

Autoriteit Consument & Markt
T.a.v. de heer F.J.H. Don
Postbus 16326
2500 BH DEN HAAG

Anna van Buerenplein 43
2595 DA Den Haag
Postbus 90608
2509 LP Den Haag
Telefoon 070 - 2055 000
secretariaat@netbeheernederland.nl
www.netbeheernederland.nl

Ons kenmerk BR-2018-1478
Behandeld door [REDACTED]
Telefoon [REDACTED]
E-mail [REDACTED]@netbeheernederland.nl
Datum 14 september 2018

Onderwerp Codewijzigingsvoorstel implementatie van GL SO artikel 119

Geachte heer Don,

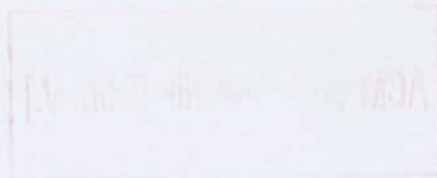
Hierbij ontvangt u een voorstel van de gezamenlijke netbeheerders tot wijziging van de voorwaarden zoals bedoeld in artikel 31, eerste lid, van de Elektriciteitswet 1998. Het voorstel betreft wijziging van de Netcode elektriciteit ter implementatie van artikel 6, derde lid, onderdeel e, gelezen in samenhang met de artikelen 119, 137, 152 en 157 van de Verordening (EU) 2017/1485 van de commissie van 26 augustus 2016 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen (hierna op basis van de Engelse titel afgekort als GL SO).

Dit voorstel is tevens te beschouwen als voorstel van TenneT zoals bedoeld in artikel 6, eerste lid van de GL SO.

Aanleiding tot het voorstel

De directe aanleiding voor het indienen van het onderhavige voorstel is de bepaling in de GL SO die voorschrijft dat op uiterlijk 14 september 2018 voorstellen bij de nationale toezichthouder moeten worden ingediend met betrekking tot:

- i) regelbeperkingen voor het gegenereerde werkzame vermogen overeenkomstig artikel 137, leden 3 en 4;
- ii) coördinatiemaatregelen waarmee wordt beoogd de FRCE terug te dringen als bepaald in artikel 152, lid 14;
- iii) maatregelen waarmee de FRCE wordt teruggedrongen door middel van aanpassingen in de productie of het verbruik van werkzaam vermogen van elektriciteitsproductie-eenheden en verbruikersinstallaties overeenkomstig artikel 152, lid 16;



iv) de FRR-dimensioneringsregels overeenkomstig artikel 157, lid 1.

Aangezien het hier nationale spelregels betreft, zullen deze zo mogelijk onderdeel van de nationale codes dienen te worden. In dit geval betreft dat de Netcode elektriciteit.

Hoofdlijn van het voorstel

Aan hoofdstuk 9 van de nieuwe Netcode elektriciteit wordt een artikel toegevoegd met de FRR-dimensioneringsregels.

De maatregelen waarmee de FRCE wordt teruggedrongen door middel van aanpassingen in de productie of het verbruik van werkzaam vermogen van elektriciteitsproductie-eenheden en verbruikersinstallaties zijn thans reeds onderdeel van de Systeemcode elektriciteit in de artikelen 2.2.5, onderdeel c, en 2.2.6 tot en met 2.2.12. In de nieuwe Netcode elektriciteit zijn dat de artikelen 9.20, tweede lid, onderdeel c, en 9.21.

Inhoud van het voorstel

Het feitelijke voorstel voor wijziging van de codeteksten is opgenomen in bijlage 1 bij deze brief. Onderhavig voorstel bouwt voort op het voorstel voor de implementatie van de NC RfG en de direct werkende bepalingen van de GL SO (brief d.d. 17 mei 2018, met kenmerk BR-2018-1386, ACM-zaaknummer ACM/18/032994, hierna: het RfG-voorstel). Met het RfG-voorstel worden de vigerende Netcode elektriciteit en Systeemcode elektriciteit samengevoegd tot één document, met de naam "Netcode elektriciteit". Met onderhavig voorstel wordt een nieuw artikel toegevoegd aan Hoofdstuk 9 aan deze nieuwe "Netcode elektriciteit", met daarin de FRR dimensioneringsregels.

Toelichting op het voorstel

Artikel 119 van de GL SO veronderstelt dat de vier genoemde zaken onderdeel uitmaken van de operationele overeenkomst van de verschillende TSO's van een LFC-blok. Het sluiten van een dergelijke overeenkomst is in Nederland niet nodig omdat TenneT de enige TSO is binnen het LFC-blok. Het is ook niet mogelijk omdat een partij geen overeenkomst met zichzelf kan sluiten. Omdat in artikel 6, derde lid, onderdeel e, van de GL SO voor de vier genoemde zaken expliciet wordt bepaald dat die ter goedkeuring aan de toezichthouder moeten worden aangeboden, is het onderhavige voorstel opgesteld. Hierna volgt voor elk van de vier genoemde zaken een aparte toelichting.

Regelbeperkingen voor het gegenereerde werkzame vermogen

In artikel 6, derde lid, onderdeel e, subonderdeel i, wordt verwezen naar artikel 137, derde en vierde lid van de GL SO. Deze artikelleden luiden als volgt:

3. Alle connecterende TSB's van een HVDC-interconnector hebben het recht om in de operationele overeenkomst van het LFC-blok gemeenschappelijke beperkingen te stellen aan de output van werkzaam vermogen van die HVDC-interconnector om de invloed op de vervulling van de FRCE-doelparameter van de geconnecteerde LFC-blokken te beperken door op- en afregelperioden en/of maximale op- en afregelsnelheden voor deze HVDC-interconnector overeen te komen. Deze gemeenschappelijke beperkingen zijn niet van toepassing op onbalansnetting, frequentiekoppeling en activering van grensoverschrijdende FRR en RR via HVDC-interconnectoren. Alle TSB's van een synchrone zone coördineren deze maatregelen binnen de synchrone zone.

4. Alle TSB's van een LFC-blok hebben het recht om in de operationele overeenkomst van het LFC-blok de volgende maatregelen op te nemen om de vervulling van de FRCE-doelparameter van het LFC-blok te ondersteunen en deterministische frequentieafwijkingen te beperken, rekening houdend met de technologische restricties van elektriciteitsproductie-eenheden en verbruikseenheden:

- a) verplichtingen inzake op- en afregelperioden en/of maximale op- en afregelsnelheden voor elektriciteitsproductie-eenheden en/of verbruikseenheden;
- b) verplichtingen inzake individuele op- en afregelstarttijden voor elektriciteitsproductie-eenheden en/of verbruikseenheden binnen het LFC-blok, en
- c) coördinatie van het op- en afregelen tussen elektriciteitsproductie-eenheden, verbruikseenheden en verbruik van werkzaam vermogen binnen het LFC-blok.

Voor zover deze bepalingen specifiek zien op de HVDC-verbindingen is dit al geregeld in de in de operationele overeenkomsten tussen TenneT enerzijds en BritNed en NorNed anderzijds. Iets vergelijkbaars wordt momenteel voor de in aanleg zijnde Cobrakabel uitgewerkt.

Ter illustratie volgt hier de desbetreffende tekst uit de "Operating Protocol BritNed":

3.25 Under Normal operating conditions the BritNed interconnector will not exceed a ramp rate of 100MW/min measured at the receiving end. This is a mandatory requirement of the Bi-Lateral Connection Agreement (BCA) between NGET and BritNed.

3.26 Under Not Normal operating conditions the ramp rate to be used is stated within the relevant section of this Operating Protocol. However, if different ramp rates are specified by either TSO's during any process, the lower of the two must be implemented.

En uit de "NorNed System Operation Agreement Annex E":

Maximum ramping rate is 140 MW/minute. [...]

Algemene regels voor op- en afregelbeperkingen van interconnectoren tussen synchrone gebieden zullen in de "operationele overeenkomsten voor synchrone zones" op basis van artikel 118 van de GL SO geregeld worden. Er is hiervoor derhalve ons inziens geen codewijziging nodig.

