitverbindingen waarvan de algemene functionele specificatie is gestandaardiseerd door TenneT. De eigendom, bedrijfsvoering en onderhoud van deze beveiliging zal bij TenneT komen te liggen. Als eigenaar van deze standaardinstallatie zal TenneT de kosten dragen van het eigendom, de bedrijfsvoering en het onderhoud. Eventuele door de vergunninghouders gewenste afwijkingen en aanvullingen op de standaardinstallatie van de windparken zullen niet voor rekening van TenneT zijn.

⁴² De Europese code voor generatoren (Requirement for Generators) vereist dat hedendaagse windturbines blindstroomcompensatie rond nullast moeten kunnen leveren.

- The reactive power on the connection should be compensated using the capabilities of the wind turbine⁴². To this end, TenneT is to provide a reactive current set point with which the wind turbines can comply. This is considered to be fine-tuning. TenneT controls the broad steps for compensating the reactive power by switching coils or capacitors at the land-based station. If the connected wind turbines should unexpectedly be unable to comply with the requirements in relation to reactive power compensation near zero load as drawn up by TenneT, TenneT will adjust the reactive power management to this situation. However, the permit holder still bears primary responsibility for the reactive current compensation with regard to their cables and turbines.

- Sufficient fields for establishing the connections to the platform but not an unnecessarily high number so as to limit the risk of unused fields. Given the anticipated number of at least six 66 kilovolt connections, TenneT’s electrical installation will have to factor in at least six switching fields per wind farm. If a wind farm nonetheless wishes to establish more connections (maximum of 8), two cables will be connected to one or two switching fields. It must be possible to separate the combined connections established at a single switching field in case of a fault on one of these cables. There should be a separate switch for wind turbines on an innovation site, if there is one. TenneT is to set out further agreements on the operation of the fields and switches in its Connection and Transmission Agreement. During TenneT’s consultation process, there was unanimous agreement that TenneT should take this operation upon itself, as is currently the case on land. This Development Framework therefore adopts this choice.

In exploiting the standardisation concept to the maximum, an electrical safety system with a general functional specification that has been standardised by TenneT will have to be used for the connections. The ownership, operation and maintenance of this safety device will rest with TenneT. As owner of this standard installation, TenneT will bear the costs of ownership, operation and maintenance. TenneT will not pay for any deviations or additions to the standard installations for the wind farms required by the permit holders.

⁴² The European code for generators (Requirements for Generators) requires that contemporary wind turbines must provide reactive current compensation near zero load.

6.3.9 Meten van de elektriciteitsopbrengst en andere shared services

Voor het kunnen bepalen van de bijdrage van de windparken aan de doelstellingen voor hernieuwbare energie en voor de eventuele aanspraak van de vergunninghouders van de windparken op SDE+ subsidie is het van belang afspraken te maken over het meten van de elektriciteitsopbrengst van de windparken. Artikel 16, eerste lid, onderdeel i van de Elektriciteitswet 1998 legt de verantwoordelijkheid voor het meten neer bij de betreffende netbeheerder. Op grond van artikel 16a, eerste lid van dezelfde wet mag een ander dan de netbeheerder de meettaak uitvoeren. Dat is op dit moment nader geregeld in de Meetcode. Volgens de Netcode en de Meetcode is de installatie en het onderhoud van apparatuur voor het meten van de elektriciteitsopbrengst de verantwoordelijkheid van de aangeslotene. Voor de uitvoering huurt deze een onafhankelijk gecertificeerd meetbedrijf in. Aangezien de meetapparatuur zo dicht mogelijk is gesitueerd bij het aansluitpunt, in dit geval op het platform van TenneT⁴³, betekent dit dat er voor alle windparken van de routekaart windenergie op zee in theorie evenzoveel verschillende gecertificeerde meetbedrijven kunnen worden ingehuurd, die alle toegang tot de platforms moeten hebben en de daarvoor benodigde training moeten ondergaan. Dit is niet praktisch en efficiënt.

Daarom bepaalt dit ontwikkelkader, nadat dit tijdens het consultatieproces van TenneT al door vertegenwoordigers van de windsector was geaccordeerd, dat TenneT zorgt voor een gecentraliseerde installatie, inbedrijfstelling en onderhoud van de meetapparatuur in opdracht van de vergunninghouders van de windparken. Er van uitgaande dat iedere aangeslotene zijn eigen meetverantwoordelijkheid behoudt, organiseert TenneT per platform een gecentraliseerde aanwijzing van een erkend meetbedrijf ten behoeve van de meetdiensten (conform de Meetcode) door middel van een openbare aanbesteding. Deze gezamenlijke inkoop kan kostenreductie voor alle partijen opleveren en beperkt de noodzaak voor toegang voor meerdere meetbedrijven op een platform. De vergunninghouders van de windparken maken voor hun meetdiensten gebruik van dit meetbedrijf. Daartoe maken deze partijen met TenneT afspraken in de aansluit- en transportovereenkomsten.

⁴³ Het aansluitpunt tussen het windpark en TenneT is, net als bij aansluitingen op land en in overeenstemming met standaard IEC 60859, gedefinieerd als punt tussen het kabeluiteinde van de aansluitverbindingen van de windparken en de schakelapparatuur op het platform.

6.3.9 Metering the electrical yield and other shared services

It is important that agreements are made on metering electricity yields from the wind farms so the wind farms’ contribution to the sustainable energy objectives can be established, as well as in connection with the possible eligibility of wind farm permit holders’ for SDE+ subsidy. Under Section 16(1)(i) of the Electricity Act 1998, the responsibility for metering rests with the transmission system operator concerned. Based on Section 16a(1) of the same Act, the metering task may be carried out by someone other than the transmission system operator. This is currently arranged in more detail in the Metering Code. According to the Grid Code and the Metering Code, the installation and the maintenance of equipment for metering the electricity yield is the responsibility of the connected party. This party engages an independent, certified metering company to perform the task. Given that the metering equipment is situated as closely as possible to the connection point, in this case on TenneT’s platform⁴³, this means there could in theory be as many certified metering companies as all of the wind farms in the Offshore Wind Energy Roadmap, all of which would require access to the platforms and which would therefore have to undergo the requisite training. This is neither practical nor efficient.

This Development Framework consequently stipulates that, as this was already approved by all representatives from the wind sector during TenneT’s consultation process, TenneT will provide centralised installation, commissioning and maintenance of the metering equipment on behalf of the wind farm permit holders. Assuming each connected party retains responsibility for their own metering, TenneT will organise the central appointment of a certified metering company for the metering services (in accordance with the Metering Code) via a public tendering process. This joint procurement can result in cost savings for all parties and limits the need for multiple metering companies to have access to a platform. The wind farm permit holders will use this metering company for their metering services. To this end, these parties will enter into agreements with TenneT in its Connection and Transmission Agreements.

⁴³ As is the case for the land-based connections and in accordance with IEC 60859, the connection point between the wind farm and TenneT is defined as a point between the end of the connection cables from the wind farms and the switching gear on the platform.

De metingen van alle aansluitverbindingen van één windpark worden bij elkaar worden opgeteld, ze worden immers -overeenkomstig artikel 1, vijfde lid, van de Elektriciteitswet 1998 verondersteld te beschikken over één aansluiting. Dit geeft tevens maximale flexibiliteit bij bijvoorbeeld blindstroomcompensatie door de wind-turbines. Naast de windparkexploitanten en TenneT willen ook andere partijen zoals de kustwacht, diverse havenbedrijven, en het KNMI gebruik van maken van de mogelijkheid om de TenneT platforms te benutten voor bijvoorbeeld het doen van metingen. TenneT stelt hiertoe ruimte op zijn platforms beschikbaar voor de benodigde apparatuur, voor zover dit redelijkerwijs mogelijk is binnen het bestaande ontwerp. De bedoeling is dat Rijkswaterstaat deze shared services gaat aanschaffen, beheren en onderhouden. Dit draagt bij aan het realiseren van de laagste maatschappelijke kosten. Rijkswaterstaat stelt hiertoe een bedrijfsplan op. Kosten zullen bij betreffende partijen in rekening worden gebracht, waarschijnlijk via Rijkswaterstaat.

6.4 Tijdspad

6.4.1 Tijdstip van ingebruikname van de windparken

De eerste tender voor *Borssele* kavels I en II sloot op 12 mei 2016 en werd gewonnen door Dong Energy (tegenwoordig: Ørsted)⁴⁴. De tweede tender voor het gebied *Borssele* betrof de kavels III en IV, sloot op 29 september 2016, en werd gewonnen door Blauwwind, een consortium bestaande uit Shell, Van Oord, Eneco en Diamond Generating Europe Limited⁴⁵. Voor innovatiekavel V in Borssele werd via een separate tenderprocedure subsidie verleend aan Two Towers B.V., een vennootschap van Van Oord Renewable Finance, Investri Offshore en Green Giraffe Holding . De tender voor het gebied *Hollandse Kust (zuid)* kavels I en II sloot op 21 december 2017 en werd gewonnen door Chinook C.V. (Nuon Energy)⁴⁷. De tender voor kavels III en IV van *Hollandse Kust (zuid)* is voorzien voor eind 2018. In 2019 zal de tender voor *Hollandse Kust (noord)* plaatsvinden.

Om de afspraken in het Energieakkoord voor de uitrol van windenergie op zee zo voortvarend mogelijk na te komen is het zaak dat de windparken zo snel mogelijk na de vergunning-verlening worden gebouwd en in gebruik genomen. De diverse tenderregelingen bepalen dat een windpark uiterlijk 5 jaar⁴⁸ na het afgeven van de (subsidie)beschikking volledig in gebruik is. Sommige marktpartijen geven aan dat in de praktijk een kortere termijn van circa 3 jaar mogelijk is, mits ten tijde van de tender een onherroepelijk kavelbesluit al beschikbaar is.

The metered readings of all connections in a single wind farm are totalled; after all, in accordance with Section 1(5) of the Electricity Act 1998, they are assumed to have a single connection. This also provides maximum flexibility in the reactive current compensation by the wind turbines, for instance. In addition to the wind farm operators and TenneT, other parties such as the Coast Guard, various port companies and the Royal Dutch Meteorological Institute KNMI, would like to exploit the possibilities offered by TenneT platforms; to take measurements, for example. To this end, TenneT will make space available on its platforms for the necessary equipment, in so far as this is reasonably possible within the existing design. The intention is that Rijkswaterstaat (the Directorate-General for Public Works and Water Management) will procure, manage and maintain these shared services. This will contribute to achieving the lowest possible social costs. Rijkswaterstaat will draw up a business plan for this. Costs will be charged to the parties concerned, probably through Rijkswaterstaat.

6.4 Time frame

6.4.1 Time at which the wind farms are commissioned

The first tender for *Borssele* Sites I and II closed on 12 May 2016 and was won by Dong Energy (now Ørsted)⁴⁴. The second tender for *Borssele* Sites III and IV closed on 29 September 2016 and was won by Blauwwind, a consortium consisting of Shell, Van Oord, Eneco and Diamond Generating Europe Limited⁴⁵. Subsidy was granted to Two Towers BV, a partnership of Van Oord Renewable Finance, Investri Offshore and Green Giraffe Holding, for Borssele Innovation Site V via a separate tendering procedure . The tendering procedure for *Hollandse Kust (zuid)* Sites I and II closed on 21 December 2017 and was won by Chinook CV (Nuon Energy) . The tendering procedure for *Hollandse Kust (zuid)* Sites III and IV is scheduled for the end of 2018. The tendering procedure for *Hollandse Kust (noord)* will take place in 2019.

To meet the agreements in the Energy Agreement relating to the roll-out of offshore wind energy as speedily as possible, it is essential that the wind farms are built and commissioned as quickly as possible after the permit has been awarded. The various tendering regulations stipulate that a wind farm must be fully in use no later than five years after the (SDE+) grant has been awarded. Some market parties have indicated that a shorter period of approximately three years is possible in practice, provided that an irrevocable Wind Farm Site Decision is available at the time of the call for subsidy tender.

43 Het aansluitpunt tussen het windpark en TenneT is, net als bij aansluitingen op land en in overeenstemming met standaard IEC 60859, gedefinieerd als punt tussen het kabeluiteinde van de aansluitverbindingen van de windparken en de schakelapparatuur op het platform.

43 As is the case for the land-based connections and in accordance with IEC 60859, the connection point between the wind farm and TenneT is defined as a point between the end of the connection cables from the wind farms and the switching gear on the platform.

6.4.2 Opleveringsdatum van het net op zee

Om de windenergie op zee ten volle te kunnen benutten is het van belang dat het net op zee tijdig klaar is en de windturbines daarop kunnen worden aangesloten. Tegelijk vraagt de aanleg ook om de nodige zorgvuldigheid en een realistische planning. Op basis van het tijdsschema voor de tenders, de verwachte bouwtijden van de windparken, de ervaringen met de aanleg van platforms door TenneT in Duitsland en de ervaringen met de doorlooptijden van de vergunningprocedures geeft tabel 2 de opleveringsdatum van de delen van het net op zee voor verbinding van de windparken in de windenergiegebieden *Borssele* en *Hollandse Kust (zuid)*.

Tabel 2 Opleveringsdatum van het net op zee

Kavel	Oplevering delen net op zee
Borssele I en II	31 augustus 2019
Borssele kavels III, IV en het innovatiekavel (V)	31 augustus 2020
Hollandse Kust (zuid) (kavels I en II)	30 juni 2021
Hollandse Kust (zuid) (kavels III en IV)	31 maart 2022

44 Kamerstuk 33561, nr. 31.
45 Kamerstuk 33561, nr. 38.
46 <https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2018/04/06/innovatieve-windmolens-langere-levensduur-kostendaling-en-...-oesterbanken>
47 Kamerstuk 33561, nr. 41.
48 Het uitgangspunt is dat de windparken binnen vier jaar na het verkrijgen van een subsidiebeschikking operationeel zijn. Daarom is in artikel 14 van de Wet windenergie op zee opgenomen dat een vergunning slechts wordt verleend indien op grond van de aanvraag voldoende aannemelijk is dat de bouw en exploitatie van het windpark gestart kan worden binnen vier jaar na de datum waarop de vergunning onherroepelijk is geworden. Dit gaat om een beoordeling vooraf van de haalbaarheid van die termijn. Om in de daadwerkelijk realisatie enige ruimte te bieden voor onvoorziene omstandigheden is ervoor gekozen in de aan de beschikking verbonden voorschriften een termijn van een jaar langer te hanteren. In het geval van subsidie start na 5 jaar de subsidie-termijn van 15 jaar.

6.4.2 Delivery date for the offshore grid

To use the offshore wind energy as fully as possible, it is important the grid is ready on time and that the wind turbines can be connected to it. At the same time, the construction demands the requisite care and a realistic plan. Based on the timetable for the tenders, the anticipated construction times for the wind farms, TenneT’s experiences with building platforms in Germany and experiences with the time required for permit procedures, Table 2 shows the delivery dates for parts of the offshore grid for the purpose of connection to the wind farms in the *Borssele* and *Hollandse Kust (zuid)* Wind Farm Zones.

Table 2 Delivery date of the offshore grid

Site	Delivery of parts of the offshore grid
Borssele I and II	31 August 2019
Borssele Sites III and IV and the Innovation Site (V)	31 August 2020
Hollandse Kust (zuid) (Sites I and II)	30 June 2021
Hollandse Kust (zuid) (Sites III and IV)	31 March 2022

44 Parliamentary Paper 33561, No 31.
45 Parliamentary Paper 33561, No 38.
46 <https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2018/04/06/innovatieve-windmolens-langere-levensduur-kostendaling-en-...-oesterbanken>
47 Parliamentary Paper 33561, No 41.
48 The basic principle is that the wind farms should be operational within four years after the (SDE+) subsidy has been obtained. Section 14 of the Offshore Wind Energy Act consequently stipulates that a permit can only be granted if, based on the application, a sufficiently plausible case has been made that the construction and operation of the wind farm can commence within four years of the date on which the permit becomes irrevocable. This entails advance evaluation of the feasibility of that time frame. To provide some freedom in the actual realisation to compensate for unexpected occurrences, it has been decided to adopt a period that is one year longer in the conditions relating to the decision. In the case of a subsidy, the subsidy term of 15 years starts after five years.

