

Universiteit Gent Faculteit Ingenieurswetenschappen Vakgroep Elektrische Energie, Systemen en Automatisering (EESA) Laboratorium voor Elektrische Energietechniek (EELAB)

Invloed van decentrale productie op de netkwaliteit bestu-

deerd met een harmonische analyse van het distributie-

net met inbegrip van een niet-lineair transformatormodel

Lieven Degroote

Promotoren: Prof. dr. ir. Lieven Vandevelde (UGent – EESA) Prof. dr. ir. Jan Melkebeek (UGent – EESA)

Leden van de examencommissie: Prof. dr. ir. Daniël De Zutter (UGent – INTEC), voorzitter Dr. ir. Bert Renders (UGent – EESA), secretaris Univ.-Prof. Dr. -Ing. Johanna Myrzik (TU Dortmund, Duitsland) Prof. dr. ir. Johan Driesen (K.U. Leuven) Prof. dr. ir. Johan Gyselinck (ULB, Brussel) Prof. dr. ir. ing. Jan Desmet (Howest, Kortrijk) Prof. dr. ir. Marc Burgelman (UGent – ELIS) Prof. dr. ir. Jan Melkebeek (UGent – EESA) Prof. dr. ir. Lieven Vandevelde (UGent – EESA)



⊕

⊕—_ |

Inhoudsopgave

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

In	houds	sopgave	v
Sa	menv	atting	vii
Su	ımma	ry	xi
Lį	jst va	n afkortingen en symbolen	xv
1	Inle	iding	1
	1.1	Probleemstelling	1
		1.1.1 Netkwaliteit in distributienetten	2
		1.1.2 Liberalisering van de markt	6
		1.1.3 20-20-20 doelstelling	14
	1.2	Doelstelling	15
	1.3	Basisonderstellingen	16
	1.4	Overzicht van het werk	22
	Bibl	iografie	23
2	Har	monisch model van het distributienet	25
	2.1	Inleiding	25
	2.2	Netwerkmodellen in de literatuur	26
	2.3	Topologie van het elektrisch net	29
	2.4	Belastingen in de knooppunten van het netwerk	33
		2.4.1 Belasting afhankelijk van de netwerktopologie	33
		2.4.2 Belasting gedefinieerd door de gebruiker	34
	2.5	De oplossingsmethode	35
	2.6	Convergentie van de forward/backward methode	39
	2.7	Niet-lineaire lasten	42
	2.8	Besluit	48
	Bibl	iografie	49

 \bigoplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

3	Niet	lineair transfor	matormodel in symmetrische componenten	53
	3.1	Inleiding		53
	3.2	Transformatorn	nodellen in de literatuur	54
	3.3	Harmonisch eve	enwicht	58
	3.4	Niet-lineair har	monisch eenfasig transformatormodel	60
		3.4.1 Elektris	sche en magnetische vergelijkingen	60
		3.4.2 Bereker	ning van de magnetiseringsstroom	62
	3.5	Driefasig transf	Formatormodel in symmetrische componenten	64
		3.5.1 Elektris	sche en magnetische vergelijkingen	66
		3.5.2 Bereker	ning van magnetiseringsstroom	76
		3.5.3 Invloed	van de schakeling	80
	3.6	Verificatie met	behulp van EE-modellen	81
	3.7	Verificatie met	behulp van metingen	86
		3.7.1 Verifica	tie in een symmetrisch onbelaste toestand	88
		3.7.2 Verifica	tie in een asymmetrisch onbelaste toestand	112
	3.8	Besluit		120
	Bibl	ografie		121
		0		
4	Har	nonische analy	se van de invloed van decentrale productie op d	le
	netk	waliteit van het	distributienet	125
	4.1	Inleiding		125
	4.2	Voornaamste in	npact van decentrale productie op de netkwaliteit .	126
		4.2.1 Spannin	ngsprofiel	126
		4.2.2 Golfvor	rmdistorsie	127
		4.2.3 Netwer	kverliezen	128
		4.2.4 Transië	nte stabiliteit	129
		4.2.5 Econom	nische aspecten	129
	4.3	Indicatoren voo	or de netkwaliteit	130
	4.4	Overzicht van d	le gebruikte niet-verdeelde belasting	132
		4.4.1 Niet-lin	neaire lasten	133
		4.4.2 Modelle	eren van controlestrategieën voor convertoren	134
	4.5	Topologie van l	net beschouwde netwerk	138
	4.6	Invloed op de v	erliezen in het netwerk	141
		4.6.1 Bescho	uwde scenario's voor de simulaties	141
		4.6.2 Simulat	tieresultaten	142
	4.7	Invloed op de s	panningskwaliteit	150
		4.7.1 Effectie	efwaarde van de spanning	151
		4.7.2 Harmon	nische vervorming van de spanning	154
		4.7.3 Spannin	ngsonbalans	158
		4.7.4 Spannin	ngsdips	165
	48	Besluit		172