Coördinatiemaatregelen waarmee wordt beoogd de FRCE terug te dringen

In artikel 6, derde lid, onderdeel e, subonderdeel ii, wordt verwezen naar artikel 152, veertiende lid van de GL SO. Dit artikellid luidt als volgt:

14. De monitorverantwoordelijke voor het LFC-blok is verantwoordelijk voor het vaststellen van schendingen van de in de leden 12 en 13 bedoelde grenzen, en:

- a) stelt de andere TSB's van het LFC-blok daarvan in kennis, en
- b) neemt samen met de TSB's van het LFC-blok gecoördineerde maatregelen om de FRCE te reduceren, welke maatregelen worden gespecificeerd in de operationele overeenkomst van het LFC-blok.

Deze bepaling betreft duidelijk de situatie dat er meer dan één TSO in een LFC-blok actief is. Dat is in Nederland niet het geval. Dus is het niet nodig en niet mogelijk om invulling aan deze bepaling te geven. Een codewijziging is dus niet nodig.

Maatregelen waarmee de FRCE wordt teruggedrongen door middel van aanpassingen in de productie of het verbruik van werkzaam vermogen van elektriciteitsproductie-

eenheden en verbruikersinstallaties

In artikel 6, derde lid, onderdeel e, subonderdeel iii, wordt verwezen naar artikel 152, zestiende lid van de GL SO. Dit artikellid luidt als volgt:

16. De TSB's van een LFC-blok specificeren in de operationele overeenkomst van dat LFC-blok maatregelen ter beperking van de FRCE door middel van wijzigingen in de productie of het verbruik van werkzaam vermogen van elektriciteitsproductie-eenheden en verbruikseenheden binnen hun zone.

De hier bedoelde maatregelen zijn op dit moment reeds vastgelegd in de artikelen 2.2.5, onderdeel c, en 2.2.6 tot en met 2.2.12 van de Systemcode elektriciteit. In de nieuwe Netcode elektriciteit op basis van het RfG-voorstel zijn dat de artikelen 9.20, tweede lid, onderdeel c, en 9.21. Deze tekst luiden als volgt:

Artikel 9.20

(...)

2. (...)

c. indien de in onderdeel a genoemde maatregelen niet tot herstel van de balans leiden en naar zijn oordeel een verstoorde bedrijfstoestand ontstaat of dreigt te ontstaan, draagt hij beheerders van hem nog niet ter beschikking gesteld vermogen van elektriciteitsproductie-eenheden met een maximumcapaciteit van 5 MW of meer op om dit vermogen op dan wel af te (doen) regelen of in dan wel uit bedrijf te (doen) nemen, één en ander met inachtneming van het bepaalde in artikel 9.21. De andere netbeheerders en de programmaverantwoordelijken worden door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet onverwijld bericht dat deze situatie is ontstaan.

(...)

9.21

1. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet geeft een opdracht als bedoeld in artikel 9.20, tweede lid, onderdeel c, telefonisch.
2. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet kondigt de opdracht tevoren aan en verstrekt daarbij een toelichting. Deze toelichting wordt, zonodig achteraf, schriftelijk bevestigd.
3. Indien de situatie dermate spoedeisend is dat de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de opdracht niet tevoren kan aankondigen, licht hij de opdracht en de reden voor het achterwege laten van een voorafgaande aankondiging achteraf schriftelijk alsnog toe.
4. De opregeling onderscheidenlijk inbedrijfname dient binnen de tijd die technisch mogelijk is te zijn uitgevoerd.
5. Indien de opdracht is gegeven aan een of meer andere netbeheerders, ontvangt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet een telefonische terugmelding van hetgeen door de andere netbeheerder of netbeheerders is gedaan ter uitvoering van de opdracht.

Door middel van deze reeds bestaande codeteksten is voldoende invulling gegeven aan artikel 152, zestiende lid van de GL SO. Er zijn geen aanvullende codeteksten nodig.

FRR-dimensioneringsregels

In artikel 6, derde lid, onderdeel e, subonderdeel iv, wordt verwezen naar artikel 157, eerste lid van de GL SO. Dit artikellid luidt als volgt:

1. Alle TSB's van een LFC-blok stellen in de operationele overeenkomst van het LFC-blok FRR-dimensioneringsvoorschriften vast.

Welke elementen de FRR dimensioneringsregels dienen te bevatten, is opgesomd in het tweede lid van artikel 157. Overigens, "FRR" is een in de Nederlandse vertaling van de GL SO gedefinieerd begrip en is de afkorting van het Engelse begrip "frequency restoration reserves". Deze FRR dimensioneringsregels maken thans nog geen deel uit van de Nederlandse codes. Daarom wordt voorgesteld om een nieuw artikel op te nemen in hoofdstuk 9 van de nieuwe Netcode elektriciteit waarin deze regels zijn uitgewerkt. De tekst voor dit nieuwe artikel is opgenomen in bijlage 1. Deze tekst is gebaseerd op een studie waarvan de resultaten zijn opgenomen in bijlage 2.

Alternatieven voor (onderdelen van) het codewijzigingsvoorstel

Aangezien hier sprake is van implementatie van bepalingen uit een Europese verordening, is niet gekeken naar alternatieven. Er is geen sprake van inhoudelijke wijzigingen die niet voortvloeien uit de Europese verordeningen.

Consequenties van het voorstel voor aangesloten en eventuele andere betrokkenen

De nieuwe codetekst heeft betrekking op de FRR dimensioneringsregels. Dit betreft regels die voorschrijven hoeveel FRR TenneT dient in te kopen. Er zijn geen aanwijzingen dat de hoeveelheid in te kopen FRR door deze nieuwe regels op de korte termijn ook daadwerkelijk zal verschillen van de hoeveelheid FRR die TenneT thans reeds inkoop. Er zijn dus geen consequenties voor aangesloten. Dit voorstel zorgt er voor dat een en ander meer transparant wordt. Op de langere termijn zou de nieuwe methode kunnen leiden tot de noodzaak van het inkopen van meer FRR door TenneT dan bij de huidige methode.

Samenhang met andere codewijzigingsdossiers

Onderhavig voorstel heeft met name raakvlak met het RfG-voorstel. Het onderhavige voorstel geeft namelijk een aanvulling op hoofdstuk 9 van de nieuwe "Netcode elektriciteit" zoals die is voorgesteld door middel van het RfG-voorstel.

Om te voorkomen dat er, nog voordat de nieuwe Netcode elektriciteit met de nieuwe structuur voor de eerste maal is vastgesteld, al tussengevoegde artikelen komen, geven wij u in overweging om in het besluit over het RfG-voorstel de artikelen 9.25 tot en met 9.28 één nummer op te schuiven. Dan kan het door middel van het onderhavige voorstel in te voegen artikel nummer 9.25 krijgen.

Er is geen interactie tussen het onderhavige voorstel en de overige codewijzigingsvoorstellen die momenteel bij ACM in behandeling zijn.

Toetsing aan artikel 36 van de Elektriciteitswet 1998

Onderhavig voorstel is een rechtstreeks uitvloeisel van Verordening (EU) 2017/1485 (GL SO). Op zijn beurt is deze Verordening weer een uitvloeisel van Richtlijn nr. 2009/72/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot intrekking van Richtlijn 2003/54/EG (Pb EU 2009, L 211) en van Verordening nr. 714/2009 van het Europees

Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende de voorwaarden voor toegang tot het net voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit en tot intrekking van Verordening (EG) nr. 1228/2003 (Pb EU 2009, L 211). Daarmee is het voorstel in lijn met de onderdelen h en i van artikel 36 van de Elektriciteitswet 1998.

Gevolgde procedure

Het voorstel is op grond van artikel 11 van de GL SO onderworpen geweest aan een publieke consultatie van 19 juli tot en met 31 augustus 2018. Deze consultatie heeft geen reacties opgeleverd.

Het complete voorstel is daarnaast ook behandeld in het GEN op 6 september 2018. In deze bijeenkomst is geen commentaar op het voorstel ontvangen. Wel zijn enkele verhelderingsvragen gesteld. Deze hebben geen aanleiding gegeven tot aanpassing van het voorstel.

Het op dit voorstel betrekking hebbende deel van het verslag van de GEN-bijeenkomst zal na vaststelling van het GEN-verslag volgens de reglementair voorgeschreven procedure zo spoedig mogelijk worden nagezonden.