De opleveringsdatum is de dag waarop het relevante deel⁴⁹ van het net op zee bedrijfswaardig is voor het elektrisch in bedrijf nemen van de aansluiting van de betreffende windparken. Dit betekent dat de elektrische installatie op het platform van TenneT is gebouwd in overeenstemming met de vereiste functionaliteiten, zoals uiteengezet in dit ontwikkelkader, en gereed is voor elektrische koppeling van de windparken, waarna de test- en ingebruiknameperiode van de windparken op de genoemde kavels aanvangt. Tevens dient het tweezijdige gegevensverkeer (datatransmissie) ten behoeve van SCADA- en meetsystemen te kunnen plaatsvinden tussen de ruimten die TenneT beschikbaar stelt aan de windparkeigenaar op de onderstations op land en op het platform en dienen deze ruimten geschikt te zijn voor het beoogde doel.

De verklaring van oplevering van het relevante deel van het net op zee wordt uitsluitend gebaseerd op basis van het gereed zijn van het betreffende onderdeel van het net op zee, met inbegrip van de 66 kilovolt installatie. Op deze manier is er een duidelijk moment van oplevering, en wordt voorkomen dat gewacht moet worden op het eerste moment waarop daadwerkelijk de gegarandeerde 350 MW kan worden getransporteerd. Doordat de windparken veelal gefaseerd in bedrijf worden genomen, zou dit immers maanden kunnen duren. De verklaring van oplevering kan worden afgegeven door een onafhankelijke deskundige.

Indien TenneT het betreffende deel van het net op zee later oplevert dan de genoemde datum kan een recht op schadevergoeding ontstaan voor vergunninghouders van de windparken op grond van de schadevergoedingsregeling, overeenkomstig artikel 16f van de Elektriciteitswet 1998. Op het moment van oplevering vervalt het recht op schade als gevolg van te late oplevering. Na dit moment is er alleen nog recht op vergoeding van schade als gevolg van niet- beschikbaarheid van het net op zee, overeenkomstig bovengenoemd artikel 16f. Het is belangrijk om dit moment eenduidig te markeren en zodoende de discussie over de vraag welk soort schade geclaimd moet worden (schade als gevolg van vertraging of als gevolg van niet-beschikbaarheid) te voorkomen.

Om te voorkomen dat (delen van) het net op zee onverhoopt onbenut blijven, zal TenneT het sluiten van leverancierscontracten per onderdeel van het net op zee afhankelijk stellen van een geslaagde (subsidie)tender⁵⁰ en het afgeven van (subsidie)beschikkingen voor de kavels waarvoor het betreffende onderdeel van net op zee de verbinding met het landelijke hoogspanningsnet op land bewerkstelligt.

49 Met het relevante deel van het net op zee wordt bedoeld het samenstel van de onderdelen die nodig zijn voor het volwaardig kunnen functioneren van het betreffende windpark. Bijvoorbeeld voor kavels I en II van windenergiegebied Borssele betekent dit dat het platform “Borssele Alpha”, waarop de windparken in deze kavels worden aangesloten gereed is, maar dat het platform “Borssele Beta” nog niet gereed hoeft te zijn.

The delivery date is the day on which the relevant part⁴⁹ of the offshore grid is ready for the electrical commissioning of the connection from the wind farms concerned. This means the electrical installation on TenneT’s platform has been built in accordance with the required functionality as set out in this Development Framework, and that it is ready for the electrical connection of the wind farms, after which the testing and commissioning period for the wind farms at the aforementioned sites commences. In addition, it should be possible for duplex data traffic (data transmission) in the interest of SCADA and metering systems to take place between the areas that TenneT makes available to the wind farm owner on the land-based substations and on the platform, which areas should be suitable for the intended purpose.

The Completion Certificate for the relevant part of the offshore grid is based on the sole criterion that the relevant part of the offshore grid must be ready in time, including the 66 kilovolt installation. This provides a clear delivery time and prevents a wait for the initial moment at which the guaranteed 350 MW can actually be transported. After all, because the wind farms are usually commissioned in stages, this could take months. The Completion Certificate can be issued by an independent expert.

If TenneT completes the relevant part of the offshore grid later than the stated date, an entitlement to compensation could arise for the permit holders of the wind farms based on the compensation scheme in accordance with Section 16f of the Electricity Act 1998. The entitlement to compensation as a result of late completion ceases at the time of completion. After this time, there only remains entitlement to recompense for losses as a result of the non-availability of the offshore grid, in accordance with the aforementioned Section 16f. It is important that this moment is clearly marked to prevent any question about what type of losses can be claimed (losses as a result of delay or as a result of non-availability).

To prevent parts or all of the offshore grid remaining unintentionally unused, TenneT will make the conclusion of supplier’s contracts for each part of the offshore grid dependent on a successful subsidy tender⁵⁰ and the issue of (SDE+) grants for the benefit of sites for which the relevant part of the offshore grid facilitates connection to the land-based national high-voltage grid.

49 The relevant part of the offshore grid is understood to mean the assembly of components that are required for the wind farm concerned to function fully. For example, this means for Borssele Wind Farm Sites I and II that the Borssele Alpha platform to which these wind farms sites will be connected is ready, but that the Borssele Beta platform does not have to be ready yet.

Zoals hoofdstuk 1 beschrijft wordt dit ontwikkelkader nog eens geactualiseerd voordat de tender voor *Hollandse Kust (noord)* opent. Dan zal ook de opleveringsdatum voor het betreffende deel van het net op zee worden vastgelegd. Onderstaande tabel 3 geeft voor nu de indicatieve opleveringsdatum voor dat deel. Aan tabel 3 kunnen geen rechten worden ontleend.

Tabel 3 *Indicatieve opleveringsdatum van het net op zee, deel Hollandse Kust (noord)*

Kavel	Indicatieve oplevering ⁵¹ onderdelen net op zee
Hollandse Kust (noord) (kavel V)	Eerste kwartaal 2023

6.5 Levensduur en afschrijving van het net op zee

6.5.1 ACM bepaalt afschrijvingstermijn net op zee

ACM reguleert de inkomsten van TenneT en bepaalt ook de afschrijvingstermijn die TenneT mag hanteren om de kosten van het net op zee door te berekenen⁵². Bij het bepalen van deze afschrijvingstermijn is een aantal zaken van invloed:

1. De technische levensduur van het net op zee. De technische levensduur bepaalt de benodigde kwaliteit van het ontwerp en de gebruikte componenten en materialen. Het gaat zowel om de (onderdelen van de) platforms alsook om de kabels en de onderstations op land. De (verwachte) levensduur van de windparken is daarbij bepalend voor de minimale technische levensduur van het net op zee, aangezien het net wordt aangelegd ten behoeve van deze windparken.
2. De toekomstige behoeften, technologische en politieke ontwikkelingen die van invloed zijn op het (her)gebruik van het net op de langere termijn. Deze bepalen de benodigde maximale technische levensduur. Tegelijk zijn ze lastig te voorspellen.

50 Dit betekent in de praktijk dat de tender is gesloten, dat het besluit tot aanwijzen van een winnaar is genomen en de eerste bankgarantie is gesteld.

51 De exacte opleveringsdatums worden bekend gemaakt voor het openen van de tenders voor de betreffende kavels.

52 ACM beoordeelt daarnaast de efficiëntie van de investeringen van TenneT en bepaalt de doorvertaling van die investeringen in de kosten die TenneT mag doorberekenen in de gereguleerde tariefinkomsten. Die kosten bevatten naast een redelijk rendement op de investeringen ook de afschrijvingen en kosten voor onderhoud en beheer.

As set out in Chapter 1, this Development Framework will be updated once more before the tender for *Hollandse Kust (noord)* is opened. The delivery date for the relevant part of the offshore grid will also be stipulated at that moment. For the time being, Table 3 below shows the indicative delivery date for that part. No rights can be derived from Table 3.

Table 3 *Indicative delivery date for the offshore grid for Hollandse Kust (noord)*

Site	Indicative delivery ⁵¹ of parts of the offshore grid
Hollandse Kust (noord) (Site V)	First quarter 2023

6.5 Service life and depreciation of the offshore grid

6.5.1 ACM decides the depreciation period for the offshore grid

ACM regulates TenneT’s income and also decides the depreciation periods that TenneT is allowed to use to pass on the costs for the offshore grid⁵². A number of factors influence the decision on this depreciation period:

1. The technical service life of the offshore grid. The technical service lives determines the quality required for the design as well as the components and materials used. This concerns the parts of the platforms as well as the cables and the substations on land. This means the anticipated service life of the wind farms is determinative for the minimum technical service life of the offshore grid, as the electricity grid is being laid for these wind farms.
2. The future requirements, technological and political developments that influence the use or reuse of the electricity grid in the longer term. These determine the maximum required technical service life; at the same time, they are difficult to predict.

50 In practice, this means that the call for subsidy tender is closed, that the decision to announce a winner has been taken and that the first bank guarantee has been furnished.

51 The precise delivery dates will be announced before the opening of the tendering procedures for the relevant sites.

52 ACM also determines the efficiency of TenneT’s investments and determines the translation of those investments into the costs that TenneT is allowed to pass on in the regulated tariff income. In addition to a reasonable return on investment, those costs include the depreciations and costs for maintenance and management.

3. De bijzondere situatie bij het net op zee, in vergelijking met dat op land. Het net op zee is er specifiek voor de windenergiegebieden op zee. Anders dan op land zijn er geen andere producenten of (groot)verbruikers die een verlaten aansluiting op het net op zee kunnen benutten, in het geval windenergie op zee (na de uitrol conform het Energieakkoord) niet wordt voortgezet. Bij het vaststellen van de afschrijvingstermijn dient daarmee ook rekening te worden gehouden, om onvolledig afgeschreven activa te voorkomen en afnemers die betalen voor een dienst die inmiddels geen nut meer heeft.

Dit ontwikkelkader gaat voor het Nederlandse net op zee in op de vereiste technische levensduur en op de toekomstverwachtingen over het net op zee en geeft daarvoor de technische randvoorwaarden mee. Daarmee geeft het ontwikkelkader wel richting aan de economische randvoorwaarden van het net op zee en daarmee ook aan ACM voor het bepalen van de afschrijvingstermijn.

6.5.2 Minimale technische levensduur net op zee

Aangezien het net op zee ondersteunend is aan de windparken, zal de levensduur van de windparken in eerste instantie bepalend zijn voor de minimaal benodigde technische levensduur van het net op zee. Daarbij wordt voor de windparken uitgegaan van de economische levensduur⁵³, die voortkomt uit de business case van het windpark. Deze economische levensduur zal doorgaans zijn aan de lengte van de exploitatiefase van het windpark en is dus een maat voor de minimaal benodigde technische levensduur van het net.

De exacte operationele levensduur van de windparken op zee uit de routekaart windenergie op zee is vooraf niet bekend. Tot nu toe was de verwachte economische levensduur van een windpark op zee veelal 20 jaar. Deze komt voort uit de door de fabrikanten gecertificeerde levensduur van windturbines van 20 jaar, die de windparkontwikkelaars gebruiken in hun business case. Met een operationele levensduur van 20 jaar is ook rekening gehouden bij de bepaling van de maximum tenderbedragen⁵⁴. Daarbij is aangenomen dat de vergunninghouders van de windparken na het verstrijken van de SDE+ subsidie-termijn van 15 jaar hun windparken nog voor 5 jaar zullen laten produceren.

53 De economische levensduur is normaal gesproken korter dan de technische levensduur. Het is immers vaak rendabeler een installatie te vervangen voordat deze daadwerkelijk defect raakt. Kamerstuk 33 561, nr. 19.

54 Kamerstuk 33 561, nr. 19.

3. The particular situation for the offshore grid compared with that on land. The offshore grid is specifically for the offshore Wind Farm Zones. Unlike on land, there are no other producers or major users that can make use of an abandoned connection on the offshore grid if offshore wind energy is not continued (after the roll-out in accordance with the Energy Agreement). This should be factored in when establishing the depreciation period so as to prevent assets being incompletely depreciated and customers paying for a service that they no longer need.

This Development Framework deals with the required technical service life for the Dutch offshore grid and with the future expectations for the offshore grid; it also provides the technical preconditions for this. In doing so, the Development Framework does provide guidance on the economic preconditions for the offshore grid and provides guidance to ACM for establishing the depreciation period.

6.5.2 Minimum service life of the offshore grid

Given the offshore grid supports the wind farms, the service life of the wind farms will be the prime determiner for the minimum required technical service life of the offshore grid. This will be based on the economic service life of the wind farms⁵³, which derives from the business case for the wind farm. This economic service life will usually be based on the length of the exploitation phase for the wind farm and is therefore a measure for the minimum required technical service life of the electricity grid.

The precise operational service life of offshore wind farms in the Offshore Wind Energy Roadmap is not known in advance. Up until now, the anticipated economic service life of an offshore wind farm has usually been 20 years. This stems from the manufacturers’ 20-year certified service life for wind turbines, which the wind farm developers use in their business cases. An operational service life of 20 years is also factored into the determination of the maximum tender bid prices⁵⁴. This assumes the wind farm permit holders will have their wind farms continue to produce electricity for another 5 years after the expiry of the SDE+ subsidy period of 15 years.

53 The economic service life is normally shorter than the technical service life. After all, it is often more cost-effective to replace an installation before it actually breaks down.

54 Parliamentary Paper 33 561, No 19.

De tendens lijkt naar een langere economische levensduur dan 20 jaar voor windparken op zee. Zo bedraagt de gecertificeerde levensduur van de nieuwste generatie windturbines in sommige gevallen 25 jaar⁵⁵ en zijn er voorbeelden van windparken op zee die na 20 jaar nog steeds in gebruik zijn⁵⁶. De kavelbesluiten op grond van de Wet windenergie op zee worden genomen laten veiligheidshalve ruimte voor een ruimere exploitatietermijn van maximaal 27 jaar⁵⁷. Het is daarom plausibel uit te gaan van een economische levensduur van een windpark op zee van circa 25 jaar.

Bovenstaande betekent dat de technische levensduur van het net zich in eerste instantie moet richten op een gebruik van in minimaal 25 jaar, en mogelijk 27 jaar.

6.5.3 Extra levensduur voor stapsteen-functie en vervanging van windparken

Het is denkbaar dat een wezenlijk langere technische levensduur van het net op zee dan 25 tot 27 jaar wenselijk is. Daarmee kan de duurzame elektriciteit die in de toekomst op zee geproduceerd wordt gebruik maken van het bestaande net op zee, en hoeft er dus niet in een nieuw net op zee geïnvesteerd te worden. Deze gedachte komt voort uit de ambitie om de kosten van windenergie op zee voor de samenleving op de lange termijn te beperken en daarbij te profiteren van het centraliseren van de aansluiting van de windparken op zee door een netbeheerder met een langere termijn visie dan commerciële windparkontwikkelaars. Deze langere levensduur kan dan bereikt worden op basis van:

1. De standaard geplande levensduur volgens de internationale normen voor de HV- apparatuur, die veelal al langer is dan 25 tot 27 jaar. En, als deze normen onvoldoende zijn voor een langere levensduur:
2. Mogelijkheden voor verlenging van de levensduur, zoals extra onderhoudsactiviteiten en vervangingen, door in het onderhoud- en vervangingsschema van het net op zee de nodige flexibiliteit in te bouwen. Het gaat er dan vooral om de platformconstructie te kunnen blijven benutten, omdat deze lastig te vervangen is. De randvoorwaarde daarbij is dat de extra onderhouds- en renovatiekosten lager zijn dan de kosten van een geheel nieuw platform.

55 [https://www.siemens.com/press/en/presspicture/?press=/en/presspicture/2014/energy/wind-power/ewp201407059-01.htm&content\[\]=EW&content\[\]=WP](https://www.siemens.com/press/en/presspicture/?press=/en/presspicture/2014/energy/wind-power/ewp201407059-01.htm&content[]=EW&content[]=WP)

56 Het eerste Deense offshore windpark Vindeby is in 1991 in gebruik genomen en draait nog steeds.

57 In de huidige kavelbesluiten wordt uitgegaan van een termijn van maximaal 5 jaar voor de realisatie van het windpark vanaf het moment van onherroepelijk worden van de vergunning. De exploitatietermijn kan starten vanaf jaar 3 en kan duren tot en met jaar 29. De verwijderingstermijn kan starten vanaf jaar 25 en kan duren tot en met jaar 30.