iv

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

	Bibl	iografie	172
5	Verl	iezen in transformatoren	177
	5.1	Inleiding	177
	5.2	Berekening van de ijzerverliezen	179
		5.2.1 Ijzerverliezen in de literatuuur	179
		5.2.2 Ijzerverliezen via een post-processing methode	181
	5.3	Vergelijking van de opgemeten en gemodelleerde verliezen	183
		5.3.1 Metingen op het kernmateriaal	184
		5.3.2 Verliezen in symmetrische onbelaste toestand	187
		5.3.3 Invloed van een asymmetrisch stel spanningen op de ijzer-	
		verliezen	192
	5.4	Besluit	197
	Bibl	iografie	198
6	Slot	beschouwingen en suggesties voor verder onderzoek	201
	6.1	Slotbeschouwingen	201
	6.2	Suggesties voor verder onderzoek	204
A	Imp	lementatie van het voorgestelde simulatiemodel	207
	A.1	Topologie van het elektrisch net	207
		A.1.1 Structuur van het netwerk	207
		A.1.2 Impedantiematrices van het netwerk	210
	A.2	Belastingen in de knooppunten van het netwerk	212
		A.2.1 Belasting afhankelijk van de netwerktopologie	212
		A.2.2 Belasting gedefinieerd door de gebruiker	214
	A.3	De oplossingsmethode	217
	A.4	Convergentie van de forward/backward methode	222
	Bibl	iografie	224
Pu	ıblica	tielijst	225
		-	225

v

 \oplus

 \oplus

 \oplus

INHOUDSOPGAVE

 $\bigoplus_{i=1}^{n}$

 \oplus

 \oplus

 \oplus

vi

 \oplus

 \oplus

 \oplus

Samenvatting

De laatste jaren is er een enorme toename merkbaar van het aantal decentrale generatoren in het distributienet. Deze toename is onder meer te wijten aan de liberalisering van de markt en het gebruik van hernieuwbare energie voor de elektriciteitsproductie. Het elektriciteitsnet, dat historisch is opgebouwd om energie van een hoger spanningsniveau te transporteren naar een lager spanningsniveau om het daar te distribueren, wordt hier in grote mate door beïnvloed. Bovendien zorgt de ontwikkeling van slimme meters voor een evolutie naar slimme netten, waarbij lasten gestuurd kunnen worden op basis van de fysische eigenschappen van de spanning. Naast het groter aandeel decentrale generatoren is er een toename merkbaar van het aantal vermogenselektronische lasten. Deze lasten hebben een niet-lineaire spanning-stroom relatie en zorgen voor afwijkingen van de ideale toestand van de spanning en de stroom. Deze afwijkingen worden beschreven door de term netkwaliteit. Bovenstaande evoluties hebben duidelijk een invloed op de netkwaliteit van het het elektriciteitsnet en spelen een belangrijke rol in de toekomstige uitbating van het net. In dit werk wordt een tastbare bijdrage geleverd aan de studie van de netkwaliteit.

De studie van de netkwaliteit wordt uitgevoerd door middel van een in dit werk opgesteld netwerkmodel. Dit netwerkmodel is voorgesteld in Hoofdstuk 2. Hierbij valt te benadrukken dat het model zo algemeen mogelijk is opgebouwd, zodat om het even welk radiaal distributienet kan worden bestudeerd. Het harmonisch spectrum van de spanning in de knooppunten van het netwerk wordt berekend met behulp van een iteratieve harmonische analyse. De berekeningen worden bovendien uitgevoerd met behulp van symmetrische componenten. Het gebruik van een iteratieve methode kan leiden tot numerieke instabiliteit, bijgevolg wordt er in dit hoofdstuk voldoende aandacht besteed aan de oorzaken en oplossingen voor dit instabiliteitsprobleem. Een voordeel van een iteratieve methode is de eenvoudige wijze waarop spanningsafhankelijke lasten kunnen worden gemodelleerd. Op deze manier kan het belang van het attenuatie- en diversiteitseffect op de harmonische distorsie worden bestudeerd.