Besluitvorming en inwerkingtreding

Onderhavig voorstel bouwt voort op de codeteksten die zijn voorgesteld voor de nieuwe "Netcode elektriciteit" door middel van het RfG-voorstel. Gelet op deze samenhang met het RfG-voorstel is besluitvorming over onderhavig voorstel pas mogelijk tegelijk met of na besluitvorming over het RfG-voorstel.

Uiteraard zijn wij desgewenst graag bereid tot een nadere toelichting op het voorstel. U kunt daartoe contact opnemen met de heer [REDACTED] van ons bureau (gegevens zie briefhoofd) of met de heer [REDACTED] van TenneT ([REDACTED]@tennet.eu).

Met vriendelijke groet,

[REDACTED]

[REDACTED]

Bijlage 1 Voorgestelde codetekst

Aan hoofdstuk 9 van de nieuwe Netcode elektriciteit wordt na artikel 9.24 een nieuw artikel 9.24a *) toegevoegd dat als volgt luidt:

Artikel 9.24a

1. De netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet bepaalt voor de komende dimensioneringsperiode de verwachte benodigde reservecapaciteit in de vorm van FRR op basis van de hoogste uitkomst van elk van de volgende drie methoden:
 - a. door vast te stellen wat de grootst mogelijke uitval is in zowel positieve als negatieve richting die wordt veroorzaakt door één elektriciteitsproductie-eenheid, één verbruiksinstallatie, één HVDC-interconnector of één wisselstroomverbinding;
 - b. door vast te stellen wat de benodigde reserves waren geweest om in 99% van de onbalansverrekeningsperiodes de onbalansen van het LFC-blok op te kunnen lossen gedurende de periode van een volledig jaar dat niet eerder is beëindigd dan een half jaar voorafgaand aan de berekeningsdatum;
 - c. door het resultaat van de in onderdeel b omschreven historische onbalansen van het LFC-blok te corrigeren voor de significante veranderingen in te verwachten toekomstige onbalansen van het LFC-blok.
2. Voor de toepassing van het eerste lid, onderdeel c, hanteert de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de procedure die bestaat uit de volgende stappen:
 - a. de identificatie van veroorzakers van onbalansen van het LFC-blok;
 - b. de bepaling van toekomstige veranderingen;
 - c. de toepassing van het regressiemodel;
 - d. de toepassing van het voorspellingmodel;
 - e. de toepassing van de convolutie met ruis;
 - f. de bepaling van de opregel- en afregelbehoefte.
3. Bij de in het tweede lid, onderdeel a, bedoelde identificatie van veroorzakers van onbalansen van het LFC-blok:
 - a. beschouwt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de mogelijk verklarende variabelen voor veroorzakers van onbalansen van het LFC-blok, zoals bijvoorbeeld:
 - 1°. de uitval van grootschalige elektriciteitsproductie-eenheden;
 - 2°. de voorspelfout van de belasting;
 - 3°. de hoeveelheid opgesteld zonvermogen;
 - 4°. een snelle windvermogensverandering per onbalansverrekeningsperiode;
 - 5°. het aantal met het net verbonden elektrisch voertuigen;
 - b. bepaalt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet door middel van een statistische analyse of de mogelijk verklarende variabelen daadwerkelijk een significant verband laten zien met de onbalansen van het LFC-blok;
 - c. is sprake van een significant verband als genoemd in onderdeel b indien in een enkelvoudige lineaire kleinste-kwadraten regressieanalyse een P-waarde gevonden wordt die kleiner is dan 0,05 en een R² waarde die groter is dan 0,01;
 - d. wordt bij een niet-significant verband de desbetreffende mogelijk verklarende variabele uit het model gefilterd.
4. Bij de in het tweede lid, onderdeel b, bedoelde bepaling van toekomstige veranderingen:
 - a. bepaalt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet welke mogelijk verklarende variabelen er veranderen in de komende dimensioneringsperiode, ten opzichte van de in het eerste lid, onderdeel b, bedoelde periode;
 - b. gebruikt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet voor de in onderdeel a bedoelde bepaling het jaarlijks door hem gepubliceerde document "Monitoring leveringszekerheid" en eventuele andere relevante brondocumenten;
 - c. worden mogelijk verklarende variabelen die geen significante verandering ondergaan uit het model gefilterd.
5. Bij de in het tweede lid, onderdeel c, bedoelde toepassing van het regressiemodel:
 - a. neemt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet persistentie aan voor alle mogelijk verklarende variabelen die óf gelijk blijven in de komende dimensioneringsperiode ten opzichte van de in het eerste lid, onderdeel b, bedoelde periode, óf geen significant verband laten zien met de onbalansen van het LFC-blok en worden voor deze mogelijk verklarende variabelen de historische onbalansen van het LFC-blok als beste voorspeller gezien voor de te voorspellen onbalansen van het LFC-blok;
 - b. gebruikt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de n mogelijk verklarende variabelen die zowel veranderen als een significant verband laten zien met de onbalansen van het LFC-blok als onafhankelijke variabelen X₁...X_n in een meevoudige lineaire kleinste-kwadraten regressieanalyse;
 - c. test de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet of deze onafhankelijke variabelen onderling niet een te grote afhankelijkheid laten zien met behulp van de Variance Inflation Factor, waarbij een bepaalde onafhankelijke variabele X_i niet mee wordt genomen wanneer deze een Variance Inflation Factor heeft die groter is dan 5;
 - d. doet de regressieanalyse een verklaring van de historische onbalansen van het LFC-blok op basis van de onafhankelijke variabelen, die wordt aangeduid met de afhankelijke variabele Y_H, aan de hand van de onafhankelijke variabelen X₁...X_n door parameters a_i voor i=1..n, constante c en residu ε te vinden, zodanig dat de som van de kwadraten van het residu ∑ e² minimaal is in het volgende regressiemodel:
$$Y_H = \sum_{i=1}^n a_i \cdot X_i + c + \varepsilon$$
6. Bij de in het tweede lid, onderdeel d, bedoelde toepassing van het voorspellingmodel:
 - a. vertaalt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet het in artikel 5 toegepaste regressiemodel naar een voorspellingmodel door te bepalen met welke factor de onafhankelijke variabelen verwacht worden te veranderen in de komende dimensioneringsperiode ten opzichte van de in het eerste lid, onderdeel b, bedoelde periode.
 - b. wordt de in onderdeel a bedoelde factor bepaald uit dezelfde bron als genoemd in artikel 4, onderdeel b en wordt aangeduid met k, voor i=1..n.
 - c. worden de onbalansen van het LFC-blok voor de komende dimensioneringsperiode Y_F voorspeld in het volgende voorspellingmodel:

Bijlage 1 Voorgestelde codetekst

$$Y_F = \sum_{i=1}^n k_i \cdot a_i \cdot X_i + c + \varepsilon$$

7. Bij de in het tweede lid, onderdeel e, bedoelde toepassing van de convolutie met de ruis:
- bepaalt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de ruis R als het verschil van de vijfminutengemiddelde waarden van de onbalansen van het LFC-blok uit de in het eerste lid, onderdeel b, bedoelde periode met het vijftienminutengemiddelde waarden van de onbalansen van een LFC-blok van dezelfde periode;
 - bepaalt de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de kansdichtheidsfunctie $f_R(o)$ van de ruis R , waarbij o de onbalans van het LFC-blok representeert binnen de kansdichtheidsfunctie;
 - convolueert de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet de in onderdeel b bedoelde kansdichtheidsfunctie $f_R(o)$ met de kansdichtheidsfunctie $f_{YF}(o)$ van de in het zesde lid, onderdeel c bedoelde onbalansen van het LFC-blok voor de komende dimensioneringsperiode Y_F ;
 - het resultaat van de in onderdeel c bedoelde convolutie is de voorspelling van de kansdichtheidsfunctie van de onbalansen van het LFC-blok op vijfminutenbasis $f_{YF,5m}(o)$:

$$f_{YF,5m}(o) = (f_{YF} * R)(o)$$

8. Voor de in het tweede lid, onderdeel f, bedoelde bepaling van de afregel- en opregelbehoefte:
- berekent de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet het 0,5° en het 99,5° percentiel van de in het zevende lid bepaalde onbalansen van het LFC-blok op vijfminutenbasis $f_{YF,5m}(o)$;
 - vormt het 0,5° percentiel de afregelbehoefte voor de komende dimensioneringsperiode;
 - vormt het 99,5° percentiel de opregelbehoefte voor de komende dimensioneringsperiode.