There appears to be a tendency towards an economic service life longer than 20 years for offshore wind farms. For instance, the certified service life of the latest generation of wind turbines is 25 years in some cases and there are examples of offshore wind farms that are still in use after 20 years⁵⁶. To be on the safe side, the Wind Farm Site Decisions that were taken on the basis of the Offshore Wind Energy Act allow for a longer exploitation period of a maximum of 27 years⁵⁷. It is therefore plausible to assume an economic service life of approximately 25 years for an offshore wind farm.

The aforementioned means that the technical service life of the electricity grid must in the first instance aim for a minimum of 25 years’ use and possibly 27 years’.

6.5.3 Additional service life for stepping-stone function and replacement of wind farms

It is conceivable that a technical service life significantly longer than 25 to 27 years is desirable for the offshore grid. In this way, the sustainable electricity produced offshore in future can use the existing offshore grid and there will therefore be no need to invest in a new offshore grid. This idea stems from the ambition to limit the costs to the public purse for offshore wind energy in the long term and simultaneously profit from the centralisation of the connection of the offshore wind farms by a transmission system operator with a longer-term vision than commercial wind farm developers. The longer service life can be achieved on the basis of:

1. The standard planned service life in accordance with the international standards for the HV equipment, which is already usually longer than 25 to 27 years. If these standards do not suffice for a longer service life:
2. Options for extending the service life, such as additional maintenance activities and replacements by building the necessary flexibility into the maintenance and replacement schedule. This mainly concerns being able to continue using the platform structure, because it is difficult to replace. The precondition for this is that the additional maintenance and renovation costs are lower than the costs for a totally new platform.

55 [https://www.siemens.com/press/en/presspicture/?press=/en/presspicture/2014/energy/wind-power/ewp201407059-01.htm&content\[\]=EW&content\[\]=WP](https://www.siemens.com/press/en/presspicture/?press=/en/presspicture/2014/energy/wind-power/ewp201407059-01.htm&content[]=EW&content[]=WP)

56 The first Danish offshore wind farm, Vindeby, was taken into use in 1991 and is still operating.

57 The current Wind Farm Site Decisions are based on a period of five years at most for the construction of the wind farm from the time that the permit becomes irrevocable. The operating period can commence from year 3 and last through to year 29. The removal period can commence from year 25 and last through to year 30.

De wens om (delen van) het net op zee langer te blijven benutten dan de eerste ronde windparken kan concreet worden in het geval van:

1. Het verbinden van toekomstige, verder uit de kust gelegen windparken via de platforms en kabels van het net op zee door middel van een stapsteen-functie⁵⁸. Voor de eventuele stapsteen-functie van de platforms schrijft dit ontwikkelkader een modulaire aanpak voor (zie paragraaf 3.3), waardoor de initiële extra investeringen zeer beperkt zijn. Deze investeringen maken onderdeel uit van de reguliere afschrijving van het platform. Op het moment dat de stapsteen-functie daadwerkelijk wordt gebruikt en er extra apparatuur nabij het platform wordt aangebracht op een hulpplatform zal deze extra apparatuur afzonderlijk worden afgeschreven.

- De vereiste dat een stapsteen-functie eventueel later kan worden toegepast vraagt dat de technische levensduur van het net op zee dusdanig is dat deze functie kan worden gefaciliteerd. Concreet betekent dit dat de platformconstructie voldoende lang meegaat. De 220 kilovolt kabels kunnen eventueel relatief eenvoudig vervangen worden, hoewel de levensduur van dit soort kabels doorgaans al langer is dan 25 tot 27 jaar. Een eerste benadering voor de benodigde levensduur inclusief de stapsteen-functie is 30 tot 37 jaar. Dit is gebaseerd op de aanname dat ingebruikname van het windenergiegebied *IJmuiden Ver*, mocht inderdaad besloten worden tot uitgifte van kavels in dit gebied, ongeveer 5 tot 10 jaar na *Hollandse Kust (noord)* plaatsvindt en de stapsteen-functie dan inderdaad benodigd is.
2. Vervanging van windparken. Dit ontwikkelkader gaat er van uit dat de windparken na het verstrijken van hun economische levensduur worden gedemonteerd en opgeruimd, zoals ook is voorgeschreven in paragraaf 6A van het Waterbesluit. Gezien de verwachting dat ook in de verdere toekomst windenergie op zee nodig zal zijn, is het denkbaar dat de aangewezen windenergiegebieden op zee na de levenscyclus van de eerste windparken als windenergiegebied aangewezen zullen blijven en er in die gebieden nieuwe windparken ontwikkeld kunnen worden. Of dit daadwerkelijk zal plaatsvinden, hangt echter ook af van de ontwikkeling van de kostprijs van windenergie op zee in de komende 25 tot 30 jaar ten opzichte van alternatieve energiebronnen en van de noodzaak en politieke bereidheid om hierop (stimulerings)beleid te voeren. Beide ontwikkelingen zijn voor een dergelijke lange termijn lastig te voorspellen.

58 Zoals paragraaf 3.3. beschrijft is de stapsteen-functie alleen in windenergiegebied *Hollandse Kust Noord* mogelijk gewenst.

The desire to continue to use parts or all of the offshore grid longer than the first round of wind farms can become concrete if:

1. Future wind farms, located further out to sea, are connected via platforms and cables in the offshore grid using a stepping-stone function⁵⁸. This Development Framework prescribes a modular approach for the possible stepping-stone function of the platforms (see Section 3.3), as a result of which the initial additional investments will be very small. These investments are part of the normal depreciation of the platform. When the stepping-stone function is actually used and additional equipment is installed on an auxiliary platform close to the platform, this additional equipment will be depreciated separately.

The requirement that a stepping stone function can be used later if necessary requires the technical service life of the offshore grid to be such that this function can be facilitated. In concrete terms, this means the platform structure lasts sufficiently long. The 220 kilovolt cables can be replaced relatively easily if necessary, although the service life of these types of cables is already usually longer than 25 to 27 years. An initial approximation for the required service life, including the stepping-stone function, is 30 to 37 years. This is based on the assumption that the commissioning of the *IJmuiden-Ver* Wind Farm Zone, should the decision actually be taken to grant sites in this zone, will occur 5 to 10 years after *Hollandse Kust (noord)* and the stepping-stone function will then actually be required.

2. Replacement of wind farms. This Development Framework assumes that the wind farms will be dismantled and disposed of when their economic service life has expired, as stipulated in Section 6A of the Water Decree. Given the expectation that offshore wind energy will also be required further into the future, it is conceivable the designated offshore Wind Farm Zones will continue to be designated as Wind Farm Zones after the life cycle of the first wind farms and that new wind farms could be developed in those zones. Whether or not this will actually occur also depends on developments in the cost price for offshore wind energy in the coming 25 to 30 years in relation to alternative energy sources as well as on the need and political will to pursue incentive policy for this. Both developments are difficult to predict for such a long term.

58 As set out in Section 3.3, the stepping-stone function is only possible in the *Hollandse Kust (noord)* Wind Farm Zone.

Een bijkomende onzekerheid betreft de vraag of de grenzen van het elektrische ontwerp van het huidige net op zee, met een maximum transportcapaciteit van 700 MW per platform en een spanningsniveau van 66 kilovolt voor de aansluitverbindingen, toereikend zijn voor een tweede ronde windparken:

- Enerzijds zal waarschijnlijk de dichtheid van het windvermogen binnen de windenergiegebieden in een tweede ronde niet veel afwijken van die in de eerste ronde⁵⁹, wat bij gelijkblijvend oppervlak van het windenergiegebied wederom resulteert in een vermogen van circa 700 MW per platform.
- Anderzijds is het, gezien de snelle technische ontwikkeling van windenergie op zee, denkbaar dat het bij de dan heersende stand der techniek toch slimmer is om het net op zee geheel te vernieuwen.

In het licht van bovenstaande vereist dit ontwikkelkader van TenneT om het net op zee zodanig te ontwerpen en de nodige investeringen te doen voor een levensduur van ten minste de eerste ronde van circa 25 tot 27 jaar, en (onderdelen van) het net op zee te bouwen voor een langere technische levensduur, tenzij dit onmogelijk is tegen aanvaardbare⁶⁰ of geen extra kosten. Dit om te kunnen voorzien in een eventuele stapsteen-functie naar *IJmuiden Ver*, wat vraagt om een verlenging van de levensduur tot circa 37 jaar.

Een levensduur van 50 jaar of langer overstijgt de gecertificeerde technische levensduur van de verschillende componenten, die veelal tussen 30 en 40 jaar ligt. Om die reden is het niet mogelijk om op dit moment tegen aanvaardbare investeringskosten een levensduur van het net op zee te vereisen die veel verder gaat dan 40 jaar.

59 De dichtheid van windvermogen van de kavels in de routekaart windenergie op zee bedraagt circa 6 MW/km².

60 ACM beoordeelt of de extra investeringen efficiënt zijn en bepaalt en welke mate de kosten hiervan door TenneT mogen worden doorberekend.

An additional uncertainty is the question of whether the limits to the electrical design of the current offshore grid, with a maximum transport capacity of 700 MW per platform and a voltage level of 66 kilovolts for the connections, are sufficient for a second round of wind farms.

- On the one hand, the density of wind power within the Wind Farm Zones in a second round will probably not differ much from that in the first round⁵⁹, which will once again result in a capacity of approximately 700 MW per platform if the surface area of the Wind Farm Zone stays the same.
- On the other hand, given the rapid technological developments in offshore wind energy, it is conceivable that it will be wiser to replace the entire offshore grid with the prevailing state of technology at the time.

In light of the above, this Development Framework requires that TenneT designs the offshore grid and makes the necessary investments for a service life of at least the first round of approximately 25 to 27 years, and that it constructs parts or all of the offshore grid for a longer technical service life, unless this is impossible at acceptable⁶⁰ or no extra costs. This is intended to provide for any stepping-stone function to *IJmuiden-Ver* Wind Farm Zone, which requires an extension of the service life to approximately 37 years.

A service life of 50 years or longer exceeds the certified technical service life of the various components, which usually lies between 30 and 40 years. This is why it is currently not possible to require a service life for the offshore grid that is much longer than 40 years at acceptable investment costs.

59 The density of wind power for the sites in the Offshore Wind Energy Roadmap is approximately 6 MW/km².

60 ACM evaluates whether the additional investments are efficient and determines the extent to which those costs can be passed on by TenneT.

7 Wet Windenergie op Zee

Offshore Wind Energy Act



7.1 Begripsbepalingen en werkingssfeer

Artikel 1

In deze wet en de daarop berustende bepalingen wordt verstaan onder:

- *kavel*: locatie voor een windpark;
- *kavelbesluit*: besluit waarin een kavel en een tracé voor een aansluitverbinding zijn aangewezen;
- *net*: een net als bedoeld in artikel 1, eerste lid, onderdeel i, van de Elektriciteitswet 1998;
- *Onze Minister*: Onze Minister van Economische Zaken
- *vergunning*: vergunning als bedoeld in artikel 12;
- *windpark*: een samenstel van voorzieningen waarmee elektriciteit met behulp van wind wordt geproduceerd, waarbij onder een samenstel van voorzieningen wordt verstaan alle aanwezige middelen die onderling met elkaar zijn verbonden voor de productie van elektriciteit met behulp van wind.

Artikel 2

Deze wet is mede van toepassing in de Nederlandse exclusieve economische zone.

7.2 Kavelbesluit

Artikel 3

1. Onze Minister kan, in overeenstemming met Onze Minister van Infrastructuur en Milieu, een kavelbesluit nemen.
2. Een kavel kan slechts worden aangewezen binnen gebieden die in het nationaal waterplan, bedoeld in artikel 4.1 van de Waterwet, zijn aangewezen als voor windenergie geschikte gebieden. Het tracé voor de aansluitverbinding tussen het windpark en het aansluitpunt op een net wordt niet verder aangewezen dan tot de laagwaterlijn, bedoeld in de artikelen 1, tweede lid, en 2, eerste lid, van de Wet grenzen Nederlandse territoriale zee.
3. Onze Minister betreft bij de afweging tot het nemen van een kavelbesluit:
 - a. de vervulling van maatschappelijke functies van de zee, waaronder het belang van een doelmatig ruimtegebruik van de zee;
 - b. de gevolgen van een aanwijzing voor derden;
 - c. het milieu belang, waaronder het ecologisch belang met inachtneming van het bepaalde bij of krachtens de artikelen 5 en 7;
 - d. de kosten om een windpark in het gebied te realiseren;
 - e. het belang van een doelmatige aansluiting van een windpark op een net.

7.1 Definitions and scope

Section 1

For the purposes of this Act and the provisions based upon it the following terms are defined as follows:

- *Site*: Location for a wind farm
- *Wind Farm Site Decision*: Decision designating a site and a route for a connection
- *Grid*: A grid as referred to in Section 1.1.i of the Electricity Act 1998
- *Our Minister*: Our Minister of Economic Affairs
- *Permit*: A permit as referred to in Section 12
- *Wind farm*: A set of facilities for producing electricity from wind power, where ‘set of facilities’ means all the resources present (eg balance of plant) that are interconnected for the production of electricity from wind.

Section 2

This Act shall also apply in the Exclusive Economic Zone of the Netherlands.

7.2 Wind Farm Site Decision

Section 3

1. Our Minister, in agreement with Our Minister of Infrastructure and the Environment, may issue a Wind Farm Site Decision.
2. A site may only be designated within areas designated as areas suitable for wind energy in the National Water Plan referred to in Section 4.1 of the Water Act. The route for the connection between the wind farm and the connection point to a grid shall not be designated beyond the low water line referred to in Sections 1.2 and 2.1 of the Netherlands Territorial Sea (Demarcation) Act.
3. When deciding to issue a Wind Farm Site Decision, Our Minister shall take into consideration:
 - a. any pollution of marine social functions, including the importance of efficient use of marine space;
 - b. any consequences of a designation on third parties;
 - c. the environmental interests, including ecological interests, with due observance of the provisions of or pursuant to Sections 5 and 7;
 - d. the cost of building a wind farm in the area;
 - e. the importance of an efficient connection of a wind farm to a grid.

4. Op de voorbereiding van een kavelbesluit is afdeling 3.4 van de Algemene wet bestuursrecht van toepassing, met dien verstande dat zienswijzen naar voren kunnen worden gebracht door een ieder.

Artikel 4

1. Onze Minister verbindt aan een kavelbesluit regels en voorschriften die in ieder geval betrekking hebben op:
 - a. de rechten en andere belangen van derden met betrekking tot de kavel;
 - b. de voorwaarden waaronder het milieu wordt beschermd;
 - c. de voorwaarden en beperkingen waaronder is verzekerd dat de natuurlijke kenmerken van Natura 2000-gebieden niet zullen worden aangetast en, in voorkomend geval, het voorschrift inhoudende de verplichting compenserende maatregelen te treffen als bedoeld in artikel 2.8, zevende lid, van de Wet natuurbescherming;
- d. de voorwaarden en beperkingen waaronder Onze Minister een vrijstelling als bedoeld in artikel 7 verleent;
- e. het belang van een doelmatig ruimtegebruik van een windpark;
- f. de termijn waarvoor de vergunning wordt verleend;
- g. financiële voorwaarden als bedoeld in de artikelen 10 en 28.
2. Onze Minister neemt in een kavelbesluit de volgende onderdelen op:
 - a. een beschrijving van de te treffen voorzieningen, gericht op het ongedaan maken, beperken of compenseren van de gevolgen van de bouw en exploitatie van een windpark;
 - b. een beschrijving van de tijdelijke maatregelen en de tijdelijk te treffen voorzieningen die nodig zijn voor de verwezenlijking van het windpark;
 - c. de aanduiding op een of meer topografische of geografische kaarten van de geografische omvang van het kavel en de ligging van het tracé van de aansluitverbinding;
 - d. de uitkomsten van het onderzoek naar meteorologische omstandigheden, bodemgesteldheid, stromingen en golfhoogtes, milieukundig bodemonderzoek, archeologisch onderzoek en overig milieukundig onderzoek;
 - e. de termijn waarbinnen Onze Minister de gevolgen van de ingebruikneming van een kavel onderzoekt en een opgave van de daarbij te onderzoeken milieuaspecten.
3. Bij kavelbesluit kan worden afgeweken van de op grond van artikel 6.6 van de Waterwet gestelde regels met betrekking tot het gebruik van het waterstaatswerk Noordzee door het plaatsen van installaties of kabels.