Een studie van de netkwaliteit vergt een gedetailleerde modellering van de verschillende componenten aanwezig in het elektrisch net. Naast de invloed van niet-

⊕

lineaire lasten is het bijgevolg van belang om de invloed van de transformatoren op de netkwaliteit te bestuderen. In Hoofdstuk 3 wordt een niet-lineair model van een transformator ontwikkeld. Via de methode van het harmonisch evenwicht wordt in eerste instantie een model opgebouwd voor een eenfasige transformator. Hierbij wordt gebruik gemaakt van de vergelijkingen bekomen via het elektrisch en magnetisch equivalent circuit. Op basis van de spanning aan de klemmen worden met behulp van het transformatormodel zowel de stromen in de windingen als de flux in de kern berekend. Vervolgens wordt de uitbreiding van het eenfasig model naar een driefasig model voorgesteld. De modellering maakt gebruik van symmetrische componenten. Het model kan bijgevolg op een eenvoudige manier worden geconnecteerd aan het reeds voorgestelde netwerkmodel. Verder bevat Hoofdstuk 3 een uitgebreide validering van het voorgestelde driefasige transformatormodel. Hierbij worden verschillende schakelmogelijkheden van de transformator besproken. In eerste instantie wordt het model vergeleken met een eindigeelementenmodellering. Hierbij worden de stromen in de windingen beschouwd indien een driefasige transformator een niet-lineaire last voedt. Met behulp van deze vergelijking werd naast de validering van het model ook aangetoond dat het voorgestelde transformatormodel op een eenvoudige manier kan worden gekoppeld met het netwerkmodel zoals voorgesteld in Hoofdstuk 2. Vervolgens wordt de berekende magnetiseringsstroom in detail vergeleken met metingen op een transformator in onbelaste toestand. Dit heeft geleid tot een uitbreiding van het magnetisch equivalent circuit met een verzadigingsafhankelijke luchtspleet. De magnetische spanningsval over de coating van de lamellen of in de overgangszone tussen de benen en het juk blijkt immers een belangrijke invloed te hebben op de berekende magnetiseringsstroom.

Met behulp van de voorgestelde modellen uit Hoofdstuk 2 en 3 wordt in Hoofdstuk 4 een doorgedreven harmonische analyse uitgevoerd omtrent de invloed van decentrale productie op de netkwaliteit. De aandacht wordt hier specifiek gericht op convertor-gekoppelde decentrale productie-eenheden. Meer specifiek zal de invloed van de controlestrategie gebruikt voor de convertor op de netkwaliteit worden onderzocht. De controlestrategieën voor de convertoren, gebruikt in de simulaties, kunnen worden opgedeeld in twee groepen, namelijk de sinusoïdale en de dempende controlestrategie. De verliezen (fundamenteel en harmonisch) en de spanningskwaliteit in het distributienet zijn de twee belangrijkste aspecten van de netkwaliteit die in dit hoofdstuk worden onderzocht. De aspecten van de spanningskwaliteit die worden beschouwd zijn de invloed op de rms-waarde, de harmonische vervorming, de onbalans en tot slot de invloed op spanningsdips. Het overgrote deel van de simulaties zijn uitgevoerd op een vooraf gedefinieerd netwerk, waarbij een basisbelasting wordt gekozen waardoor het net zich reeds in een ongebalanceerde vervormde toestand bevindt. De invloed van de controlestrategieën

viii

wordt vervolgens beschreven door langs het distributienet één of meerdere decentrale productie-eenheden te plaatsen. De invloed op de netkwaliteit kan met behulp van verschillende indicatoren worden beschreven. In eerste instantie worden de indicatoren aangewend die over het algemeen worden gebruikt in de internationale normen. Waar nodig zijn vervolgens andere, recent geformuleerde, indicatoren aangewend om op deze manier de verschillen tussen de diverse controlestrategieën beter te beschrijven.