*) Het is natuurlijk niet leuk om nog voor de nieuwe Netcode elektriciteit is vastgesteld alweer met tussengevoegde artikelen te gaan werken. Dit kan worden voorkomen als ACM in het besluit over het RfG-voorstel de artikelen 9.25 tot en met 9.28 één nummer opschuift. dan kan het hierboven voorgestelde artikel nummer 9.25 krijgen.

Probabilistische methodiek ter dimensionering van FRR

Overeenkomstig artikel 157 van het SO-GL [1], dimensioneert TenneT de behoefte aan frequentie herstelreserves (FRR) op basis van een deterministische, een stochastische en een probabilistische methode. Van deze drie methodes wordt de hoogste als uitgangspunt genomen voor de vereiste hoeveelheid FRR. Dit document beschrijft de probabilistische methodiek die TenneT uitvoert.

Specificaties

In overeenstemming met de deterministische en de stochastische methode, wordt de probabilistische methode halfjaarlijks uitgevoerd. Conform artikel 157.2a) wordt voor de probabilistische methodiek één jaar aan historische gegevens gebruikt, die niet eerder dan zes maanden voor de berekeningsdatum eindigen. Verder is in dit artikel opgenomen dat een streekproef van deze gegevens ten minste de frequentiehersteltijd moet bestrijken. Hierom is gekozen de gegevens op kwartierbasis te gebruiken. In het vervolg van dit document wordt de periode waaruit de historische gegevens worden gebruikt, aangeduid als *de peil-periode*, en de periode waarvoor wordt gedimensioneerd, aangeduid als *de zicht-periode*. In de methodiek is er verder voor gekozen om de onbalans op systeemniveau (het niveau waarop TenneT verantwoordelijk is) te definiëren als de netto PV-onbalans. De netto PV-onbalans wordt gepubliceerd op de website van TenneT [2], onder het kopje 'Historie PV Onbalans'. Deze keuze is gemaakt om de methodiek zo transparant en eenvoudig mogelijk te houden, daar de zuivere open loop area control error (ACE_{OL})¹ waarden niet openbaar zijn. Daarnaast wordt voor het uitvoeren van de stochastische methode ook de netto PV-onbalans gebruikt. Het verschil tussen beide waarden is dat in de netto PV-onbalans alleen de onbalans meegenomen wordt waarvoor PV-partijen verantwoordelijk zijn. De bijdrage van primaire reserves en onbalans veroorzaakt door een verstoring in HVDC-kabels zijn dus niet in de netto PV-onbalans verwerkt, maar wel in de ACE_{OL} .

Interpretatie deterministische, stochastische en probabilistische methodes

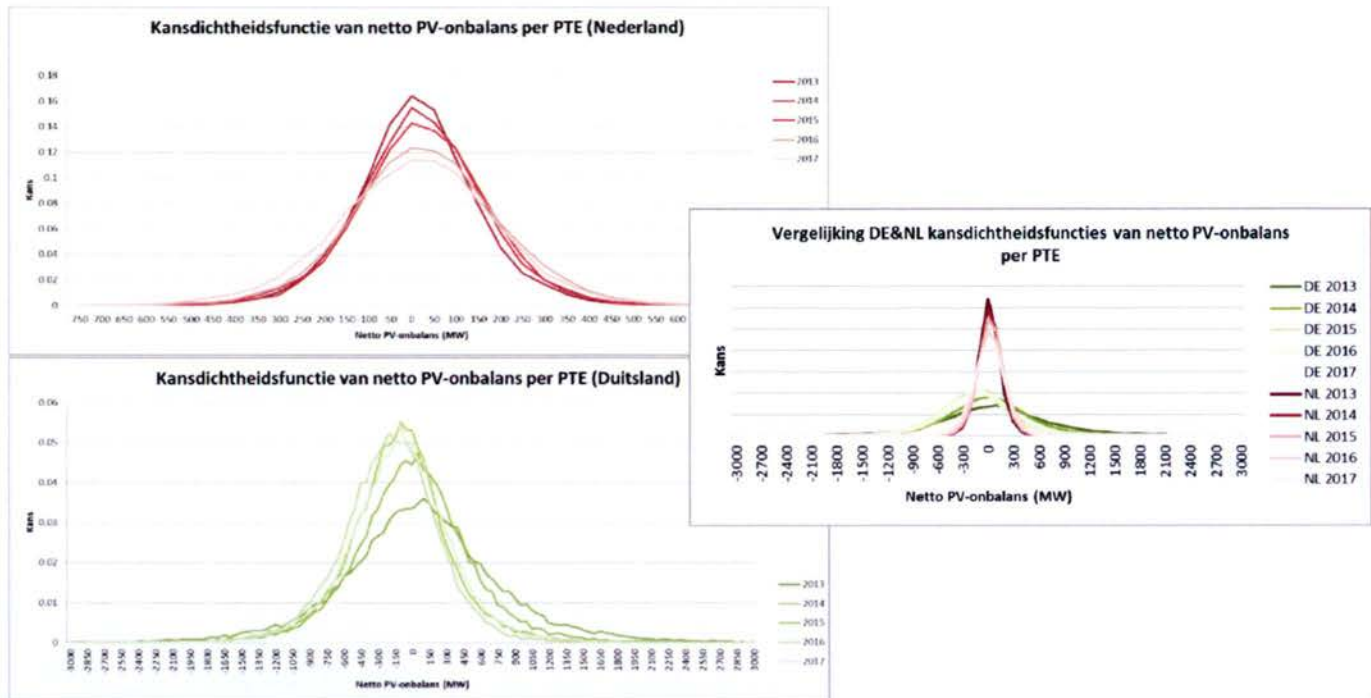
Voor de deterministische methode, beschreven in artikel 157.2d/f, moet worden bepaald wat de grootste mogelijke uitval is, zowel in positieve als negatieve richting. Er moeten genoeg reserves worden gecontracteerd om de onbalans op te vangen die wordt gecreëerd door deze uitval.

¹De ACE_{OL} is gedefinieerd als de som van de FRCE, FRR-activering en RR-activering binnen het LFC-blok en de onbalansnettingvermogensuitwisseling, de frequentieherstelvermogensuitwisseling en de vervangingsvermogensuitwisseling van dat LFC-blok met andere LFC-blokken. Zie Artikel 3.2.138 in [1]

De stochastische methode die TenneT uitvoert, conform artikel 157.2h&i), bepaalt de vereiste hoeveelheid reservecapaciteit op basis van dezelfde historische gegevens als vermeld in de vorige paragraaf. Binnen de distributie van onbalansen in de peil-periode, moet zowel de positieve als de negatieve onbalans voor 99% van de tijd kunnen worden gedekt door de hoeveelheid gedimensioneerde FRR. Bij deze methodiek wordt de onbalans uit de peil-periode gehanteerd als benadering voor de onbalans uit de zicht-periode: er wordt persistentie van de eventueel onderliggende verklarende variabelen verondersteld.

De probabilistische methodiek verschilt van de stochastische methodiek in die zin dat voor de probabilistische methodiek verwachte significante veranderingen (ten opzichte van persistentie in de stochastische methodiek) in de distributie van onbalansen en andere relevante beïnvloedende factoren van de zicht-periode moeten worden meegenomen, zoals vermeld in artikel 157.2b). Dit houdt in dat, op basis van gegevens uit de peil-periode, een voorspelling moet worden gedaan voor de distributie van de onbalans voor de zicht-periode. Voor deze voorspelde distributie van onbalans zal dan ook voldoende FRR moeten worden gecontracteerd, opdat 99% van de tijd deze onbalans kan worden gedekt.