4. The preparation of a Wind Farm Site Decision shall be subject to Chapter 3.4 of the General Administrative Law Act, subject to the proviso that anyone may lodge objections.

Section 4

1. Our Minister shall attach to a Wind Farm Site Decision rules and regulations relating at least to:
 - a. the rights and other interests of third parties in relation to the site;
 - b. the conditions for protecting the environment;
 - c. the conditions and restrictions ensuring that the natural assets of Natura 2000 sites will not be affected and, if necessary, the Regulation requiring compensatory measures to be taken as referred to in Section 2.8.7 of the Nature Conservation Act;
 - d. the conditions and restrictions under which Our Minister shall grant an exemption as referred to in Section 7;
 - e. the importance of efficient use of space by a wind farm;
 - f. the period for which the permit is granted;
 - g. financial conditions as referred to in Sections 10 and 28.
2. Our Minister shall include the following in a Wind Farm Site Decision:
 - a. A description of the measures to be taken to reverse, limit or compensate the consequences of the construction and operation of a wind farm;
 - b. A description of the temporary measures and temporary facilities required to realise the wind farm;
 - c. An indication on one or more topographical or geographical maps of the geographical extent of the site and the location of the route of the connection;
 - d. The results of the research into meteorological conditions, soil conditions, currents and wave heights, environmental soil analysis, archaeological research and other environmental research;
 - e. The time limit within which Our Minister shall investigate the consequences of commissioning a site and particulars of the environmental aspects to be examined in this connection.
3. A Wind Farm Site Decision may derogate from the rules laid down under Section 6.6 of the Water Act concerning the use of the North Sea water management structure for the installation of systems or cables.

4. Het is verboden te handelen in strijd met het kavelbesluit en de daaraan verbonden regels en voorschriften.	4. It is unlawful to act in contravention of the Wind Farm Site Decision and the rules and regulations attached thereto.
Artikel 5 Artikel 2.7, tweede lid, van de Wet Natuurbescheming is niet van toepassing op projecten of andere handelingen waarop het kavelbesluit betrekking heeft. Indien die projecten of andere handelingen de kwaliteit van de natuurlijke habitats en de habitats van soorten in een Natura 2000-gebied als bedoeld in die wet kunnen verslechteren of een significant verstorend effect kunnen hebben op de soorten waarvoor het gebied is aangewezen, gelet op de instandhoudingsdoelstellingen voor dat gebied, is 2.8 van die wet en het krachtens artikel 2.9, zevende lid, van die wet bepaalde, van overeenkomstige toepassing op het vaststellen van een kavelbesluit.	Section 5 Section 2.7.2 of the Nature Conservation Act shall not apply to projects or other acts to which the Wind Farm Site Decision relates. If such projects or other acts could adversely affect the quality of the natural habitats and the habitats of species in a Natura 2000 site as referred to in that Act, or could cause significant disturbance to the species for which the site is designated, having regard to the maintenance targets for that site, 2.8 of that Act and the provisions pursuant to Section 2.9.7 of that Act shall apply mutatis mutandis to the issue of a Wind Farm Site Decision.
Artikel 6 Is vervallen vanaf 1 januari 2017.	Section 6 Lapsed as from 1 January 2017.
Artikel 7 1. Onze Minister kan in het kavelbesluit vrijstelling verlenen van de verboden, bedoeld in de artikelen 3.1, eerste, tweede, derde en vierde lid, 3.2, eerste en zesde lid, 3.5, eerste, tweede, derde, vierde en vijfde lid, 3.6, eerste en tweede lid, en 3.10, eerste lid, van de Wet Natuurbescherming. 2. Een vrijstelling van de verboden, bedoeld in de artikelen 3.1, eerste, tweede, derde of vierde lid, of 3.2, eerste of zesde lid, van de Wet natuurbescherming wordt slechts verleend indien is voldaan aan de voorwaarden, bedoeld in artikel 3.3, vierde lid, van die wet en aan het kavelbesluit de voorschriften, bedoeld in artikel 3.3, vijfde lid, van die wet, worden verbonden. 3. Een vrijstelling van de verboden, bedoeld in de artikelen 3.5, eerste, tweede, derde, vierde of vijfde lid, of 3.6, eerste of tweede lid, van de Wet Natuurbescherming wordt slechts verleend indien is voldaan aan de voorwaarden, bedoeld in artikel 3.8, vijfde lid, van die wet. 4. Een vrijstelling van de verboden, bedoeld in de artikelen 3.10, eerste lid, van de Wet natuurbescherming wordt slechts verleend indien is voldaan aan de voorwaarden, bedoeld in artikel 3.10, tweede lid, in samenhang met artikel 3.8, vijfde lid, van die wet. 5. Aan een vrijstelling als bedoeld in het eerste lid kunnen in het kavelbesluit voorschriften worden verbonden, onverminderd het tweede lid. Een vrijstelling kan onder beperkingen worden verleend.	Section 7 1. In the Wind Farm Site Decision, Our Minister may grant exemption from the Section 3.1.1, 3.1.3 and 3.1.4, Section 3.2.1 and 3.2.6 Section 3.5.1-5 , Section 3.6.1 and Section 3.6.2 and Section 3.10.1 of the Nature Conservation Act. 2. An exemption as referred to Section 3.1.1, 3.1.2 , 3.1.3 and 3.1.4, or Section 3.2.1 or 3.2.6 of the Nature Conservation Act shall only be granted if the conditions referred to in Section 3.3.4 of that Act and the provisions of the Wind Farm Site Decision as referred to in Section 3.3.5 of that Act are met. 3. An exemption from the provisions as referred to in Section 3.5.1, 3.5.2, 3.5.3, 3.5.4 or 3.5.5 , or Section 3.6.1 or 3.6.2. of the Nature Conservation Act shall only be granted if the conditions referred to in Section 3.8.5 of that Act are met. 4. An exemption from the provisions as referred to in Section 3.10.1 of the Nature and Conservation Act shall only be granted if the conditions referred to in Section 3.10.2 in conjunction with Section 3.8.5 of that Act are met. 5. In the Wind Farm Site Decision, regulations may be attached to an exemption as referred to in part 1 above without prejudice to the provisions of part 2. An exemption may be granted subject to restrictions.
Artikel 8 Hoofdstuk 1, afdeling 2, van de Crisis- en herstelwet is van overeenkomstige toepassing op een kavelbesluit.	Section 8 Part 1, Chapter 2, of the Crisis and Recovery Act shall apply mutatis mutandis to a Wind Farm Site Decision.
Artikel 9 1. Om te voorkomen dat een locatie, waarvoor een kavelbesluit wordt voorbereid, minder geschikt wordt voor de verwezenlijking van windparken kan Onze Minister, in overeenstemming met Onze Minister van Infrastructuur en Milieu, voor die locatie een voorbereidingsbesluit nemen. 2. Bij het voorbereidingsbesluit kan worden bepaald dat het in daarbij aangewezen gevallen verboden is: a. werken of werkzaamheden uit te voeren of b. het gebruik van werken te wijzigen. 3. Het voorbereidingsbesluit vervalt indien niet binnen een jaar na de inwerkingtreding daarvan een ontwerp voor een kavelbesluit ter inzage is gelegd. 4. Het is verboden te handelen in strijd met een voorbereidingsbesluit.	Section 9 1. To prevent a location for which a Wind Farm Site Decision is in preparation becoming less suitable for the realisation of wind farms, Our Minister, in agreement with Our Minister of Infrastructure and the Environment, may issue a preparatory decision for that location. 2. The preparatory decision may lay down that it is unlawful in designated cases: a. to carry out works or activities or b. to change the use of works. 3. The preparatory decision shall lose its validity if a draft Wind Farm Site Decision has not been deposited for inspection within one year of its entry into force. 4. It is unlawful to act in contravention of a preparatory decision.
Artikel 10 1. Kosten die samenhangen met het verrichten van werkzaamheden als bedoeld in de artikelen 3, 4, 5 en 7 kunnen ten laste komen van degene aan wie de vergunning wordt verleend. 2. Bij ministeriële regeling kunnen regels worden gesteld over de verhaalbare kostensoorten. 3. De bedragen ter vergoeding van de kosten worden vastgesteld in het kavelbesluit.	Section 10 1. Costs associated with carrying out work as referred to in Sections 3, 4, 5 and 7 may be charged to the person to whom the permit is granted. 2. Rules on recoverable cost categories may be laid down by Ministerial Order. 3. The amount of charges for costs shall be laid down in the Wind Farm Site Decision.
Artikel 11 1. Onze Minister, in overeenstemming met Onze Minister van Infrastructuur en Milieu, kan een kavelbesluit wijzigen of geheel of gedeeltelijk intrekken indien: a. gedurende drie achtereenvolgende jaren na het onherroepelijk worden van een kavelbesluit geen vergunning voor de kavel wordt verleend; b. indien zich omstandigheden of feiten voordoen waardoor de handeling of handelingen waarvoor het kavelbesluit is genomen niet langer toelaatbaar worden geacht met het oog op de in artikel 3 bedoelde doelstellingen en belangen; c. indien een voor Nederland verbindend verdrag of besluit van een volkenrechtelijke organisatie dan wel een wettelijk voorschrift ter uitvoering daarvan daartoe verplicht. 2. De artikelen 3, vierde lid, 4, eerste lid, 5 en 7 zijn van overeenkomstige toepassing op een wijziging van een kavelbesluit. 3. Tot intrekking van een kavelbesluit wordt niet overgegaan voor zover kan worden volstaan met wijziging of aanvulling van de aan het kavelbesluit verbonden regels en voorschriften.	Section 11 1. Our Minister, in agreement with Our Minister of Infrastructure and the Environment, may amend a Wind Farm Site Decision or rescind it in whole or in part: a. if no permit is granted for the site for three consecutive years from the date on which a Wind Farm Site Decision becomes irrevocable; b. if circumstances or facts arise that make the act or acts for which the Wind Farm Site Decision was issued no longer permissible in view of the objectives and interests referred to in Section 3; c. if a treaty or decision of an international organisation that is binding on the Netherlands, or a statutory regulation implementing it, so requires. 2. Sections 3.4, 4.1, 5 and 7 shall apply mutatis mutandis to any amendment to a Wind Farm Site Decision. 3. A Wind Farm Site Decision shall not be rescinded insofar as an amendment or addition to the Rules and Regulations attached to the Decision will suffice.

7.3 Vergunning

7.3.1 Algemene bepalingen

Artikel 12

Het is verboden zonder vergunning van Onze Minister een windpark te bouwen of te exploiteren in de Nederlandse territoriale zee of de Nederlandse exclusieve economische zone.

Artikel 13

Onze Minister verleent geen vergunning voor:

- een gebied dat is gelegen buiten een kavel en het tracé voor de aansluitverbinding dat is aangewezen op grond van artikel 3, eerste lid, of
- een kavel waarvoor reeds een vergunning is verleend.

Artikel 14

- Een vergunning kan slechts worden verleend indien op grond van de aanvraag voldoende aannemelijk is dat de bouw en exploitatie van het windpark:
 - uitvoerbaar is;
 - technisch haalbaar is;
 - financieel haalbaar is;
 - gestart kan worden binnen vier jaar na de datum waarop de vergunning onherroepelijk is geworden;
 - economisch haalbaar is binnen het in de vergunning bepaalde tijdvak;
 - voldoet aan het kavelbesluit.
- Bij ministeriële regeling kunnen regels worden gesteld met betrekking tot de beoordelingscriteria, bedoeld in het eerste lid.

Artikel 15

- In een vergunning wordt bepaald:
 - voor welk tijdvak de vergunning geldt;
 - voor welk kavel de vergunning geldt;
 - binnen welke tijdvakken nadat de vergunning onherroepelijk is geworden, de in de vergunning aangegeven activiteiten dienen te worden verricht.
- Het tijdvak, bedoeld in het eerste lid, onderdeel a, is passend bij de te verwachten levensduur van een windpark en het specifieke gebied waarop de vergunning betrekking heeft, maar ten hoogste 30 jaar.
- Onze Minister kan aan een vergunning voorwaarden en voorschriften verbinden.
- Onze Minister kan ontheffing verlenen van het eerste lid, onderdeel c. Aan de ontheffing kunnen voorschriften worden verbonden en de ontheffing kan onder beperkingen worden verleend.

* Er ligt een voorstel voor wijziging van de wet windenergie op zee bij het parlement. Zodra de wetswijziging van kracht is kan het tijdvak bij wijziging van het kavelbesluit worden verlengd met en periode van maximaal 10 jaar.

7.3 Permit

7.3.1 General provisions

Section 12

It is unlawful to build or operate a wind farm in Dutch territorial waters or the exclusive economic zone of the Netherlands without a permit from Our Minister.

Section 13

Our Minister shall not grant a permit for:

- an area outside a site and the route for the connection designated under Section 3.1; or
- a site for which a permit has already been granted.

Section 14

- A permit can only be granted if the application satisfactorily demonstrates that the building and operation of the wind farm:
 - is practicable;
 - is technically feasible;
 - is financially viable;
 - can be commenced within four years of the date on which the permit becomes irrevocable;
 - is economically viable within the period laid down in the permit;
 - complies with the Wind Farm Site Decision.
- Rules concerning the assessment criteria referred to in part 1 above may be laid down by Ministerial Order.

Section 15

- A permit shall specify:
 - the period for which the permit is valid;
 - the site for which the permit is valid;
 - within what periods, once the permit has become irrevocable, the activities stated in the permit should be carried out.
- The period referred to in 1.a shall be consistent with the expected lifespan of a wind farm and the specific area to which the permit relates, subject to a maximum of 30 years.
- Our Minister may attach conditions and regulations to a permit.
- Our Minister may grant an exemption from 1.c. Regulations may be attached to the exemption and the exemption may be granted with restrictions.

* Please note an amendment of the Offshore Wind Energy Act is waiting for approval by the Dutch government. If this amendment comes into force the period may be extended by a maximum of ten years by means of an amendment to the Wind Farm Site Decision.

- Het is verboden te handelen in strijd met de vergunning, de daaraan verbonden voorwaarden en voorschriften, alsmede de ontheffing, bedoeld in het vierde lid, en de daaraan verbonden voorschriften en beperkingen.

Artikel 16

- De houder van een vergunning kan de vergunning met schriftelijke toestemming van Onze Minister op een ander doen overgaan.
- Aan een toestemming kunnen voorschriften worden verbonden en een toestemming kan onder beperkingen worden verleend.
- Paragraaf 4.1.3.3 van de Algemene wet bestuursrecht is van toepassing op een aanvraag om een besluit houdende toestemming tot de overdracht van de vergunning, bedoeld in het eerste lid.

Artikel 17

- Onze Minister kan een vergunning wijzigen of intrekken, indien:
 - de bij de aanvraag verstrekte gegevens of bescheiden zodanig onjuist of onvolledig blijken, dat op de aanvraag een andere beslissing zou zijn genomen, als bij de beoordeling daarvan de juiste omstandigheden volledig bekend waren geweest,
 - de activiteiten waarvoor de vergunning geldt niet langer worden uitgevoerd,
 - de subsidie die op grond van artikel 3 van de Kaderwet EZ-subsidies is verleend, is ingetrokken of
 - dit wordt gerechtvaardigd door een wijziging in de technische of financiële mogelijkheden van de houder.
- Onze Minister kan een vergunning intrekken, indien
 - niet overeenkomstig het kavelbesluit is of wordt gehandeld,
 - niet overeenkomstig de vergunning is of wordt gehandeld of
 - de regels op grond van deze wet of de Waterwet voor de activiteiten waarvoor de vergunning geldt niet worden nageleefd.
- Onze Minister gaat niet over tot intrekking op grond van het tweede lid, dan nadat hij de houder schriftelijk heeft gewaarschuwd en de situatie die aanleiding geeft tot intrekking zich blijft voordoen of opnieuw voordoet.
- Onze Minister kan een vergunning op aanvraag van de houder wijzigen of intrekken.
- De vergunning vervalt van rechtswege:
 - als de houder een natuurlijke persoon is, met ingang van de dag na die waarop die persoon is overleden;
 - als de houder een rechtspersoon is, met ingang van de dag na die waarop de rechtspersoon heeft opgehouden te bestaan.

- It is unlawful to act in contravention of the permit, the conditions and regulations attached thereto, or the exemption referred to in part 4 above or the regulations and restrictions attached thereto.