Uit de resultaten bekomen in Hoofdstuk 4 valt duidelijk af te leiden dat decentrale productie-eenheden de spanningskwaliteit in het net beïnvloeden.

In Hoofdstuk 5 wordt er bijgevolg aandacht besteed aan de invloed van de spanningskwaliteit op de ijzerverliezen. De fluxen berekend via het eerder voorgestelde tranformatormodel worden aangewend om via een post-processing methode de ijzerverliezen te berekenen. De berekening van de ijzerverliezen wordt uitgevoerd op basis van de splitsing van de ijzerverliezen in drie componenten, namelijk de quasi-statische hysteresisverliezen, de wervelstroomverliezen en de excessverliezen. De berekende waarden worden in eerste instantie gevalideerd op een transformator in onbelaste toestand, waarbij de primaire windingen worden gevoed met een symmetrisch stel spanningen. De verliezen in de transformator worden opgemeten door per been de BH-lus te bepalen. Vervolgens wordt de berekeningsmethode gevalideerd door de transformator te voeden met een asymmetrisch stel spanningen.

Tot slot worden in Hoofdstuk 6 de belangrijkste besluiten van dit werk overlopen en worden er enkele suggesties gedaan voor verder onderzoek.

Samenvatting

 \oplus

x

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

Summary

Because of recent developments, such as the liberalisation of the market, and environmental concern more and more power is generated by small-scale energy sources at the distribution level, which are called distributed generation (DG) units. Until today electricity networks were dispatched centrally, without consideration of what happens at distribution level. However, the development of smart meters and consequently, the evolution to smart grids will result in the dependency of the load behaviour to the physical properties of the voltage. Next to the increasing amount of DG units, more and more loads are connected to the grid by means of power electronics. These devices have a nonlinear voltage-current relationship and therefore, they will lead to deviations of the ideal voltage and current waveforms. These devices will play an important role in the future development and operation of the electricity network, and therefore, this work will provide an important contribution to the study of power quality.

In order to study the power quality aspect in distribution grids a network model is developed in Chapter 2. This model is designed so that it can study any kind of radial network. By means of the iterative forward/backward method, the harmonic voltage profile in every node is calculated. Furthermore, the method is implemented in symmetrical components, which results in a faster model. However, the use of an iterative method can cause numerical instability. In Chapter 2, these problems are discussed and solved. In addition, an iterative method has the advantage that the currents drawn by the loads can be influenced by the voltages in the point of connection. As such, the importance of the attenuation and diversity effect to the harmonic distortion can be studied.

To obtain accurate simulation models, network models and their components have to be modelled in detail. Therefore, a transformer model has been developed in Chapter 3 for the implementation in a harmonic load-flow program. At first, a model of a single-phase transformer has been proposed. This model uses the harmonic balance method for the description of the nonlinearity of the magnetic core. The equations used in the model are obtained from the electric and magnetic equivalent circuits. Based on the voltages at the primary and secondary side,

Æ

Æ

the currents in the windings and the flux in the core are calculated. Hereafter, the model is extended to a three-phase three-legged transformer. The model uses symmetrical components and can therefore be easily implemented in the harmonic load-flow program as described in Chapter 2. Subsequently, the three-phase transformer model has been validated by means of a comparison with a finite element model and a comparison with measurements on a distribution transformer in no load condition. The validation with the finite element model shows the ability of the model to predict the currents in the windings when the transformer is loaded with a nonlinear load. Furthermore, it proves that the model can be easily implemented in a harmonic load-flow program. The comparison with the measurements shows the dependency of the magnetic voltage drop across the air gap between the legs and the yokes and across the coating of the strips to the calculated magnetizing currents. This leads to the extension of the magnetic equivalent circuit with a saturation dependent air gap.