De toegevoegde waarde van een probabilistische methodiek ten opzichte van een stochastische methodiek is zichtbaar in Figuur 1. In deze figuur is de distributie van de kwartierwaardes van de onbalans voor de jaren 2013 tot en met 2017 weergegeven, aan de bovenzijde voor Nederland, en voor Duitsland onder. In de figuur is te zien dat de distributie van onbalans voor Nederland in de afgelopen jaren 'platter' is geworden, wat betekent dat er elk jaar (absoluut gezien) een grotere onbalans is waargenomen, zowel in positieve als negatieve richting. Hieruit blijkt dat dimensioneren louter op basis van de historische distributie van onbalans (de stochastische methodiek) kan resulteren in een te lage hoeveelheid gecontracteerde reserves, wat vervolgens kan leiden tot het niet behalen van de FRCE- doelparameters (zie artikel 128 van het SO-GL [1]). Uit de figuur blijkt echter ook de complexiteit van het voorspellen van de distributie van onbalans. Een op het eerste oog logisch lijkende hypothese dat de toename in onbalans in Nederland te wijten is aan bijvoorbeeld een grotere hoeveelheid hernieuwbare opwek, hoeft niet kloppend te zijn. Kijkend naar de distributie van onbalans in Duitsland, is namelijk te zien dat daar de grootte van de onbalans juist is afgenomen in de afgelopen jaren, terwijl daar evengoed een stijging in de hoeveelheid hernieuwbare opwek te zien was. Het is daarom van belang om nauwkeurig te identificeren welke en in hoeverre bepaalde factoren bijdragen aan het veroorzaken van onbalans.



Figuur 1: Distributie van netto PV-onbalans (MW) per PTE in de jaren 2013-2017 voor Nederland (boven) [2], Duitsland (onder) [3] en gezamenlijk (rechts).

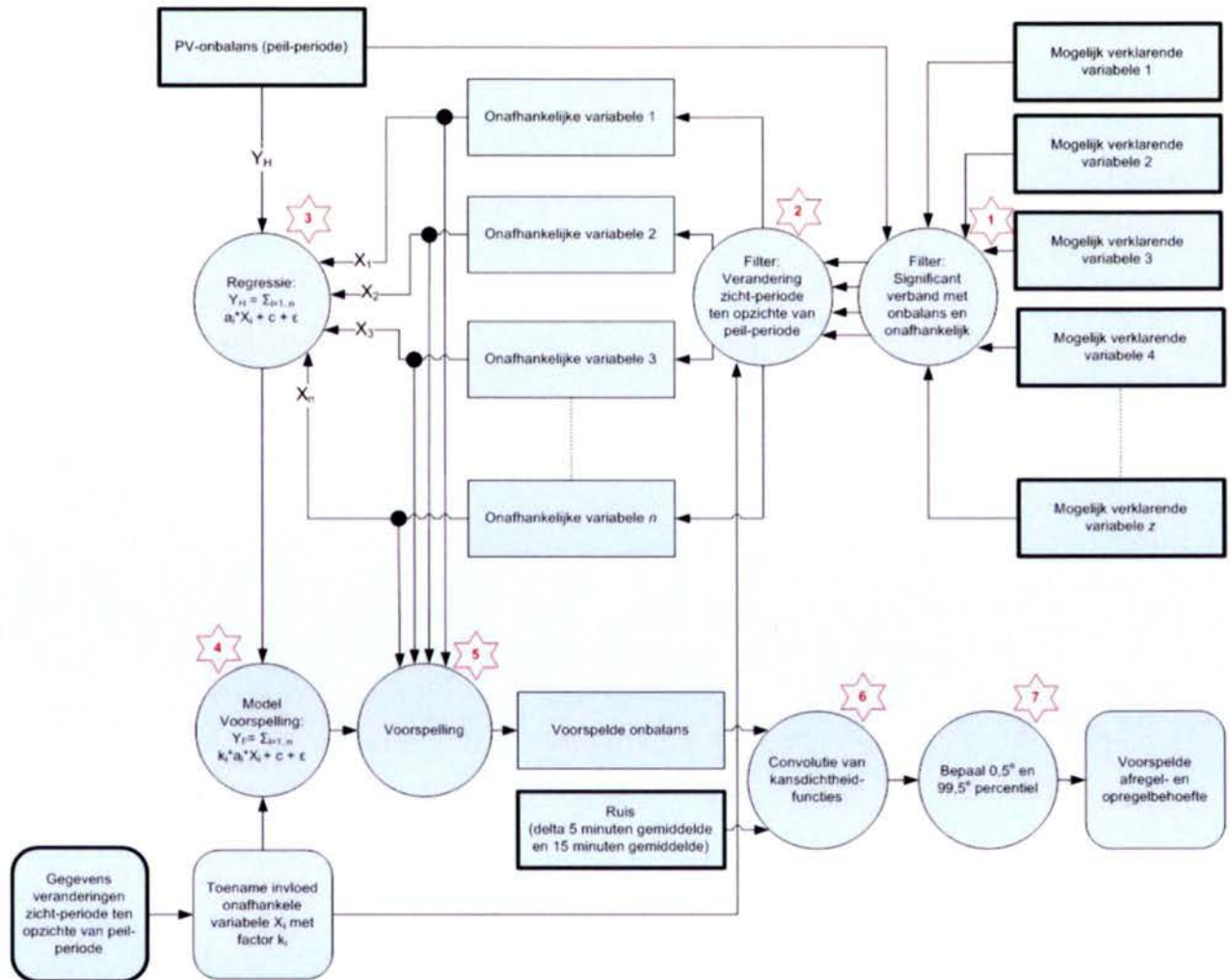
Beschrijving Methodiek

De probabilistische methodiek die TenneT voorstelt voor het dimensioneren van FRR, is dus gebaseerd op een voorspelling van de distributie van de onbalans in de zicht-periode. Deze voorspelling wordt gedaan door middel van een regressieanalyse. De uitvoering hiervan bestaat uit een aantal stappen, die hieronder worden beschreven en schematisch zijn weergegeven in Figuur 2.

Stap 1 – Identificatie van veroorzakers van onbalans

Allereerst worden mogelijke veroorzakers van onbalans geïdentificeerd. Hierbij kan bijvoorbeeld worden gedacht aan de uitval van een grootschalige productie-eenheid, een voorspelfout van de belasting, de hoeveelheid opgesteld zonvermogen of een snelle windvermogensverandering ($\Delta MW/PTE$). Eveneens kan er worden gekeken naar in de toekomst mogelijk relevante factoren, zoals bijvoorbeeld het aantal elektrische voertuigen dat aan het net verbonden is in Nederland. Vervolgens wordt door middel van een statistische analyse bepaald of de mogelijk verklarende variabelen daadwerkelijk een significant verband laten zien met de onbalans. Om deze analyse uit te kunnen voeren, is het noodzakelijk dat er volledige en betrouwbare gegevens beschikbaar zijn over deze mogelijk verklarende variabelen. Deze gegevens kunnen bijvoorbeeld komen van het ENTSO-E Transparency Platform [4] of van de website van TenneT [2]. Er is voor gekozen te spreken van een significant verband als in een enkelvoudige lineaire kleinste-kwadraten regressieanalyse een P-waarde gevonden wordt kleiner dan 0,05 en een R^2 waarde van groter dan 0,01 (gebaseerd op [5],

waarbij vanaf een waarde van R^2 groter dan 0,01 wordt gesproken van een zwakke correlatie). Bij een niet-significant verband worden deze mogelijk verklarende variabelen uit het model gefilterd.



Figuur 2: Schematische weergave van de uitvoer van de probabilistische methodiek. Rechthoeken symboliseren gegevensvectoren, cirkels symboliseren bewerkingen, afgeronde vierkanten symboliseren parameters en sterren symboliseren de stappen. Input voor de methode is dik omrand.

Stap 2 – Toekomstige veranderingen

In de tweede stap wordt er bepaald welke mogelijk verklarende variabelen er veranderen in de zicht-periode, ten opzichte van de peil-periode. Het document monitoring leveringszekerheid (zie [6] voor de editie van 2017) dat elk jaar door TenneT wordt gepubliceerd kan hierbij als uitgangspunt worden genomen. Wanneer dit document onvoldoende benodigde informatie levert, kunnen ook andere bronnen hiervoor worden geraadpleegd. Mogelijk verklarende variabelen die geen significante verandering ondergaan, worden ook uit het model gefilterd.