Section 16

- The holder of a permit may transfer the permit to another person/entity with the written consent of Our Minister.
- Regulations may be attached to such consent and the consent may be granted with restrictions.
- Paragraph 4.1.3.3 of the General Administrative Law Act shall apply to an application for a decision granting consent for the transfer of the permit referred to in part 1 above.

Section 17

- Our Minister may amend or rescind a permit if:
 - the information or documents furnished with the application prove incorrect or incomplete in such a way that a different decision would have been made on the application if the correct circumstances had been fully known when considering it;
 - the activities for which the permit is valid are no longer being carried out;
 - the subsidy granted under Section 3 of the Economic Affairs Subsidies Enabling Act has been withdrawn; or
 - this is warranted by a modification in the holder's technical or financial capabilities.
- Our Minister may rescind a permit if:
 - acts not in accordance with the Wind Farm Site Decision have been or are being carried out;
 - acts not in accordance with the permit have been or are being carried out; or
 - the rules under this Act or the Water Act for the activities for which the permit is valid are not complied with.
- Our Minister shall not rescind under part 2 above unless he has issued a written warning to the holder and the situation that gives rise to the rescission continues to occur or occurs again.
- Our Minister may amend or rescind a permit at the holder's request.
- The permit shall lose its validity ipso jure:
 - if the holder is a natural person, on the date following that on which that person died;
 - if the holder is a juridical person, on the date following that on which the juridical person ceased to exist.

Artikel 18

1. Dit artikel is van toepassing op het houden van een vergunning door meer dan één natuurlijke persoon of rechtspersoon.
2. Bij de aanvraag om een vergunning worden de personen gezamenlijk als aanvrager van de vergunning beschouwd. Na verlening worden zij gezamenlijk als houder van de vergunning beschouwd.
3. Artikel 16 is van overeenkomstige toepassing als een van de personen zijn aandeel in de vergunning op een ander wil doen overgaan.
4. In afwijking van artikel 17, vijfde lid, vervalt de vergunning niet als één van de houders die een natuurlijke persoon is, overlijdt dan wel één van de houders die een rechtspersoon is, ophoudt te bestaan, maar wordt de vergunning gehouden door de overblijvende medehouders.

7.3.2 Procedure met subsidie

Artikel 19

Deze paragraaf is van toepassing indien subsidie op grond van een algemene maatregel van bestuur als bedoeld in artikel 3 van de Kaderwet EZ-subsidies kan worden verleend.

Artikel 20

1. Aanvragen om een vergunning worden ingediend in de periode waarin een aanvraag voor subsidie kan worden ingediend.
2. De aanvraag voldoet aan de eisen van artikel 14 en aan de eisen die aan het aanvragen van de subsidie worden gesteld.
3. Voor de behandeling van aanvragen om een vergunning worden kosten in rekening gebracht bij de aanvrager. Onze Minister stelt bij ministeriële regeling de hoogte van de kosten vast.

Artikel 21

1. Indien meerdere aanvragen voldoen aan de artikelen 14 en 20, verleent Onze Minister de vergunning aan de aanvrager aan wie subsidie wordt verleend.
2. Onze Minister beslist op aanvragen gelijktijdig met de beslissing op de aanvragen voor subsidie.

7.3.3 Procedure zonder subsidie

Artikel 22

Deze paragraaf is van toepassing indien geen subsidie op grond van een algemene maatregel van bestuur als bedoeld in artikel 3 van de Kaderwet EZ-subsidies wordt verleend.

Section 18

1. This section applies to the holding of a permit by more than one natural person or juridical person.
2. When applying for a permit the persons shall be regarded jointly as the applicant for the permit. Once the permit has been granted they shall be regarded jointly as the holder of the permit.
3. Section 16 shall apply mutatis mutandis if one of the persons wishes to transfer his share of the permit to another person.
4. Section 17.5 notwithstanding, the permit shall not lose its validity if one of the holders who is a natural person dies, or if one of the holders who is a juridical person ceases to exist, but shall be held by the remaining holders.

7.3.2 Procedure with subsidy

Section 19

This paragraph applies if a subsidy can be granted under an administrative order as referred to in Section 3 of the Economic Affairs Subsidies Framework Act.

Section 20

1. Applications for a permit shall be submitted during the period in which a subsidy application may be submitted.
2. The application shall comply with the requirements under Section 14 and the requirements laid down for subsidy applications.
3. The applicant shall be charged for the handling of an application for a permit. Our Minister shall specify the amount of the charge by Ministerial Order.

Section 21

1. If more than one application complies with Sections 14 and 20, Our Minister shall grant the permit to the applicant to whom a subsidy is granted.
2. Our Minister shall decide on applications at the same time as deciding on the subsidy applications.

7.3.3 Procedure without subsidy

Section 22

This paragraph applies if a subsidy cannot be granted under an administrative order as referred to in Section 3 of the Economic Affairs Subsidies Framework Act.

Artikel 23

1. Aanvragen om een vergunning worden ingediend binnen de bij ministeriële regeling vastgestelde aanvraagperiode.
2. Een aanvraag bevat in ieder geval:
 - a. een ontwerp voor het windpark;
 - b. een tijdschema voor de bouw en exploitatie van het windpark;
 - c. een raming van de kosten en opbrengsten;
 - d. een raming van de maatschappelijke kosten;
 - e. een inventarisatie en analyse van de risico's;
 - f. een beschrijving van de maatregelen ter borging van de kostenefficiëntie;
 - g. een lijst met de bij de bouw en exploitatie van het windpark betrokken partijen;
 - h. een beschrijving van de kennis en ervaring van de betrokken partijen.
3. Bij ministeriële regeling kunnen nadere regels worden gesteld over de wijze waarop een aanvraag wordt ingediend en over de gegevens en bescheiden welke bij de aanvraag worden overgelegd.
4. Voor de behandeling van aanvragen om een vergunning worden kosten in rekening gebracht bij de aanvrager. Onze Minister stelt bij ministeriële regeling de hoogte van de kosten vast.

Artikel 24

1. Indien meerdere aanvragen voldoen aan de artikelen 14 en 23, verleent Onze Minister de vergunning aan de aanvrager van wie de aanvraag het hoogst is gerangschikt.
2. Onze Minister betreft bij de rangschikking:
 - a. de kennis en ervaring van de betrokken partijen;
 - b. de kwaliteit van het ontwerp voor het windpark;
 - c. de capaciteit van het windpark;
 - d. de maatschappelijke kosten;
 - e. de kwaliteit van de inventarisatie en analyse van de risico's;
 - f. de kwaliteit van de maatregelen ter borging van kostenefficiëntie.
3. Bij ministeriële regeling kunnen regels worden gesteld over de onderlinge weging van de rangschikkingscriteria.

Artikel 25

Onze Minister beslist op de aanvragen binnen 13 weken na afloop van de aanvraagperiode, bedoeld in artikel 23, eerste lid, en kan deze termijn eenmaal met ten hoogste 13 weken verlengen.

Section 23

1. Applications for a permit shall be submitted within the application period laid down by Ministerial Order.
2. An application shall include at least:
 - a. a design for the wind farm;
 - b. a timetable for the building and operation of the wind farm;
 - c. an estimate of the costs and returns;
 - d. an estimate of the social costs;
 - e. a survey and analysis of the risks;
 - f. a description of the measures to ensure cost-efficiency;
 - g. a list of the parties involved in the building and operation of the wind farm;
 - h. a description of the knowledge and experience of the parties involved.
3. More detailed rules on how an application is to be submitted and the information and documents to be furnished with the application may be laid down by Ministerial Order.
4. The applicant shall be charged for the handling of an application for a permit. Our Minister shall specify the amount of the charge by Ministerial Order.

Section 24

1. If more than one application complies with Sections 14 and 23, Our Minister shall grant the permit to the applicant whose application ranks highest.
2. When ranking applications Our Minister shall consider:
 - a. the knowledge and experience of the parties involved;
 - b. the quality of the design for the wind farm;
 - c. the capacity of the wind farm;
 - d. the social costs;
 - e. the quality of the survey and analysis of the risks;
 - f. the quality of the measures to ensure cost-efficiency.
3. Rules on the respective weighting of the ranking criteria may be laid down by Ministerial Order.

Section 25

Our Minister shall decide on applications within 13 weeks of the end of the application period referred to in Section 23.1, and this time limit may be extended once by a maximum of 13 weeks.

7.4 Toezicht en handhaving

Artikel 26

1. Met het toezicht op de naleving van het bepaalde bij of krachtens deze wet zijn belast de bij besluit van Onze Minister daartoe aangewezen ambtenaren. Indien de aanwijzing ambtenaren betreft, ressorterende onder een ander ministerie dan dat van Onze Minister, wordt het desbetreffende besluit genomen in overeenstemming met Onze Minister wie het mede aangaat.
2. Van een besluit als bedoeld in het eerste lid wordt mededeling gedaan door plaatsing in de Staatscourant.

Artikel 27

Onze Minister kan ingeval van overtreding van het bepaalde bij of krachtens deze wet de overtreder een last onder bestuursdwang opleggen.

Artikel 28

1. Onze Minister kan bepalen dat zekerheid gesteld wordt voor de nakoming van hetgeen verschuldigd zal worden, ingeval hij een last onder bestuursdwang oplegt ter handhaving van de bij of krachtens deze wet gestelde verplichtingen.
2. De verplichting, bedoeld in het eerste lid, rust op de houder van de vergunning, dan wel, indien de vergunning haar geldigheid heeft verloren, op de laatste houder van de vergunning.
3. Het bedrag en de termijnen waarvoor en de tijdstippen en de wijze waarop de zekerheid wordt gesteld ten aanzien van het verwijderen, dan wel het na verwijdering slopen of hergebruiken van niet meer in gebruik zijnde windparken, worden vastgesteld in het kavelbesluit en dienen in de overige gevallen ten genoegen van Onze Minister te zijn.

7.5 Wijziging andere wetten

Artikel 29

De Elektriciteitswet 1998 wordt als volgt gewijzigd:

1. Onder vervanging van de punt aan het slot van artikel 16, tweede lid, onderdeel m, door een puntkomma, wordt een onderdeel toegevoegd, luidende:
 - n. ten behoeve van het transport van elektriciteit die wordt opgewekt door middel van windenergie binnen de Nederlandse exclusieve economische zone of binnen de territoriale zee, het treffen van de voorbereidingshandelingen voor de aanleg van verbindingen voor het transport van elektriciteit, waaronder begrepen het voorbereiden van vergunningaanvragen en een netontwikkelingsplan.
2. Na artikel 41b wordt een artikel ingevoegd, luidende:

7.4 Monitoring and enforcement

Section 26

1. Officials designated by decision of Our Minister shall be responsible for monitoring compliance with the provisions of and pursuant to this Act. If the officials designated fall under a Ministry other than that of Our Minister, the decision in question shall be made in agreement with Our Minister also concerned.
2. A decision as referred to at part 1 above shall be announced in the Government Gazette.

Section 27

In the event of contravention of the provisions of or pursuant to this Act, Our Minister may issue an administrative enforcement order against the offender.

Section 28

1. Our Minister may require surety to be furnished for the payment of monies due if he issues an administrative enforcement order in enforcement of the obligations laid down under or pursuant to this Act.
2. The obligation referred to in paragraph 1 above shall rest with the holder of the permit or, if the permit has lost its validity, the last holder of the permit.
3. The amount of, periods for which, dates on which and the way in which the surety is to be furnished for the removal, demolition or re-use following removal, of wind farms that are no longer in use shall be laid down in the Wind Farm Site Decision and shall be to the satisfaction of Our Minister in any other cases.

7.5 Amendment of other acts

Section 29

The Electricity Act 1998 shall be amended as follows:

1. The period at the end of Section 16.2.m shall be replaced with a semicolon and a passage added, to read as follows:
 - n. for the transmission of electricity generated by means of wind energy within the exclusive economic zone of the Netherlands or within territorial waters, carrying out preparatory acts for the construction of connections for the transmission of electricity, including preparing permit applications and a grid development plan.
2. A section shall be inserted after Section 41b, to read as follows:

Artikel 41ba

1. De kosten die de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet maakt tussen 6 september 2013 en de datum van inwerkingtreding van de Wet windenergie op zee voor de uitvoering van de taak, genoemd in artikel 16, tweede lid, onderdeel n, worden in het jaar dat volgt op de inwerkingtreding van de Wet windenergie op zee zonder toepassing van de formule, bedoeld in artikel 41b, eerste lid, onder d, toegevoegd aan de totale inkomsten uit de tarieven van deze netbeheerder, bedoeld in artikel 41b, eerste lid.
2. De geschatte kosten die de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet maakt tussen de datum van inwerkingtreding van de Wet windenergie op zee en 31 december 2016 voor de uitvoering van de taak, genoemd in artikel 16, tweede lid, onderdeel n, worden zonder toepassing van de formule, bedoeld in artikel 41b, eerste lid, onder d, toegevoegd aan de totale inkomsten uit de tarieven van deze netbeheerder, bedoeld in artikel 41b, eerste lid. Het verschil tussen de geschatte en gerealiseerde kosten wordt betrokken bij de vaststelling van de totale inkomsten uit de tarieven van deze netbeheerder in een volgend jaar.

Artikel 30

Bijlage 2 van de Algemene wet bestuursrecht wordt als volgt gewijzigd:

1. In artikel 1 wordt in de alfabetische volgorde ingevoegd: Wet windenergie op zee: artikel 9, eerste lid.
2. In artikel 2 wordt in de alfabetische volgorde ingevoegd: Wet windenergie op zee: artikelen 3, eerste lid en 11, eerste lid.
3. In artikel 4 wordt in de alfabetische volgorde ingevoegd: Wet windenergie op zee: artikelen 15, vierde lid, 16, 17, 21, tweede lid, en 25.

Artikel 31

Na artikel 6.5 van de Waterwet wordt artikel ingevoegd, luidende:

Artikel 6.5a

Een verbod bij of krachtens algemene maatregel van bestuur als bedoeld in artikel 6.5, aanhef en onderdeel c, is niet van toepassing op windparken waarop de Wet windenergie op zee van toepassing is.

Artikel 32

- Aan artikel 8.3 van de Wet algemene bepalingen omgevingswet wordt een lid toegevoegd, luidende:
4. Deze wet is niet van toepassing op activiteiten als bedoeld in artikel 2.1 met betrekking tot windparken in de territoriale zee op een plaats die niet deel uitmaakt van een gemeente of een provincie en waarop de Wet windenergie op zee op van toepassing is.

Section 41ba

1. The costs incurred by the transmission system operator of the national high voltage grid between 6 September 2013 and the date of entry into force of the Offshore Wind Energy Act in carrying out the task referred to in Section 16.2.n shall be added in the year following the entry into force of the Offshore Wind Energy Act to the total revenue from that transmission system operator's charges referred to in Section 41b.1, without applying the formula referred to in Section 41b.1.d.
2. The estimated costs incurred by the transmission system operator of the national high voltage grid between the date of entry into force of the Offshore Wind Energy Act and 31 December 2016 in carrying out the task referred to in Section 16.2.n shall be added to the total revenue from that transmission system operator's charges referred to in Section 41b.1, without applying the formula referred to in Section 41b.1d. The difference between the estimated and actual costs shall be taken into account when determining the total revenue from that transmission system operator's charges in any subsequent year.

Section 30

Appendix 2 to the General Administrative Law Act shall be amended as follows:

1. The following shall be inserted in alphabetical order in Section 1: Offshore Wind Energy Act: Section 9.1.
2. The following shall be inserted in alphabetical order in Section 2: Offshore Wind Energy Act: Sections 3.1 and 11.1.
3. The following shall be inserted in alphabetical order in Section 4: Offshore Wind Energy Act: Sections 15.4, 16, 17, 21.2 and 25.

Section 31

A section shall be inserted after Section 6.5 of the Water Act, to read as follows:

Section 6.5a

A prohibition under or pursuant to an administrative order as referred to in Section 6.5, preamble and (c) shall not apply to wind farms to which the Offshore Wind Energy Act applies.

Section 32

- A subsection shall be added to Section 8.3 of the Environmental Law (General Provisions) Act, to read as follows:
4. This Act shall not apply to activities as referred to in Section 2.1 in relation to wind farms in territorial waters at a place that does not form part of a municipality or province and to which the Offshore Wind Energy Act applies.