In Chapter 4 the models developed in Chapter 2 and 3 are used to perform a harmonic analysis of the influence of DG units on the power quality. More specifically, DG units connected to the grid by means of power electronic converters will be considered. These converters are controlled so they can inject the power coming from the primary energy source into the grid. Next to this function, the converter control strategy can be extended with ancillary services and as such, it can have a favourable influence on the power quality. The control strategies considered in the simulations are the sinusoidal control strategy and the damping control strategy. In order to make the comparison between these control strategies a radial distribution network is presented. Even without DG units connected to it, this network is in an unbalanced distorted state. By means of several simulation scenarios, where one or more DG units are connected to the grid, the influence of the control strategies on the power quality is investigated. The main aspects of the power quality focussed on in this work are the fundamental and harmonic losses along the network and the voltage quality. The aspects of the voltage quality discussed here are the influence on the rms-value, unbalance, harmonic distortion and the reaction of the DG units in case of voltage dips. Several indicators are used to describe the influence on the power quality. At first, those indicators that are used in international standards are applied. Where appropriate, other recently formulated indices are used, as they lead to a better comparison between the control strategies.

Chapter 5 focusses on the influence of the voltage quality on the iron losses in transformers. The flux in the core, calculated with the transformer model out of Chapter 3, is used in an post-processing method in order to determine the iron losses. The procedure to calculate the iron losses is based on the division of these losses in the quasi-statical hysteresis losses, the eddy current losses and the excess losses. The calculated values are compared with measurements on a transformer in

xii

⊕

Æ

 \oplus

no load conditions. At first, the windings of the transformer are fed with a balanced set of voltages and the losses are measured by determining the BH-loops. After this, the method is validated when the transformer is fed with an asymmetrical set of voltages.

Finally, in Chapter 6, an overview is given of the most important conclusions made in this work. Furthermore, some suggestions for further research are made.

xiii

⊕

 \oplus

Summary

 $\bigoplus_{i=1}^{n}$

 \oplus

 \oplus

 \oplus

xiv

 \oplus

 \oplus

 \oplus

Lijst van afkortingen en symbolen

⊕

 \oplus

Lijst met voornaamste afkortingen

DG decentrale generator

 \oplus

- DNB distributienetbeheerder
- dPF displacement power factor
- EE eindige-elementen
- EEC elektrisch equivalent circuit
- EMC elektromagnetische compatibiliteit
- e.m.k. elektromotorische kracht
- FFT fast fouriertransformatie
- GRS generatorreferentiestelsel
- IFFT inverse fast fouriertransformatie
- MEC magnetisch equivalent circuit
- m.m.k. magnetomotorische kracht
- odv openbaredienstverplichting
- pcc point of common coupling
- PF power factor, arbeidsfactor
- PLL phase locked loop, fasevolger

 \oplus

 \oplus

- poc point of connection, aansluitingspunt
- rms root-mean-square, de effectiefwaarde
- THD total harmonic distortion, totale harmonische distorsie
- TNB transmissienetbeheerder
- TPD total phase distortion, totale fase-distorsie
- TPU total phase unbalance, totale fase-onbalans
- VUF voltage unbalance factor, spanningsonbalansfactor

Lijst met voornaamste symbolen

- A oppervlakte
- B magnetische inductie
- f_0 fundamentele frequentie
- \mathcal{F} m.m.k.-bron
- g_1 ingangsconductantie van de convertor
- $g_{\rm h}~$ ingangs conductantie van de convertor voor frequenties afwijkend van de net-frequentie
- H magnetische veldsterkte
- I elektrische stroom
- $i_{\rm L}$ ingangsstroom door de spoelen van de convertor
- $i_{\rm L}^*$ wenswaarde voor de ingangsstroom van de convertor
- J stroomdichtheid
- *l* lengte
- L_{σ} spreidingsinductantie
- $P_{\rm nom}$ nominaal vermogen
 - R elektrische weerstand
 - \mathcal{R} reluctantie

⊕

U magnetische spanning

 \oplus

 \oplus

 \oplus

- V elektrische spanning
- $v_{\rm g}\,$ netspanning over het ingangsfilter van de convertor
- $v_{\mathrm{g},1}\,$ fundamentele component van de netspanning
- $v_{\mathrm{g,h}}\,$ harmonische component van de netspanning
 - X (tijdsafhankelijke) waarde
 - \hat{X} amplitude van X
- X_h rms-waarde van de *h*-de harmonische orde van X
- \underline{X} complexe voorstelling van X
- $\theta_{\rm PLL}$ door de fasevolger geschatte fasehoek van de netspanning
 - λ vulfactor
 - μ permeabiliteit
 - ν reluctiviteit
 - ν_0 reluctiviteit van het vacuüm en de lucht
 - σ conductiviteit
 - Φ magnetische flux
 - ω_0 fundamentele pulsatie