Stap 3 – Regressiemodel

Voor alle mogelijk verklarende variabelen die óf gelijk blijven in de zicht-periode ten opzichte van de peil-periode, óf geen significant verband laten zien met de onbalans, wordt persistentie aangenomen. Dit houdt in dat voor deze mogelijk verklarende variabelen de historische onbalans als beste voorspeller wordt gezien voor de te voorspellen onbalans.

De n mogelijk verklarende variabelen die zowel veranderen als een significant verband laten zien met de onbalans, worden gebruikt als onafhankelijke variabelen $X_1 \dots X_n$ in een meervoudige lineaire kleinste-kwadraten regressieanalyse. Het is hierbij van belang dat deze onafhankelijke variabelen onderling een niet een te grote afhankelijkheid laten zien. Dit kan worden getest met behulp van de Variance Inflation Factor, waarbij er is gekozen om een extra onafhankelijke variabele X_i niet mee te nemen wanneer deze een Variance Inflation Factor heeft die groter is dan 5, waarbij [7] wordt gevolgd. De regressieanalyse probeert de historische onbalans, die wordt aangeduid met de afhankelijke variabele Y_H , te voorspellen aan de hand van de onafhankelijke variabelen $X_1 \dots X_n$. Dit wordt gedaan door parameters a_i voor $i=1..n$, constante c en residu ε te vinden, zodanig dat de som van de kwadraten van het residu $\sum \varepsilon^2$ minimaal is in het volgende regressiemodel:

$$Y_H = \sum_{i=1}^n a_i \cdot X_i + c + \varepsilon$$

Zie de paragraaf 'Overzicht variabelen, parameters en constanten' aan het eind van dit document voor een nadere uitleg over deze waardes.

Stap 4 - Voorspelmodel

Vervolgens wordt het regressiemodel vertaald naar een voorspellingsmodel. Hiervoor wordt allereerst bepaald met welke factor de onafhankelijke variabelen verwacht worden te veranderen in de zicht-periode, ten opzichte van de peil-periode. Deze factor kan worden bepaald uit dezelfde bron als die werd gebruikt in Stap 2 en wordt aangeduid met k_i voor $i=1..n$. De onbalans voor de zicht-periode Y_F wordt nu voorspeld in het volgende voorspellingsmodel:

$$Y_F = \sum_{i=1}^n k_i \cdot a_i \cdot X_i + c + \varepsilon$$

Stap 5 - Voorspelling

Dit model voorspelt nu wat de onbalans in de peil-periode zou zijn geweest, als de significante veranderingen ten opzichte van de zicht-periode al hadden plaatsgevonden in de peil-periode.

Stap 6 – Convolutie met ruis

De vector Y_F is een voorspelling voor de zicht-periode van de netto PV-onbalans, wat een gemiddelde waarde is over 15 minuten. Binnen dit kwartier kan de onbalans echter nog om dit gemiddelde schommelen.

Deze schommeling wordt in dit document aangeduid als *ruis*. Om ook genoeg FRR te dimensioneren voor deze schommelingen, is het noodzakelijk te bepalen hoe groot deze ruis is. Hiervoor worden de 5 minuten-gemiddelde waarden van de ACE_{OL} uit de peil-periode vergeleken met het 15 minuten-gemiddelde van de ACE_{OL} . Dit wordt gebruikt als benadering van de ruis van de netto PV-onbalans, daar deze waarde alleen op 15 minuten-basis beschikbaar is. Van deze ruis R wordt de kansdichtheidsfunctie $f_R(pvo)$ bepaald, waarbij pvo de grootte van de netto PV-onbalans representeert binnen de kansdichtheidsfunctie. Deze functie wordt geconvolveerd (zie [8] voor de definitie van convolutie) met de kansdichtheidsfunctie van Y_F , die wordt weergegeven door $f_{Y_F}(pvo)$. Het resultaat van deze convolutie is nu de voorspelling van de kansdichtheidsfunctie van de netto PV-onbalans op 5 minuten-basis en wordt weergegeven met $f_{Y_F,5m}(pvo)$:

$$f_{Y_F,5m}(pvo) = (f_{Y_F} * R)(pvo)$$

Stap 7 – Bepaling afregel- en opregelbehoefte

Van de kansdichtheidsfunctie van de netto PV-onbalans op 5 minuten-basis $f_{Y_F,5m}$ wordt tot slot het 0,5^e en het 99,5^e percentiel berekend, wat resulteert in respectievelijk de afregel- en opregelbehoefte voor de zichtperiode.

Aannames en gevoeligheden van de ontwikkelde probabilistische methodiek

Bij het uitvoeren van bovenstaande methodiek worden enkele aannames gedaan. In deze paragraaf worden deze aannames beschreven, en de impact hiervan getest met gevoeligheidsanalyses.

Voor mogelijk verklarende variabelen met een incidentele natuur, zoals de uitval van conventionele generatie en de uitval van belasting, kan de voorgestelde methodiek een verwachte verandering in de frequentie van deze uitvallen niet meenemen. In de methodiek wordt deze verandering meegenomen als een verandering in de grootte van de uitvallen in plaats van een verandering in de frequentie. Hierbij wordt dus de aanname gedaan dat een verandering van factor k_i op de frequentie van uitval eenzelfde invloed heeft op het 0,5^e en het 99,5^e percentiel van de te voorspellen onbalans, als een verandering van factor k_i op de grootte van de uitval. Om de gevoeligheid van deze aanname te toetsen, is een analyse gedaan. In deze gevoeligheidsanalyse is allereerst aangenomen dat de onbalans zonder uitval van conventionele generatie normaal verdeeld is met dezelfde μ en σ als de onbalans uit 2017. Daarna wordt de kansverdeling van alle uitvallen van conventionele generatie geconvolueerd (zie [8] voor uitleg convolutie) met deze normale verdeling, als benadering van de onbalans van 2017. De gegevens over de uitvallen van conventionele generatie zijn te vinden in [4]. In de gevoeligheidsanalyse wordt een scenario getoetst waarbij er wordt verwacht dat het aantal uitvallen van conventionele generatie stijgt met een factor van 1,5 in de zicht-periode ten opzichte van de peil-periode. Dit wordt vergeleken met een scenario waarbij de hoogte van uitval van conventionele generatie stijgt met een factor van 1,5. In beide gevallen wordt de verhoogde kansverdeling van de uitvallen geconvolueerd met de normale verdeling. Dit resulteert in een verschil van 5 MW tussen beide scenario's, waarbij door de aanname 5 MW te weinig kan worden gecontracteerd. Dit verschil is ongeveer 1% ten opzichte van de uitkomst van de stochastische methode en wordt als verwaarloosbaar geacht.

Daarnaast worden in deze methodiek zogenaamde High Impact Low Probability (HILP) gebeurtenissen niet meegenomen. Dit zijn gebeurtenissen die vooral in de toekomst een rol zouden kunnen gaan spelen wanneer er bijvoorbeeld een groot windpark op zee met een enkele kabel aan het vaste land wordt verbonden. Er wordt echter aangenomen dat deze gebeurtenissen geen significante invloed hebben op de uitkomst van de probabilistische methodiek, omdat deze gebeurtenissen buiten het 0,5^e en 99,5^e percentiel vallen waarvoor moet worden gedimensioneerd. Hierdoor is de aanname dat de te dimensioneren reserves die bij deze percentielen horen maar in kleine mate verschuiven. Als ondersteuning van deze aanname is een gevoeligheidsanalyse gedaan, waarbij de distributie van de onbalans uit 2017 is vergeleken met de distributie van de onbalans uit 2017 waarin een HILP is meegenomen. Dit is gedaan door een mogelijke uitval van 2000 MW met een kans van 0,0001 per kwartier (ongeveer 3,5 kwartieren per jaar) te convolueren (zie [8] voor uitleg convolutie) met de onbalans. Het verschil in het 99,5^e percentiel van beide distributies is minder dan 2 MW (minder dan 1% ten opzichte van de uitkomst van de stochastische methode), wat als verwaarloosbaar wordt geacht. Merk op, dat de impact van een HILP wel wordt meegenomen in de deterministische methodiek, waarbij moet worden gedimensioneerd voor de grootst mogelijke uitval.