Artikel 33
In artikel 1a, onder 1°, van de Wet op de economische delicten wordt op alfabetische volgorde ingevoegd:
de Wet windenergie op zee, de artikelen 4, 7, 9, 12 en 15.

7.6 Overgangs- en slotbepalingen

- Artikel 34**
1. Artikel 12 is niet van toepassing op windparken waarvoor voor de datum waarop deze wet in werking treedt een vergunning op grond van de Wet beheer rijkswaterstaatswerken of op grond van artikel 6.5 van de Waterwet en subsidie op grond een algemene maatregel van bestuur op grond van artikel 3 van de Kaderwet EZ-subsidie of op grond van artikel 72m van de Elektriciteitswet 1998 zoals dat luidde op 31 december 2008, is verleend.
 2. Een vergunning voor een windpark die is verleend op grond van de Wet beheer rijkswaterstaatswerken of op grond van artikel 6.5 van de Waterwet, vervalt op de datum waarop deze wet in werking treedt indien voor het windpark geen subsidie op grond van een algemene maatregel van bestuur op grond van artikel 3 van de Kaderwet EZ-subsidies is verleend.

Artikel 35
Deze wet treedt in werking op een bij koninklijk besluit te bepalen tijdstip.

Artikel 36
Deze wet wordt aangehaald als: Wet windenergie op zee.

Section 33
The following shall be inserted in alphabetical order in Section 1a.i of the Economic Offences Act: the Offshore Wind Energy Act, Sections 4, 7, 9, 12 and 15.

7.6 Transitional and final provisions

- Section 34**
1. Section 12 shall not apply to wind farms for which, before the date on which this Act enters into force, a permit under the Public Works (Management) Act or under Section 6.5 of the Water Act and subsidy under an administrative order under Section 3 of the Economic Affairs Subsidies Enabling Act or under Section 72m of the Electricity Act 1998 as it read on 31 December 2008 has been granted.
 2. A permit for a wind farm granted under the Public Works (Management) Act or under Section 6.5 of the Water Act shall lose its validity on the date on which this Act enters into force if no subsidy under an administrative order under Section 3 of the Economic Affairs Subsidies Framework Act has been granted.

Section 35
This Act shall enter into force on a date to be laid down by Royal Decree.

Section 36
This Act shall be cited as the Offshore Wind Energy Act.

8 Translation of
‘Besluit schadevergoeding net
op zee’

Offshore Grid Compensation Decision

Besluit van van 23 maart 2016, houdende regels met betrekking tot de schadevergoeding bij niet-beschikbaarheid van het net op zee (Besluit schadevergoeding net op zee)

8.1 Algemene bepalingen

Artikel 1

In dit besluit en de daarop berustende bepalingen wordt verstaan onder:
SDE-elektriciteitsprijs: in artikel 22 van het Besluit stimulering duurzame energieproductie bedoelde elektriciteitsprijs of, indien de elektriciteitsprijs lager is dan de in artikel 20 van het Besluit stimulering duurzame energieproductie bedoelde basiselektriciteitsprijs, de in dat artikel bedoelde basiselektriciteitsprijs;

SDE-subsidiebedrag: basisbedrag per kilowattuur waarvoor subsidie is verstrekt op grond van het Besluit stimulering duurzame energieproductie, verminderd met de voor dat jaar geldende SDE-elektriciteitsprijs;
wet: Elektriciteitswet 1998.

Artikel 2

1. Een producent heeft slechts recht op vergoeding van schade, bedoeld in artikel 16f, eerste lid, van de wet, voor zover de funderingen van het windpark zijn aangelegd en, indien het windpark niet bruikbaar is, indien de producent aannemelijk kan maken dat het windpark bruikbaar zou zijn geweest als daar niet vanaf was gezien om de schade te beperken.
2. Onder het voor de ontsluiting van het windpark noodzakelijk deel van het net op zee, bedoeld in artikel 16f, eerste lid, onderdeel a, van de wet, wordt verstaan:
 - a. de aansluiting van het windpark en
 - b. het net op zee tussen het windpark en het transformatorstation op land met de in het ontwikkelkader, bedoeld in artikel 16e, eerste lid, van de wet, vastgestelde minimale transportcapaciteit.
3. Onder gemiddeld voor het net op zee redelijkerwijs noodzakelijk onderhoud als bedoeld in artikel 16f, eerste lid, onderdeel b, van de wet wordt verstaan een onderhoudsperiode van vijf dagen per kalenderjaar.

Decision of 23 March 2016, concerning rules on compensation in the event that the offshore electricity grid is unavailable (Offshore Grid Compensation Decision)

8.1 General provisions

Section 1

The following definitions apply in this Decision and the provisions based on it:
SDE+ Electricity Price: the price of electricity within the meaning of Section 22 of the Stimulation of Sustainable Energy Production Decision (Besluit stimulering duurzame energieproductie) or, in the event that the price of electricity is lower than the basic electricity price within the meaning of Section 20 of the Stimulation of Sustainable Energy Production Decision, the basic price of electricity referred to in that Section;

SDE+ Subsidy Amount: the basic amount per kilowatt hour for which a subsidy has been granted on the grounds of the Stimulation of Sustainable Energy Production Decision, minus the SDE+ Electricity Price that applies for that year; and
Act: the Electricity Act of 1998.

Section 2

1. A producer will be entitled to compensation within the meaning of Section 16f(1) of the Act only insofar as the wind farm’s foundations have been laid and, where the wind farm is not yet ready for operation, in the event that the producer can demonstrate sufficiently that the wind farm would have been ready for operation if it had not been decided to refrain from making the wind farm operational in order to limit the damage.
2. The part of the offshore grid necessary to make the wind farm accessible within the meaning of Section 16f(1)(a) of the Act is taken to mean:
 - a. the connection of the wind farm; and
 - b. the offshore grid between the wind farm and the transformer station on land having the minimum transmission capacity laid down in the development framework within the meaning of Section 16e(1) of the Act.
3. The average maintenance reasonably required for the offshore grid within the meaning of Section 16f(1)(b) of the Act is taken to mean a maintenance period of five days per calendar year.

Artikel 3

1. Voor het bepalen van de schade ten gevolge van gederfde of uitgestelde inkomsten worden ingeval van:
 - a. gehele of gedeeltelijke te late oplevering van het net op zee uitgestelde inkomsten uit elektriciteitsverköpen en subsidie in aanmerking genomen;
 - b. gehele of gedeeltelijke niet-beschikbaarheid van het net op zee gederfde inkomsten uit elektriciteitsverköpen en uitgestelde inkomsten uit subsidie in aanmerking genomen.
2. Gevolgschade is het totaal van de financiële gevolgen die een causaal verband hebben met de gebeurtenis die een recht op vergoeding van schade doet ontstaan, waaronder in ieder geval zijn begrepen de kosten die de producent maakt ter beperking van de schade en extra kosten voor materieel, personeel, opslag en zaakschade aan het windpark.
3. De schade, bedoeld in het eerste en tweede lid, wordt vermeerderd met de wettelijke rente die verschuldigd is voor de tijd die verstrijkt tussen het moment waarop de schade is ontstaan en het moment waarop de schade wordt uitgekeerd.

Artikel 4

1. Bij gehele of gedeeltelijke te late oplevering van het net op zee betreft de vergoeding van schade een vergoeding van schade door uitgestelde inkomsten en de gevolgschade, bedoeld in artikel 3, tweede lid.
2. Bij gehele of gedeeltelijke niet-beschikbaarheid van het net op zee wordt de hoogte van de vergoeding van schade berekend door de som van:
 - a. het SDE-subsidiebedrag verminderd met het SDE-subsidiebedrag gedeeld door 1,4 en
 - b. de voor dat jaar geldende SDE-elektriciteitsprijs te vermenigvuldigen met de hoeveelheid elektriciteit die in een kalenderjaar wegens niet-beschikbaarheid niet kon worden getransporteerd, jaarlijks verminderd met de hoeveelheid elektriciteit die in vijf gemiddelde dagen geproduceerd kan worden, berekend op basis van het productieprofiel van het windpark. De uitkomst van deze berekening wordt vermeerderd met de gevolgschade.
3. De schade door uitgestelde inkomsten worden berekend door de som van:
 - a. het SDE-subsidiebedrag verminderd met het SDE-subsidiebedrag gedeeld door 2,95 en
 - b. de SDE-elektriciteitsprijs verminderd met de SDE-elektriciteitsprijs gedeeld door 3,87 te vermenigvuldigen met de hoeveelheid elektriciteit die niet getransporteerd kon worden.

Section 3

1. In order to determine the damage as a result of lost or postponed income, in the event of:
 - a. fully or partially late completion of the offshore grid, postponed income from the sales of electricity and subsidy will qualify; and
 - b. full or partial unavailability of the offshore grid, lost income from the sales of electricity and postponed income from subsidy will qualify.
2. Consequential damage is taken to mean the total of the financial consequences that are causally related to the event that gave rise to the entitlement to compensation, which in any event includes the costs that the producer incurs in order to limit the damage and extra costs for materials, staff, storage and damage to property at the wind farm.
3. Damage as mentioned in paragraph 1 and 2 will be increased, with statutory interest paid to cover the period from when the damage first occurred to the time the compensation is received.

Section 4

1. In the event that the offshore electricity grid is completed late fully or in part, the compensation will account for damage due to postponed income and the consequential damage within the meaning of Section 3(2).
2. In the event that the offshore electricity grid is unavailable fully or partially, the amount of compensation will be calculated by adding:
 - a. the SDE+ subsidy amount minus the SDE+ subsidy amount divided by 1.4; and
 - b. the SDE+ electricity price that applied in that year, multiplied by the quantity of electricity that could not be transmitted in a calendar year due to unavailability, decreased annually by the quantity of electricity that can be produced in five average days, calculated on the basis of the wind farm’s production profile. The amount of the consequential damage will be added to the result of that calculation.
3. The damage due to postponed income will be calculated by adding:
 - a. the SDE+ subsidy amount minus the SDE+ subsidy amount divided by 2.95; and
 - b. the SDE+ electricity price minus the SDE+ electricity price divided by 3.87, multiplied by the quantity of electricity that could not be transmitted.

4. De hoeveelheid elektriciteit die niet getransporteerd kon worden, wordt bepaald op basis de gemiste elektriciteitsproductie. De gemiste elektriciteitsproductie wordt berekend door de windsnelheid te vermenigvuldigen met het productieprofiel van een windpark vermenigvuldigd met de tijd waarin het net op zee niet of verminderd beschikbaar was of, indien voor deze wijze van berekenen onvoldoende gegevens zijn, op een andere wijze. De gemiste elektriciteitsproductie wordt verminderd met de hoeveelheid elektriciteit die niet kon worden geproduceerd als gevolg van productiebeperkingen van het windpark zelf en, in voorkomend geval, de hoeveelheid elektriciteit die wel getransporteerd kon worden.
5. Een producent voegt bij de berekening van de hoogte van het recht op vergoeding van schade en de gegevens waarop deze berekening is gebaseerd een goedkeurende verklaring van een onafhankelijk accountant.
6. Bij ministeriële regeling worden regels gesteld over het bepalen van het productieprofiel van het windpark en de gemiste elektriciteitsproductie.

Artikel 5

Dit besluit treedt in werking op het tijdstip waarop de wet van 23 maart 2016 tot wijziging van de Elektriciteitswet 1998 (tijdig realiseren doelstellingen Energieakkoord) (Stb. 2016, 116) in werking treedt.

Artikel 6

Dit besluit wordt aangehaald als: Besluit schadevergoeding net op zee.

4. The quantity of electricity that could not be transmitted will be determined on the basis of the lost production of electricity. The amount of the lost production of electricity will be calculated by multiplying the wind velocity by the production profile of a wind farm, multiplied by the amount of time in which the offshore grid was unavailable or had decreased availability, or in another manner in the event that there is insufficient data to apply that calculation method. The quantity of electricity that could not be produced as a result of the production limitation of the wind farm itself and, if applicable, the quantity of electricity that could have been transmitted, will be deducted from the amount of the lost production of electricity.
5. The producer must include a qualified auditor's report from an independent accountant together with the calculation of the amount of compensation required and the data on which that calculation has been based.
6. Rules will be stipulated in a Ministerial Order with respect to the determination of the wind farm's production profile and the lost production of electricity.

Section 5

This Decision will enter into effect at the time that the amendments to the electricity Act 23 March 2016, timely realisation of the Goals of the Energy Agreement, will enter into force.

Section 6

This Decision may be cited as the 'Offshore Grid Compensation Decision'.

9 Translation of 'Regeling schadevergoeding net op zee'

Regulation Offshore Grid Compensation

Regeling van de Minister van Economische Zaken van 22 maart 2016, nr. WJZ/16007215, tot vaststelling van regels over de vergoeding van schade bij het net op zee (Regeling schadevergoeding net op zee)

De Minister van Economische Zaken,

Gelet op artikel 4, zesde lid, van het Besluit schadevergoeding net op zee;

Besluit:

Artikel 1
In deze regeling wordt verstaan onder:

besluit:
Besluit schadevergoeding net op zee;

LiDAR-systeem:
een apparaat dat afstanden tot en snelheden van objecten bepaalt door middel van reflectie van door het apparaat uitgezonden lasersignalen en dat voldoet aan artikel 7.

Artikel 2
1. Voor het bepalen van de windsnelheid, bedoeld in artikel 4, vierde lid, van het besluit, wordt gebruik gemaakt van metingen van de volgende meetstations:

Windenergie-gebied	Meetstation zee	Meetstation land
Borssele	Europlatform, Goeree, Vlake	Vlissingen
Hollandse Kust Zuid	Europlatform, Goeree, IJmuiden Ver, OWEZ	Hoek van Holland, IJmuiden
Hollandse Kust Noord	IJmuiden Ver, K-13	IJmuiden, De Kooy

2. Indien de op grond van artikel 5 bepaalde windrichting tussen 0 en 180 graden is, wordt alleen gebruik gemaakt van de gegevens van meetstations op zee.

3. Indien met betrekking tot de windsnelheid sprake is van onvoldoende beschikbaarheid van gegevens als bedoeld in artikel 8, wordt de windsnelheid bepaald op basis van metingen van de windsnelheid door één of meerdere LiDAR-systemen binnen of nabij het betreffende windenergiegebied.

Regulation of the Minister of Economic Affairs of 22 March 2016, no. WJZ/16007215, regarding the establishment of rules for compensation in the event that the offshore electricity grid is unavailable (Regulation Offshore Grid Compensation)

The Minister of Economic Affairs,

In view of Section 4, sixth paragraph, of the Offshore Grid Compensation Decision;

Decision:

Section 1
The following terms in this regulation are defined as follows:

Decision:
Offshore Grid Compensation Decision;

LiDAR system:
A device that determines distances to and speeds of objects by means of the reflection of laser signals generated by the device and that complies with Section 7.

Section 2
1. Measurements from the following measuring stations are used in determining the wind velocity as referred to in Section 4, fourth paragraph of the Decision:

Wind Farm Zone	Measuring station at sea	Measuring station on land
Borssele	Europlatform, Goeree, Vlake	Vlissingen
Hollandse Kust Zuid	Europlatform, Goeree, IJmuiden Ver, OWEZ	Hoek van Holland, IJmuiden
Hollandse Kust Noord	IJmuiden Ver, K-13	IJmuiden, De Kooy

2. If the wind velocity determined on the basis of Section 5 is between 0 and 180 degrees, then only the data of the measuring stations at sea will be used.

3. If insufficient data is available with respect to the wind velocity as referred to in Section 8, then the wind velocity will be determined on the basis of measurements of the wind velocity by one or more LiDAR systems within or near the Wind Farm Zone concerned.

Artikel 3
1. Voor het bepalen van de windsnelheid worden de windsnelheidsmetingen op basis van artikel 2 verticaal geëxtrapoleerd tot de ashoogte van een windpark middels de volgende formule:

$$V_{AH} = V_{ref} \left(\frac{h_{HH}}{h_{ref}} \right)^{\alpha}$$

, waarin

V_{AH} = de berekende windsnelheid op de ashoogte van een windpark [m/s];

V_{ref} = de 10 minuten gemiddelde gemeten windsnelheid [m/s];

h_{HH} = de ashoogte van een windpark boven gemiddeld zeeniveau [m];

h_{ref} = de hoogte boven gemiddeld zeeniveau waarop de windsnelheid is gemeten [m];

α = 0,10 voor meetstations op zee en 0,16 voor meetstations op land.