Æ

 \oplus

⊕—_ |

Hoofdstuk 1

Inleiding

1.1 Probleemstelling

De laatste jaren is er een enorme toename merkbaar van het aantal decentrale generatoren en het geïnstalleerd decentraal vermogen. De belangrijkste drijfveren voor deze evolutie kunnen enerzijds worden toegeschreven aan milieu-aspecten, via de 20-20-20 doelstelling, en anderzijds aan de liberalisering van de markt.

De liberalisering van de markt stimuleert op verschillende manieren de productie van elektriciteit via decentrale generatie. Ten eerste wordt het risico voor elektriciteitsproducenten veel kleiner bij investeringen in kleinschalige projecten. Daarnaast zijn er door de vele subsidiemaatregelen voor groene-stroom-productie veel particuliere investeringen in kleinschalige productie-eenheden. Bovendien bevoordeelt het beleid inzake de elektrische energiemarkt decentrale generatie omwille van de de diversiteit van de gebruikte energiebronnen en de gelijkmatige verdeling over het elektriciteitsnet, wat de elektriciteitsvoorziening minder kwetsbaar maakt. Daarnaast wordt via decentrale generatie concurrentie in de elektriciteitsmarkt gebracht en wordt de monopoliepositie van grote elektriciteitsproducenten doorbroken. Heel wat van deze decentrale generatie wordt door middel van vermogenselektronische convertoren aan het net gekoppeld. Naast hun primaire functie om de beschikbare energie te injecteren in het net, kunnen deze convertoren worden uitgerust met secundaire taken om zo de uitbating van het elektriciteitsnet te ondersteunen. De invloed van het decentraal injecteren en van de ontwikkelde controlestrategieën voor convertoren op de kwaliteit van het net is een nieuw en belangrijk vraagstuk.

Naast de stimulans om meer decentrale generatoren te plaatsen in het distributienet wordt de netkwaliteit in distributienetten nog op een andere manier beïnvloed door de 20-20-20 doelstelling. Er wordt immers gestreefd naar oplossingen om het energieverbruik drastisch te verminderen. Eén van de typische veranderingen

Æ

op dit vlak is het gebruik van niet-lineaire lasten. Een mooi voorbeeld hiervan is het vervangen van gloeilampen door spaarlampen. Vanwege hun niet-lineaire spanning/stroom relatie hebben spaarlampen echter een invloed op de golfvormdistorsie in het net en bijgevolg op de netkwaliteit.

Het is duidelijk dat in de huidige evolutie van de elektriciteitswereld de netkwaliteit een belangrijke rol speelt. In dit werk is het dan ook de bedoeling om aan de studie van deze netkwaliteit een tastbare bijdrage te leveren. In wat volgt wordt in eerste instantie dieper ingegaan op de term netkwaliteit en wat dit allemaal omhelst. Vervolgens wordt stil gestaan bij bovenvermelde drijfveren, namelijk de liberalisering van de markt en de 20-20-20 doelstelling.

1.1.1 Netkwaliteit in distributienetten

De kwaliteit van een elektrisch net kan aan de hand van verschillende definities worden besproken. Hierbij wordt de nadruk gelegd op de afwijking van het ideale geval. In de literatuur worden er verscheidene definities voorgesteld om deze afwijking te beschrijven. In dit werk zullen de volgende definities worden gebruikt, die gebaseerd zijn op [1].