Een andere aanname in de methodiek (overigens inherent aan alle op historie gebaseerde voorspellende modellen), is dat de invloed a_i van de onafhankelijke variabelen op de afhankelijke variabelen gebaseerd is op historische data, en dat wordt aangenomen dat deze invloed zich in dezelfde mate doorzet naar de zicht-periode. Het voordeel is dat deze methodiek halfjaarlijks wordt uitgevoerd (en in de toekomst mogelijk nog frequenter), waardoor het mogelijk wordt om een lerend aspect in de methodiek toe te voegen. Bij bijvoorbeeld een significant verband tussen de tijd van uitvoering van de methodiek en de waarde van a_i , kan er voor worden gekozen dit verband te extrapoleren naar de zicht-periode. Op deze manier is de waarde van a_i nog steeds gebaseerd op historische gegevens, maar is deze wel zo nauwkeurig mogelijk voorspeld. Door het frequent uitvoeren van de methode is er verder de mogelijkheid om de methodiek te verifiëren, door de voorspelde verdeling van onbalans in de zicht-periode te vergelijken met de verdeling van de werkelijk opgetreden onbalans wanneer de zicht-periode gerealiseerd is.

In de probabilistische methodiek wordt, net als bij de stochastische methodiek, de aanname gedaan dat de netto PV-onbalans een goede benadering is voor de ACE_{OL} . In Tabel 1 is de gevoeligheid van deze aanname weergegeven, waarin het 0,5^e en 99,5^e percentiel van de distributies van zowel de PV-onbalans als de ACE_{OL} voor het jaar 2017 zijn weergegeven. In afregelrichting geeft dit een verschil van 20 MW, in opregelrichting een verschil van 30 MW. Dit is een redelijk groot verschil, maar vanwege de extra transparantie is toch gekozen om de PV-onbalans als brongegevens te gebruiken. Omdat uit steekproeven is gebleken dat bij het gebruiken van de PV-onbalans het resultaat hoger is dan bij het gebruik van de ACE open loop, wordt in ieder geval niet het risico gelopen dat er wordt onder-gedimensioneerd.

Percentiel	0,5	99,5
PV-onbalans	-541 MW	544 MW
ACE open loop	-524 MW	515 MW

Tabel 1: 0,5^e en 99,5^e percentiel van de distributies van PV-onbalans en ACE open loop in 2017.

Voor de convolutiestap van de voorspelde PV-onbalans op 15 minuten-basis met de ruis die wordt uitgevoerd in stap 6, is de aanname gedaan dat de ruis in de ACE_{OL} gelijk is aan de ruis in de netto PV-onbalans, omdat de PV-onbalans slechts op 15-minuten basis beschikbaar is. Verder is aangenomen dat de ruis onafhankelijk is van de netto PV-onbalans, omdat een convolutie van twee kansdichtheidsfuncties alleen een correct resultaat oplevert als beide functies geen afhankelijkheid laten zien. Echter, de correlatie tussen het 15 minuten-gemiddelde (als benadering van de PV-onbalans) en de standaardafwijking van de 5 minuten gemiddelden (als benadering van de ruis) heeft een waarde van $\rho = 0,007$. Dit houdt in dat, gemiddeld gezien, bij een grotere netto PV-onbalans, de ruis ook iets groter zal zijn. In een gevoeligheidsanalyse van deze aanname is getest wat het verschil is tussen de convolutie van twee normaal verdeelde kansdichtheidsfuncties, met en zonder correlatie. De normaal verdeelde kansdichtheidsfuncties hebben standaarddeviaties van $\sigma_1 = 189$ (gelijk aan de standaarddeviatie van de netto PV-onbalans) en van $\sigma_2 = 63$ (gelijk aan de standaarddeviatie van de ruis). De standaarddeviatie van de convolutie van beide functies (σ_3) kan analytisch worden bepaald met de volgende functie:

$$\sigma_3^2 = \sigma_1^2 + \sigma_2^2 + 2\rho\sigma_1\sigma_2$$

Hieruit volgt dat de aanname dat de correlatie ρ gelijk is aan nul leidt tot een verschil van 1 MW voor σ_3 . Dit resulteert in een verschil van 2 MW voor het 0,5^e en 99,5^e percentiel, waardoor deze aanname in dus zowel de op- als afregelrichting te 2 MW te weinig wordt gecontracteerd, minder dan 1% ten opzichte van de uitkomst van de stochastische methode.

Ter vergelijking van de gevoeligheden van bovenstaande aannames, is er tot slot een gevoeligheidsanalyse gedaan voor de waarde van 99%, die bepalend is voor het percentage van de tijd waarvoor voldoende FRR moet worden gecontracteerd. Het resultaat van deze analyse is weergegeven in Tabel 2.

	99.9%							
	99.8%							
	99.5%							
	99.0%							
Percentiel	0,05	0,1	0,25	0,5	99,5	99,75	99,9	99,95
PV-onbalans	-764 MW	-707 MW	-622 MW	-541 MW	544 MW	618 MW	714 MW	783 MW

Tabel 2: Gevoeligheid van de percentielkeuze voor de PV-onbalans van 2017.

Referenties

[1]: VERORDENING (EU) 2017/1485 VAN DE COMMISSIE van 2 augustus 2017 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen, geraadpleegd op 26/04/18 via:

http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2017.220.01.0001.01.ENG&toc=OJ:L:2017:220:TOC

[2]: <http://www.tennet.org/bedrijfsvoering/ExpoteerData.aspx> [3]: <http://www.regelleistung.net>

[4]: <https://transparency.entsoe.eu/>

[5]: Cohen, J. (1988). *Statistical Power Analysis for the Behavioral Sciences, 2nd Edition*. Hillsdale: Lawrence Erlbaum.

[6]: Monitoring Leveringszekerheid 2017, TenneT, geraadpleegd op 26/04/18 via:

https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/Rapport_Monitoring_Leveringszekerheid_2017_web.pdf

[7]: Sheather, Simon (2009). *A modern approach to regression with R*. New York, NY: Springer.

[8]: https://nl.wikipedia.org/wiki/Convolutie#Kansrekening_2

Afkortingen

SO-GL: System Operations Guideline
FRR: Frequency Restoration Reserve
PV: Programmaverantwoordelijke
ACE: Area Control Error
FRCE: Frequency Restoration Control Error
RR: Replacement Reserves
LFC: Load-Frequency Control
ENTSO-E: European Network Transmission System Operators for Electricity
PTE: Programmatijdseenheid (=15 minuten)
HILP: High Impact Low Probability

Overzicht variabelen, parameters, constanten en functies

- $a_1 \dots a_n$: De parameter a_i representeert in welke mate de afhankelijke variabele Y_H wordt beïnvloed door de onafhankelijke variabele X_i . Bij een verandering van 1 eenheid in X_i verandert Y_H met factor a_i in het regressiemodel.
- c : Deze constante is een vector met een constante waarde voor alle kwartierwaardes uit de peil-periode. Deze waarde geeft aan wat de gemiddelde waarde is van Y_H als alle onafhankelijke variabelen X_i gelijk zijn aan 0. Door deze constante gaat de trendlijn niet noodzakelijk door het nulpunt.
- $f_R(pvo)$: Deze functie is de kansdichtheidsfunctie van de ruis.
- $f_{YF}(pvo)$: Deze functie is de kansdichtheidsfunctie van de voorspelde PV-onbalans (15 minuten-waardes).
- $f_{YF,5m}(pvo)$: Deze functie is de kansdichtheidsfunctie van de voorspelde PV-onbalans (5 minuten-waardes).
- $k_1 \dots k_n$: De parameter k_i representeert de factor van verandering in de zicht-periode ten opzichte van de peil-periode voor de onafhankelijke variabele X_i .
- pvo : Deze variabele geeft de grootte van de netto PV-onbalans weer binnen de kansdichtheidsfunctie.
- R : De ruis is een vector waarin de afwijking tussen het 5 minuten-gemiddelde en het 15 minuten-gemiddelde van de ACE_{OL} wordt weergegeven.
- $X_1 \dots X_n$: Dit zijn de onafhankelijke variabelen. Deze variabelen laten een significant verband zien met de netto PV-onbalans uit de peil-periode en verwacht wordt dat ze een verandering doormaken in de zicht-periode ten opzichte van de peil-periode. Alle onafhankelijke variabelen X_i zijn vectoren die alle kwartierwaardes van de peil-periode bevatten.
- Y_F : Deze variabele geeft in een vector alle kwartierwaardes weer van de netto PV-onbalans zoals deze is voorspeld voor de zicht-periode.
- Y_H : Deze afhankelijke variabele geeft alle kwartierwaardes van de netto PV-onbalans uit de peil-periode in een vector weer.
- ε : Deze variabele is een vector die de fout van de regressieanalyse voor elke kwartierwaarde uit de peil-periode weergeeft. Deze variabele representeert het deel van de afhankelijke variabele Y_H dat niet kan worden verklaard door de onafhankelijke variabelen $X_1 \dots X_n$. In de regressieanalyse worden de waardes van $a_1 \dots a_n$ en c zodanig bepaald dat de som van de kwadratische waardes van deze fout zo klein mogelijk is.