2. De verticaal geëxtrapoleerde windsnelheden worden horizontaal geïnterpoleerd naar de locatie van het betreffende windpark. Daarbij worden de geëxtrapoleerde windsnelheden gewogen naar de afstanden tussen de meetstations en de locatie van het platform van het net op zee waarop het betreffende windpark is aangesloten, volgens de onderstaande formule:

$$V_{H\ WPL} = \sum_{i=1}^{i=nws} \frac{V_{AHi}}{D_i} / \sum_{i=1}^{i=nws} \frac{1}{D_i}$$

, waarin

V_{HWPL} = de windsnelheid op ashoogte van een windpark;

nws = het aantal gebruikte meetstations;

V_{AHi} = de naar ashoogte van een windpark geëxtrapoleerde windsnelheid gemeten op meetstation i;

D_i = de afstand tussen meetstation i en het centrum van het windpark.

Section 3
1. In order to determine the wind velocity, the wind velocity measurements are vertically extrapolated on the basis of Section 2 up to the axle height of a wind farm using the formula below:

$$V_{AH} = V_{ref} \left(\frac{h_{HH}}{h_{ref}} \right)^{\alpha}$$

, in which

V_{AH} = the calculated wind velocity at the axle height of a wind farm [m/s];

V_{ref} = the average wind velocity measured during 10 minutes [m/s];

h_{HH} = the axle height of a wind farm above average sea level [m];

h_{ref} = the height above average sea level at which the wind velocity is measured [m];

α = 0.10 for measuring stations at sea and 0.16 for measuring stations on land.

2. The vertically extrapolated wind velocities are horizontally interpolated according to the location of the wind farm concerned. This involves weighing the extrapolated wind velocities in relation to the distances between the measuring stations and the location of the offshore platform to which the wind farm is connected, using the formula below:

$$V_{H\ WPL} = \sum_{i=1}^{i=nws} \frac{V_{AHi}}{D_i} / \sum_{i=1}^{i=nws} \frac{1}{D_i}$$

, in which

V_{HWPL} = the wind velocity at the axle height of a wind farm;

nws = the number of measuring stations used;

V_{AHi} = the wind velocity extrapolated to the axle height of a wind farm as measured at measuring station i;

D_i = the distance between measuring station i and the centre of the wind farm.

Artikel 4

Het productieprofiel van een windpark, bedoeld in artikel 4, tweede en vierde lid, van het besluit, wordt bepaald door het geleverde vermogen van het windpark per windsnelheidsklasse van 0,5 meter per seconde tussen:

- a. de windsnelheid waarboven een windturbine of windpark elektriciteit begint te genereren en
- b. de windsnelheid waarboven een windturbine of windpark uitschakelt om schade door een te hoge snelheid van de rotor te voorkomen, per windrichtingssector van 30 graden.

Artikel 5

- 1. De windrichting wordt bepaald op basis van metingen van de windrichting door één of meerdere LiDAR-systemen die zijn gesitueerd binnen of nabij het betreffende windenergiegebied.
- 2. Indien op basis van het eerste lid onvoldoende meetgegevens beschikbaar zijn, wordt de windrichting bepaald op basis van metingen van de windrichting van de meetstations, genoemd in artikel 2, eerste lid.

Artikel 6

Voor het bepalen van de windrichting worden de op basis van artikel 5 gemeten windrichtingen horizontaal geïnterpoleerd naar de locatie van het centrum van het betreffende windpark. Daarbij worden de gemeten windrichtingen gewogen naar de afstanden tussen de meetstations en de locatie van het platform van het net op zee waarop het betreffende windpark is aangesloten, volgens de onderstaande formule:

$$\phi_{WPL} = \sum_{i=1}^{i=nws} \frac{\phi_i}{D_i} / \sum_{i=1}^{i=nws} \frac{1}{D_i}$$

, waarin

ϕ_{WPL} = de windrichting voor de windparklocatie;

nws = het aantal gebruikte meetstations;

ϕ_i = de windrichting gemeten op meetstation i;

D_i = de afstand tussen meetstation i en het centrum van het windpark.

Section 4

The production profile of a wind farm as referred to in Section 4, second and fourth paragraph, of the Decision, is determined by the capacity generated by the wind farm per wind velocity category of 0.5 m/s between:

- a. the wind velocity above which a wind turbine or wind farm starts to generate electricity; and
- b. the wind velocity above which a wind turbine or wind farm switches off in order to prevent damage to the rotor which could be caused by excessive wind speeds, per wind direction sector of 30 degrees.

Section 5

- 1. The wind direction is determined on the basis of measurements by one or more LiDAR system(s) located within or near the wind energy region concerned.
- 2. If insufficient measurement data is available on the basis of the first paragraph, then the wind direction is determined on the basis of measurements of the wind direction from the measuring stations described in Section 2, first paragraph.

Section 6

To determine the wind direction, the wind directions measured on the basis of Section 5 are horizontally interpolated to the location of the centre of the wind farm concerned. This involves weighing the wind directions measured in relation to the distances between the measuring stations and the location of the offshore substation platform to which the wind farm is connected, using the formula below:

$$\phi_{WPL} = \sum_{i=1}^{i=nws} \frac{\phi_i}{D_i} / \sum_{i=1}^{i=nws} \frac{1}{D_i}$$

, in which

ϕ_{WPL} = the wind direction for the wind farm location;

nws = the number of measuring stations used;

ϕ_i = the wind direction measured at measuring station i;

D_i = the distance between measuring station i and the centre of the wind farm.

Artikel 7

- 1. Het LiDAR-systeem wordt bediend door en is in beheer van een ter zake kundige partij die geen belangen heeft ten aanzien van het net op zee of de daarop aangesloten windparken.
- 2. De ruwe meetgegevens, de daarop uitgevoerde correcties en bewerkingen en de uiteindelijk verkregen meetwaarden van de windsnelheid en windrichting van het LiDAR-systeem zijn openbaar toegankelijk.

Artikel 8

Er is sprake van onvoldoende gegevens om de gemiste elektriciteitsproductie vast te stellen als bedoeld in artikel 4, vierde lid, van het besluit indien:

- a. van minder dan twee meetstations meetgegevens van de windsnelheid of windrichting beschikbaar zijn gedurende de periode waarin het net op zee niet beschikbaar was, waarbij er per meetstation voor ten minste 95% van de tijd dat het net op zee niet beschikbaar was meetgegevens van de windsnelheid dan wel windrichting beschikbaar zijn;
- b. voor minder dan 95% van de tijd dat het net op zee niet beschikbaar was meetgegevens van de windsnelheid of de windrichting door een LiDAR-systeem beschikbaar zijn.

Artikel 9

Indien sprake is van onvoldoende gegevens als bedoeld in artikel 4, vierde lid, van het besluit wordt de gemiste elektriciteitsproductie bepaald volgens de onderstaande formule:

$$E_{verlies} = E_{jaar} \times \frac{Hr_{uai}}{Hr_{maand\ i}} \times E_{im}$$

, waarin

$E_{verlies}$ = de gemiste elektriciteitsproductie [MWh];

E_{jaar} = de gemiddelde jaarlijkse elektriciteitsproductie, dit is het product van het aantal vollasturen, waarbij de verwachte jaarlijkse elektriciteitsproductie voor een gegeven combinatie van locatie en productie-installatie voor de productie van duurzame elektriciteit met behulp van windenergie dient te zijn bepaald met een waarschijnlijkheid van 50% en het geïnstalleerde vermogen van het windpark [MWh];

Hr_{uai} = het aantal uren in maand i dat het net op zee niet of verminderd beschikbaar was [uur];

$Hr_{maand\ i}$ = het totale aantal uren in maand i [uur];

E_{im} = de elektriciteitsproductie in maand i, als percentage van de totale jaarlijkse elektriciteitsproductie [MWh],

Section 7

- 1. The LiDAR system is operated by and is under the supervision of a party that is an expert in this respect and that has no interests in relation to the offshore grid or the wind farms connected to it.
- 2. The raw measured data, subsequent corrections and processing, and the measured values of the wind direction and wind velocity obtained using the LiDAR system are available to the public.

Section 8

There is not enough data to determine the lost electricity production as referred to in Section 4, fourth paragraph, of the Decision if:

- a. data regarding wind velocity or wind direction is available from less than two measuring stations during the period in which the offshore grid was not available, in which measuring data of the wind velocity and/or the wind direction is available per measuring station for at least 95% of the time that the network at sea was not available;
- b. data regarding wind velocity or wind direction from a LiDAR system is available for less than 95% of the time that the offshore grid was not available.

Section 9

If there is insufficient data as referred to in Section 4, fourth paragraph, of the Decision, then the lost electricity production is determined using the formula below:

$$E_{verlies} = E_{jaar} \times \frac{Hr_{uai}}{Hr_{maand\ i}} \times E_{im}$$

, in which

E_{loss} = the lost electricity production [MWh];

E_{year} = the average annual electricity production, this is the product of the number of full load hours in which the expected annual electricity production for a wind farm at a specific location is determined with a probability of 50% in line with the installed capacity of the wind farm [MWh];

Hr_{uai} = the number of hours in month i that the offshore grid was not available or not entirely available [hour];

$Hr_{month\ i}$ = the total number of hours in month i [hour];

E_{im} = the electricity production in month i, expressed as a percentage of the total annual electricity production [MWh],

volgens de onderstaande tabel:

kalendermaand	Percentage van de jaarlijkse elektriciteitsproductie
Januari	10,40%
Februari	8,83%
Maart	8,86%
April	7,48%
Mei	8,12%
Juni	6,63%
Juli	6,11%
Augustus	6,97%
September	6,76%
Oktober	9,81%
November	8,71%
December	11,33%

Artikel 10
Deze regeling treedt in werking met ingang van de dag na de datum van uitgifte van de Staatscourant waarin zij wordt geplaatst.

Artikel 11
Deze regeling wordt aangehaald als: Regeling schadevergoeding net op zee.

Deze regeling zal met de toelichting in de Staatscourant worden geplaatst.

‘s-Gravenhage, 22 maart 2016

De Minister van Economische Zaken, H.G.J. Kamp

according to the table below:

Calendar month	Percentage of the annual electricity production
January	10.40%
February	8.83%
March	8.86%
April	7.48%
May	8.12%
June	6.63%
July	6.11%
August	6.97%
September	6.76%
October	9.81%
November	8.71%
December	11.33%

Section 10
This regulation will come into force starting on the day after the publication date of the Government Gazette in which it is published.

Section 11
This regulation is referred to as: Regulation Offshore Grid Compensation.

This Regulation will be published in the Government Gazette along with the explanation.

The Hague, 22 March 2016

The Minister of Economic Affairs, H.G.J. Kamp

10 Translation of ‘Begripsbepaling en paragraaf 6a van het Waterbesluit’

Definitions and Paragraph 6a of the Water Decree

Waterbesluit

Artikel 6.1: Begripsbepalingen:
exploitant:
natuurlijke of rechtspersoon die een windpark opricht of exploiteert;

exportkabel:
kabel die het transformatorstation van een windpark verbindt met een net als bedoeld in artikel 1, eerste lid, onderdeel i, van de Elektriciteitswet 1998;

windpark:
samenstel van voorzieningen waarmee elektriciteit met behulp van wind wordt geproduceerd, waarbij onder een samenstel van voorzieningen wordt verstaan alle aanwezige middelen die onderling met elkaar zijn verbonden voor de productie van elektriciteit met behulp van wind;.

6a Windparken op zee

Artikel 6.16a
Deze paragraaf is van toepassing in de territoriale zee en de Nederlandse exclusieve economische zone.

Artikel 6.16b
1. Indien bij of krachtens deze paragraaf is bepaald dat een maatregel ter bescherming van de Noordzee moet worden getroffen, kan een andere maatregel worden getroffen, indien Onze Minister heeft beslist dat met die maatregel ten minste een gelijkwaardig niveau van bescherming van de Noordzee wordt bereikt.
2. Diegene die het voornemen heeft om een andere maatregel te treffen dient daartoe bij Onze Minister een aanvraag in, welke gegevens bevat waaruit blijkt dat met die andere maatregel ten minste een gelijkwaardig niveau van bescherming van de Noordzee wordt bereikt.
3. Onze Minister beslist binnen acht weken over de gelijkwaardigheid van een andere maatregel. Onze Minister kan deze termijn eenmaal met ten hoogste zes weken verlengen.

Artikel 6.16c
Artikel 1.3 van het Activiteitenbesluit milieubeheer is van overeenkomstige toepassing op bij of krachtens deze paragraaf gestelde regels.

Water Decree

Section 6.1: Definition of terms
operator:
natural person or legal entity that sets up or operates a wind farm;

export cable:
cable that connects the offshore platform of a wind farm with the grid as referred to in Section 1, first subsection, part i, of the Electricity Act 1998;

wind farm:
a grouping or arrangement of wind turbine generators and associated balance of plant which are connected to each other for the production of wind-generated electricity.

6a Offshore wind farms

Section 6.16a
This paragraph applies to the territorial sea and the Dutch Exclusive Economic Zone.

Section 6.16b
1. If it is determined by or under this paragraph that a measure must be taken for the protection of the North Sea, then another measure can be taken if Our Minister has decided that at least an equal level of protection of the North Sea will be achieved by means of that measure.
2. The person or entity who intends to take another measure should submit an application to Our Minister for that purpose, containing details from which it can be demonstrated that at least an equal level of protection of the North Sea will be achieved by means of that other measure.
3. Our Minister decides within eight weeks regarding an application to take another measure (to protect the North Sea), determining whether or not it will ensure an equal or improved level of protection. Our Minister may extend this period once by six weeks at most.

Section 6.16c
Section 1.3 of the Environmental Activities Decree is equally applicable by or under the rules set in this subsection.

Artikel 6.16d
1. De exploitant meldt het voornemen tot het oprichten of veranderen van een windpark ten minste acht weken voor de aanvang van de bouwperiode aan Onze Minister en verstrekt daarbij de volgende gegevens:
a. de locatie en het ontwerp van de turbines en andere installaties die deel uitmaken van het windpark;
b. het tracé van de exportkabel en de van het windpark deeluitmakende kabels;
c. een verklaring van een onafhankelijke deskundige dat het ontwerp van de windturbines en andere installaties die deel uitmaken van het windpark voldoet aan de in artikel 6.16g, eerste lid, gestelde eisen;
d. een beschrijving van de aan te brengen veiligheidsvoorzieningen en de plaatsing daarvan aan de windturbines en andere installaties in overeenstemming met artikel 6.16h;
e. een plan als bedoeld in artikel 6.16e, derde lid, met betrekking tot de aanleg van het windpark;
f. een plan als bedoeld in artikel 6.16k, tweede lid.

2. Bij ministeriële regeling kunnen nadere regels worden gesteld omtrent de wijze waarop de in het eerste lid bedoelde gegevens worden gemeld.
3. Wijzigingen met betrekking tot werkzaamheden waarop het plan, bedoeld in het eerste lid, onder e, betrekking heeft, worden ten minste vier weken voor de verrichting van de desbetreffende werkzaamheden gemeld aan Onze Minister.
4. De exploitant verstrekt aan Onze Minister binnen drie maanden na het aanbrengen van de funderingen de gegevens van de feitelijke positie van de funderingen en de overige van het windpark deel uitmakende voorzieningen.
5. De exploitant verstrekt aan Onze Minister binnen drie maanden na de aanleg van een exportkabel de gegevens van de feitelijke ligging van de kabel.
6. De in dit artikel bedoelde gegevens behoeven niet te worden verstrekt voor zover de exploitant die gegevens reeds aan Onze Minister heeft verstrekt.

Artikel 6.16e
1. Bij het verrichten van werkzaamheden in het kader van de aanleg, het onderhoud of het verwijderen van een windpark of van een exportkabel worden maatregelen genomen ter voorkoming van het optreden van nadelige gevolgen voor het veilig en doelmatig gebruik van de zee.