Bijlage: Artikel 157 uit het SO-GL

Artikel 157

FRR-dimensionering

1. Alle TSB's van een LFC-blok stellen in de operationele overeenkomst van het LFC-blok FRR-dimensioneringsvoorschriften vast.
2. De FRR-dimensioneringsvoorschriften omvatten ten minste het volgende:
 - a) alle TSB's van een LFC-blok in de synchrone zones CE en noordelijk Europa bepalen de vereiste reservecapaciteit in de vorm van FRR van het LFC-blok op basis van opeenvolgende historische gegevens die ten minste de historische onbalanswaarden van het LFC-blok omvatten. Een steekproef van deze historische gegevens bestrijkt ten minste de frequentiehersteltijd. De tijdsperiode die wordt gehanteerd voor deze gegevens is representatief en omvat ten minste één volledige periode van één jaar die niet eerder dan zes maanden voor de berekeningsdatum eindigt.
 - b) alle TSB's van een LFC-blok in de synchrone zones CE en noordelijk Europa bepalen de reservecapaciteit in de vorm van FRR van het LFC-blok die voldoende is om de actuele FRCE-doelparameters van artikel 128 gedurende de onder a) bedoelde periode te respecteren op basis van een probabilistische methodologie. Bij het gebruik van deze probabilistische methodologie houden de TSB's rekening met de in de overeenkomst vastgelegde restricties voor het delen of uitwisselen van reserves als gevolg van mogelijke schendingen van de operationele veiligheid en de beschikbaarheidsvereisten betreffende FRR; alle TSB's van een LFC-blok houden rekening met verwachte significante veranderingen in de distributie van onbalansen van een LFC-blok of nemen andere relevante beïnvloedende factoren in aanmerking voor de gehanteerde tijdsperiode.
 - c) alle TSB's van een LFC-blok bepalen de ratio van automatische FRR, handmatige FRR, tijd voor volledige activering van automatische FRR en de tijd voor volledige activering van handmatige FRR om te voldoen aan de onder b) omschreven vereiste. Hiertoe zijn de tijd voor volledige activering van automatische FRR van een LFC-blok en de tijd voor volledige activering van handmatige FRR van het LFC-blok niet langer dan de frequentiehersteltijd.
 - d) de TSB's van een LFC-blok bepalen de omvang van de referentie-uitvalsituatie dat de grootste onbalans is die kan resulteren uit een momentane verandering van werkzaam vermogen van één elektriciteitsproductie-eenheid, één verbruikersinstallatie of één HVDC-interconnector, of uit de uitschakeling van een AC-lijn binnen het LFC-blok.
 - e) alle TSB's van een LFC-blok bepalen de positieve reservecapaciteit in de vorm van FRR, die niet kleiner is dan de positieve dimensionerende uitvalsituatie van het LFC-blok.
 - f) alle TSB's van een LFC-blok bepalen de negatieve reservecapaciteit in de vorm van FRR, die niet kleiner is dan de negatieve dimensionerende uitvalsituatie van het LFC-blok.
 - g) alle TSB's van een LFC-blok bepalen de reservecapaciteit in de vorm van FRR van een LFC-blok, mogelijke geografische beperkingen voor de distributie ervan binnen het LFC-blok en mogelijke geografische beperkingen voor de uitwisseling van reserves of het delen van reserves met andere LFC-blokken om te voldoen aan de operationele veiligheids grenzen.
 - h) alle TSB's van een LFC-blok zorgen ervoor dat de positieve reservecapaciteit in de vorm van FRR of een combinatie van reservecapaciteit in de vorm van FRR en RR voldoende is om de positieve onbalansen van een LFC-blok gedurende ten minste 99 % van de tijd te dekken, op basis van de onder a) bedoelde historische gegevens.

- i) alle TSB's van een LFC-blok zorgen ervoor dat de negatieve reservecapaciteit in de vorm van FRR of een combinatie van reservecapaciteit in de vorm van FRR en RR voldoende is om de negatieve onbalansen van een LFC-blok gedurende ten minste 99 % van de tijd te dekken, op basis van de onder a) bedoelde historische gegevens;
 - j) alle TSB's van een LFC-blok kunnen overgaan tot beperking van de positieve reservecapaciteit in de vorm van FRR van het LFC-blok als gevolg van het FRR-dimensioneringsproces door een overeenkomst inzake het delen van FRR met andere LFC-blokken te sluiten overeenkomstig de bepalingen van titel 8. Op deze overeenkomst inzake het delen van FRR zijn de volgende vereisten van toepassing:
 - i) voor de synchrone zones CE en noordelijk Europa wordt de vermindering van de positieve reservecapaciteit in de vorm van FRR van het LFC-blok beperkt tot het verschil, indien dit positief is, tussen de omvang van de positieve dimensionerende uitvalsituatie en de reservecapaciteit in de vorm van FRR die nodig is om de positieve onbalansen van een LFC-blok gedurende ten minste 99 % van de tijd te dekken, op basis van de onder a) bedoelde historische gegevens. De vermindering van de positieve reservecapaciteit is niet hoger dan 30 % van de omvang van de positieve dimensionerende uitvalsituatie;
 - ii) voor de synchrone zones GB en IE/NI wordt de positieve reservecapaciteit in de vorm van FRR en het risico van niet-levering als gevolg van het delen van FRR voortdurend door de TSB's van het LFC-blok beoordeeld;
 - k) alle TSB's van een LFC-blok kunnen overgaan tot beperking van de negatieve reservecapaciteit in de vorm van FRR van het LFC-blok als gevolg van het FRR-dimensioneringsproces door een overeenkomst inzake het delen van FRR met andere LFC-blokken te sluiten overeenkomstig de bepalingen van titel 8. Op deze overeenkomst inzake het delen van FRR zijn de volgende vereisten van toepassing:
 - i) voor de synchrone zones CE en noordelijk Europa wordt de vermindering van de negatieve reservecapaciteit in de vorm van FRR van het LFC-blok beperkt tot het verschil, indien dit positief is, tussen de omvang van het negatieve dimensioneringsincident en de reservecapaciteit in de vorm van FRR die nodig is om de negatieve onbalansen van een LFC-blok gedurende ten minste 99 % van de tijd te dekken, op basis van de onder a) bedoelde historische gegevens;
 - ii) voor de synchrone zones GB en IE/NI wordt de negatieve reservecapaciteit in de vorm van FRR en het risico van niet-levering als gevolg van het delen van FRR voortdurend door de TSB's van het LFC-blok beoordeeld.
3. Indien een LFC-blok meer dan één TSB omvat, stellen alle TSB's van dat LFC-blok in de operationele overeenkomst van het LFC-blok de specifieke toewijzing vast van de verantwoordelijkheden van de TSB's van de LFC-zones betreffende de naleving van de in lid 2 bepaalde verplichtingen.
4. Alle TSB's van een LFC-blok hebben te allen tijde voldoende reservecapaciteit in de vorm van FRR, in overeenstemming met de FRR-dimensioneringsregels. De TSB's van een LFC-blok specificeren in de operationele overeenkomst van het LFC-blok een escalatieprocedure voor gevallen waarin een ernstig risico van onvoldoende reservecapaciteit in de vorm van FRR in het LFC-blok bestaat.