Section 6.16d
1. The operator will report its intention to install and/or modify a wind farm to Our Minister at least eight weeks before the start of the construction period and will provide the following data thereby:
a. the location and the design of the turbines and other installations that will form part of the wind farm;
b. the route of the export cable and other cables that form part of the wind farm;
c. a statement from an independent expert stating that the design of the wind turbines and other installations, which form part of the wind farm, comply with the requirements set out in Section 6.16g, first paragraph;
d. a description of the safety provisions to be introduced and the placement of those provisions on the wind turbines and other installations in accordance with Section 6.16h;
e. a plan as referred to in Section 6.16e, third paragraph, relating to the construction of the wind farm;
f. a plan as referred to in Section 6.16k, second paragraph.
2. Detailed rules may be set by a Ministerial Order concerning the manner in which the data referred to in the first subsection is reported.
3. Modifications in relation to the work concerning the plan referred to in the first paragraph, under e, should be reported to Our Minister at least four weeks before the relevant work is carried out.
4. Within three months of installing the foundations, the operator will provide details to Our Minister of the actual position of the foundations and the other provisions that form part of the wind farm.
5. Within three months of installing an export cable, the operator will provide Our Minister with the location details of the cable.
6. The data referred to in this Section does not need to be resubmitted where the operator has already supplied Our Minister with that data previously.

Section 6.16e
1. When carrying out work under the scope of the construction, maintenance or decommissioning of a wind farm or of an export cable, measures will be taken to prevent any adverse effects in terms of safety and efficient use of the sea.

- 2. Het verrichten van werkzaamheden als bedoeld in het eerste lid gebeurt zodanig dat in de zeebodem aanwezige leidingen en kabels niet worden beschadigd.
- 3. De werkzaamheden worden uitgevoerd volgens een door de exploitant opgesteld plan, dat tenminste de volgende gegevens bevat:
 - a. een omschrijving van de werkzaamheden;
 - b. een tijdschema voor het uitvoeren van de werkzaamheden;
 - c. een opgave van de bij de werkzaamheden in te zetten vaartuigen; en
 - d. een beschrijving van de maatregelen om het scheepvaartverkeer te waarschuwen.
- 4. Indien bij het verrichten van de in het eerste lid bedoelde werkzaamheden ernstige nadelige gevolgen voor het veilig of doelmatig gebruik van de zee dreigen op te treden of zijn opgetreden, wordt hiervan onmiddellijk mededeling gedaan aan Onze Minister en het Kustwachtcentrum.

Artikel 6.16f

- 1. Indien bij de oprichting van een windpark of bij andere werkzaamheden met betrekking tot windturbines in de Nederlandse exclusieve economische zone een archeologisch monument als bedoeld in artikel 1.1 van de Erfgoedwet of een vermoedelijk archeologisch monument wordt gevonden of een archeologische vondst als bedoeld in artikel 1.1 van de Erfgoedwet wordt aangetroffen, is artikel 5.10 van de Erfgoedwet van toepassing en zijn de artikelen 56, 58, eerste lid, en 59 van de Monumentenwet 1988, zoals die wet luidde voor inwerkingtreding van de Erfgoedwet, van overeenkomstige toepassing.
- 2. De exploitant stelt de gegevens voortvloeiend uit onderzoek naar de aanleg van een windpark ter beschikking aan Onze Minister van Onderwijs, Cultuur en Wetenschap, voor zover die gegevens informatie kunnen verschaffen over de aanwezigheid van archeologische monumenten dan wel vermoedelijke archeologische monumenten in of op de bodem van de territoriale zee of de Nederlandse exclusieve economische zone.

Artikel 6.16g

- 1. Een windturbine alsmede een andere installatie die deel uitmaakt van een windpark is voldoende sterk om de als gevolg van windsterkte, golfslag, zeestroming en gebruik van de turbine te verwachten krachten te weerstaan.
- 2. De exploitant verstrekt ten minste vier weken voor de ingebruikname van het windpark aan Onze Minister een verklaring dat de constructie en de bouw van de windturbines en andere installaties die deel uitmaken van het windpark voldoen aan het eerste lid.

- 2. Any work as referred to in the first subsection will take place in such a way that the pipes and cables already present on the sea floor will not be damaged.
- 3. The work will be carried out according a plan compiled by the operator, which contains the following details at least:
 - a. a description of the work to be carried out;
 - b. a timetable for the work to be carried out;
 - c. a statement of the vessels to be deployed during the work; and
 - d. a description of the measures to be used for warning other shipping traffic.
- 4. If, while carrying out the work referred to in the first paragraph, serious adverse consequences for the safe or effective use of the sea threaten to occur or have occurred, then these will be reported immediately to Our Minister and the Coastguard Centre.

Section 6.16f

- 1. If an actual or suspected archaeological site as defined in Section 1.1 of the Heritage Act (Erfgoedwet) or an archaeological find as defined in Section 1.1 of the Heritage Act is encountered during the establishment of a wind farm or during other activities pertaining to wind turbines located in the Exclusive Economic Zone of the Netherlands, Section 5.10 of the Heritage Act shall apply, as shall Sections 56, 58 (subsection 1) and 59 of the Monuments and Historic Buildings Act (Monumentenwet) (1988), which was in force before the Heritage Act became law.
- 2. The operator will make any data derived from investigations into the construction of a wind farm available to Our Minister of Education, Culture and Science, insofar as that data could provide information concerning the presence of archaeological monuments or what may possibly be archaeological monuments in or on the floor of the territorial sea or the Dutch Exclusive Economic Zone.

Section 6.16g

- 1. A wind turbine and any other installation that forms part of a wind farm must be sufficiently strong to withstand the expected forces resulting from wind forces, waves, sea currents and use of the turbine itself.
- 2. At least four weeks before putting the wind farm into operation, the operator will provide Our Minister with a statement confirming that the construction/ installation of the wind turbines and other balance of plant components forming part of the wind farm comply with the first paragraph.

- 3. Een verklaring als bedoeld in het tweede lid wordt opgesteld door een onafhankelijke deskundige die toetst aan een in de praktijk beproefd stelsel van normen die betrekking hebben op het ontwerp van installaties in een windpark.
- 4. Bij ministeriële regeling kunnen regels worden gesteld over de inhoud van een verklaring als bedoeld in het tweede lid.

Artikel 6.16h

- 1. Een windpark is ter waarborging van de veiligheid van het lucht- en scheepvaartverkeer voorzien van herkenningstekens en bakens.
- 2. De in het eerste lid bedoelde herkenningstekens en bakens voldoen aan IALA-aanbeveling O-139 (markering van kunstmatige offshore constructies) en aan de door de Britse luchtvaartautoriteit uitgegeven richtlijn CAP 764 (beleid en richtlijnen voor windturbines).
- 3. De ononderbroken werking van de in het eerste lid bedoelde bakens is gewaarborgd.
- 4. Het windpark is voorzien van controle-, waarschuwings- en besturingssystemen, inclusief de noodvoorziening voor het zowel ter plaatse als vanaf de wal kunnen bedienen en bewaken van het windpark.
- 5. De elektrische installaties en de kabels van het windpark voldoen aan NEN 1010, NEN-EN-IEC 61936-1 en NEN-EN 50522.
- 6. Bij ministeriële regeling worden regels gesteld omtrent de bij de toepassing van dit artikel in acht te nemen tekst van de in dit artikel genoemde niet-publiekrechtelijke regelingen.

Artikel 6.16i

- 1. De exploitant zorgt voor een goede staat van onderhoud van het windpark en onderzoekt daartoe periodiek de windturbines en overige voorzieningen, alsmede de veiligheidsvoorzieningen.
- 2. Onderhoud en onderzoek worden uitgevoerd volgens NEN 3840 en NEN 3140.
- 3. Indien wordt geconstateerd of het redelijk vermoeden bestaat dat een onderdeel of onderdelen van het windpark een gebrek bezitten, waardoor de veiligheid voor de omgeving in het geding is, neemt de exploitant passende maatregelen en, indien sprake is van direct gevaar voor de veiligheid van personen, wordt het windpark of het betreffende deel van het windpark onmiddellijk buiten werking gesteld.
- 4. De exploitant meldt een gebrek als bedoeld in het derde lid onmiddellijk aan Onze Minister.
- 5. Artikel 6.16h, zesde lid, is van overeenkomstige toepassing.

- 3. A statement as referred to in the second paragraph must be compiled by an independent expert who has carried out tests in accordance with a proven system of standards relating to the design and installation of a wind farm.
- 4. Rules can be drawn up by Ministerial Order concerning the contents of a statement as referred to in the second paragraph.

Section 6.16h

- 1. In order to ensure the safety of air traffic and shipping traffic, a wind farm will be equipped with identification marks and beacons.
- 2. The identification marks and beacons referred to in the first subsection must comply with the IALA recommendation O-139 (the marking of manmade offshore structures) and with the guideline published by the British Civil Aviation Authority CAP 764 (policy and guidelines on wind turbines).
- 3. The continuous working of the beacons referred to in the first paragraph must be ensured.
- 4. The wind farm must be provided with control, warning and operating systems, including emergency provisions for running and safeguarding the wind farm, both on site as well as from shore.
- 5. The electrical installations and the cables of the wind farm must comply with NEN 1010, NEN-EN-IEC 61936-1 and NEN-EN 50522.
- 6. Rules will be drawn up by Ministerial Order concerning the application of the text to be taken into consideration of this Section of the Regulations that are not governed by public law.

Section 6.16i

- 1. The operator is responsible for a good level of maintenance of the wind farm and for this purpose will periodically inspect the wind turbines and other provisions, as well as the security provisions.
- 2. Maintenance and inspection will be carried out according to NEN 3840 and NEN 3140.
- 3. If it is observed or there is reasonable suspicion that there is a fault or faults in a part or parts of the wind farm, whereby the safety of the surrounding area is threatened, the operator will take suitable measures and, if there is immediate danger to the safety of persons, then the wind farm or the relevant part of the wind farm will be taken out of operation immediately.
- 4. The operator will immediately report any fault or faults referred to in the third paragraph to Our Minister.
- 5. Section 6.16h, sixth paragraph, is equally applicable.

Artikel 6.16j

1. Een exportkabel ligt:
 - a. op een diepte van ten minste drie meter in de zeebodem voor dat deel van de kabel dat zich binnen een afstand van drie kilometer vanaf de laagwaterlijn, bedoeld in artikel 1 van de Wet grenzen Nederlandse territoriale zee, of de basislijn, bedoeld in artikel 2 van die wet, bevindt;
 - b. op een diepte van ten minste één meter in de zeebodem voor dat deel van de kabel dat zich op drie kilometer of meer van de in onderdeel a bedoelde lijn bevindt;
 - c. bij kruising van een vaargeul ten minste één meter beneden de door de beheerder van de vaargeul vastgestelde onderhoudsdiepte.
2. De exploitant onderzoekt periodiek de ligging van een exportkabel.

Artikel 6.16k

1. Indien zich een ongewoon voorval voordoet in of in de nabijheid van een windpark, welke een gevaar oplevert voor het milieu of voor de veiligheid op zee, treft de exploitant passende maatregelen ter bescherming van het milieu of de veiligheid.
2. De exploitant beschikt over een actueel plan dat een beschrijving bevat van de in het eerste lid bedoelde maatregelen.
3. Een plan als bedoeld in het tweede lid, bevat in ieder geval:
 - a. een vermelding van de in te zetten materialen;
 - b. de aanwijzing van de natuurlijke persoon of rechtspersoon die is belast met het verrichten van de in onderdeel a bedoelde werkzaamheden; en
 - c. de aanwijzing van de natuurlijke persoon of rechtspersoon die is belast is met het toezicht op het verrichten van de in onderdeel a bedoelde werkzaamheden.
4. De exploitant meldt een ongewoon voorval als bedoeld in het eerste lid onmiddellijk aan Onze Minister en het Kustwachtcentrum.
5. Onze Minister kan in geval van gevaar voor de veiligheid van personen een bevel geven tot het stil leggen van het windpark.
6. De exploitant verstrekt een plan binnen vier weken na actualisatie daarvan aan Onze Minister.

Section 6.16j

1. An export cable must lie:
 - a. at a depth of at least three metres under the sea floor for any part of the cable which is within a distance of three kilometres from the low-water mark as referred to in Section 1 of the Netherlands Territorial Sea (Demarcation) Act, or where the shoreline as referred to in Section 2 of that Act, is situated;
 - b. at a depth of at least one metre under the sea floor for any part of the cable which is situated at three kilometres or more from the shoreline referred to in part a;
 - c. at the point of crossing a seaway, at least one metre below the maintenance depth set by the manager of the seaway.
2. The operator will periodically inspect how the export cable is lying.

Section 6.16k

1. If an unusual occurrence occurs in or around a wind farm, which causes a danger to the environment or for safety at sea, the operator will take suitable protection measures.
2. The operator will maintain and have readily available an up-to-date plan setting out a description containing the measures referred to in the first paragraph.
3. A plan as referred to in the second paragraph will contain in any case:
 - a. a list of the materials to be deployed;
 - b. the instructions for the natural person or legal entity who is charged with carrying out the work referred to in part a; and
 - c. the instructions for the natural person or legal entity who is charged with the supervision of the work referred to in part a.
4. The operator will immediately report an unusual occurrence as referred to in the first paragraph to Our Minister and the Coastguard Centre.
5. In case of danger to the safety of persons, Our Minister can give an order to stop the operation of the wind farm.
6. The operator will provide Our Minister with a copy of a plan within four weeks after it has been updated.

Artikel 6.16l

1. Een niet meer in gebruik zijnde windpark of een niet meerin gebruik zijnde exportkabel wordt verwijderd.
2. Het eerste lid is van overeenkomstige toepassing op schroot en ander materiaal, dat ter plaatse of in de naaste omgeving is terechtgekomen bij het plaatsen, het onderhoud, het gebruik of het verwijderen van het windpark.
3. Het eerste lid is niet van toepassing, indien op grond van artikel 6.3, eerste lid, aanhef en onderdeel b, een vergunning is verleend.
4. Onze Minister kan in een voorschrift bepalen dat, in afwijking van het eerste lid, een exportkabel geheel of gedeeltelijk niet wordt verwijderd, indien verwijdering zou leiden tot schade aan het milieu of aan ander rechtmatig gebruik van de zeebodem.
5. Onze Minister kan een termijn vaststellen, waarbinnen aan de verplichting tot verwijdering moet zijn voldaan.
6. De exploitant verstrekt een plan als bedoeld in artikel 6.16e, derde lid, dat betrekking heeft op de verwijdering van een windpark of een exportkabel ten minste vier weken voor de aanvang van de werkzaamheden.
7. Nadat een windpark, kabels en schroot en ander materiaal zijn verwijderd, doet de exploitant daarvan onmiddellijk mededeling aan Onze Minister en overlegt daarbij gegevens waaruit dit blijkt.

Section 6.16l

1. A wind farm or an export cable that is no longer in use must be removed.
2. The first paragraph is equally applicable to scrap metal and other materials that are present on site or in the surrounding area as a result of the placement, maintenance, use or decommissioning of the wind farm.
3. The first paragraph does not apply if a permit has been granted on the grounds of Section 6.3, first paragraph, opening lines and part b.
4. Our Minister can determine in a Regulation that, contrary to the first subsection, an export cable does not need to be removed wholly or partly if decommissioning would lead to damage to the environment or to another rightful use of the sea floor.
5. Our Minister can set a time limit, within which the obligation for decommissioning must be complied with.
6. The operator will provide a plan as referred to in Section 6.16e, third paragraph, that relates to the decommissioning of a wind farm or an export cable at least four weeks before the start of the work.
7. After a wind farm, cables and scrap metal and other materials have been removed, the operator will report this immediately to Our Minister and will provide supporting data to illustrate that decommissioning is complete.



The creative commons license 4.0 apply to this material.

This document contains unofficial translations. They confer no rights and are provided for convenience purposes only. Whilst a great deal of care has been taken in compiling the contents of this document, Netherlands Enterprise Agency (RVO.nl) can not be held liable for any damages resulting from any inaccuracies and/or outdated information.

Contact

Netherlands Enterprise Agency (RVO.nl)
Croeselaan 15 | 3521 BJ | Utrecht | The Netherlands
P.O. box 8242 | 3503 RE | Utrecht | The Netherlands
T +31 (0) 88 042 42 42
E woz@rvo.nl
Site studies and Events: offshorewind.rvo.nl
Tenders: www.rvo.nl/windenergie-op-zee

February 2019

Netherlands Enterprise Agency (RVO.nl) is an agency of the Dutch Ministry of Economic Affairs and Climate Policy. Netherlands Enterprise Agency implements policy for various ministries in the areas of sustainability, agricultural, innovation and international business and cooperation. Netherlands Enterprise Agency is the contact point for businesses, knowledge institutions and government bodies for information and advice, funding, networks and legislation and regulations.