- **Spanningskwaliteit** betreft de afwijkingen van de spanning van zijn ideale sinusoïdale toestand. De ideale golfvorm is gekarakteriseerd door een cosinus met een voorafbepaalde waarde van de amplitude en de frequentie. In driefasige netten is bovendien vereist dat deze golfvormen symmetrisch zijn. Hiermee wordt bedoeld dat ze een gelijke amplitude en frequentie bezitten en ten opzichte van een andere fase verschoven zijn over een hoek van $\pm 120^{\circ}$. Hierbij wordt de fasevolgorde a-b-c aangehouden.
- **Stroomkwaliteit** is de complementaire term van spanningskwaliteit. Het betreft de afwijking van de stroom van zijn ideale toestand. Deze ideale toestand is opnieuw een cosinus met constante amplitude en frequentie. Daarbij komt nog dat in het ideale geval de stroom in fase is met de spanning.
- **Netkwaliteit** is de combinatie van spannings- en stroomkwaliteit. Hierbij is het belangrijk op te merken dat hiermee niet de afwijking van het product van spanning en stroom ten opzichte van de ideale vorm bedoeld wordt. In de Engelse literatuur wordt netkwaliteit over het algemeen aangeduid met de term power quality [2,3].
- Leveringskwaliteit betreft zowel technische als commerciële aspecten van de levering van vermogen. Het technische aspect van leveringskwaliteit valt grotendeels samen met de spanningskwaliteit, met extra nadruk op de beschikbaarheid van de spanning aan het afnamepunt. Het commerciële aspect behandelt de interactie tussen de klant en de netbeheerder of de leverancier.

Hieronder vallen bijvoorbeeld de behandeling van eventuele klachten en duidelijkheid van de tarificatie.

In dit werk wordt vooral aandacht besteed aan de netkwaliteit in het distributienet. Verstoringen in de netkwaliteit kunnen leiden tot een verminderde werking van toestellen die aangesloten zijn op het net. De interactie tussen lasten die verstoringen veroorzaken en de immuniteit ten opzichte van verstoringen op het net wordt bestudeerd in het kader van elektromagnetische compatibiliteit (EMC). In wat volgt zullen de voornaamste afwijkingen van de netkwaliteit worden benoemd [2, 3].

• Golfvormdistorsie:

wordt in het algemeen bestudeerd onder de vorm van harmonische vervorming. Harmonischen zijn sinusoïdale stromen of spanningen met een frequentie gelijk aan een geheel veelvoud van de fundamentele frequentie (f_0). Wanneer de frequentie van de sinusoïdale golfvorm geen geheel veelvoud is van de fundamentele frequentie spreekt men van interharmonischen indien de frequentie hoger is dan f_0 , in het andere geval wordt er gesproken van subharmonischen. In principe kunnen subharmonischen op dezelfde manier worden behandeld als interharmonischen.

Zowel harmonischen als interharmonischen worden veroorzaakt door nietsinusoïdale spanningsbronnen of toestellen met een niet-lineaire relatie tussen de spanning en de stroom. Over het algemeen produceren deze toestellen een harmonische stroom die vervolgens een harmonische spanning veroorzaakt vanwege de spanningsval over de netimpedantie. Harmonische stromen van eenzelfde frequentie moeten vectorieel met elkaar worden opgeteld.

De voornaamste gevolgen van harmonischen zijn de extra verliezen in zowel lijnen, transformatoren, condensatorbanken als machines en het slechts gedeeltelijk of niet functioneren van lasten, controle apparatuur en beveiligingstoestellen.

• Spanningsfluctuaties:

opeenvolging van spanningsveranderingen of een continue variatie van de rms-waarde van de spanning. Indien deze fluctuaties binnen bepaalde frequentieniveaus vallen (1 - 15 Hz), kunnen ze zorgen voor een zichtbare variatie in de helderheid van een lamp, ook wel flikker genoemd. Flikker kan worden beschouwd als een speciaal geval van subharmonische distorsie.

De hoofdoorzaken voor deze spanningsfluctuaties zijn industriële lasten zoals hoogoven installaties of grote fluctuerende motorlasten.

Æ

Naast de variatie van de helderheid van een lamp is ook het remmen en versnellen van machines die direct geconnecteerd zijn met het net een gevolg van spanningsfluctuaties.

• Transiënten:

zijn verstoringen van zeer korte duur (< 10 ms). Ze worden veroorzaakt door plotse veranderingen in het elektrisch net. Afhankelijk van hun tijdsduur kunnen transiënten worden opgesplitst in schakelverschijnselen (enkele milliseconden) en spikes (enkele microseconden).

• Spanningsonderbrekingen:

treden op als de spanning kleiner is dan 1 % van zijn nominale waarde [4].

• Spanningsdips:

vermindering van de magnitude van de spanning tussen 90 % en 1 % van zijn nominale waarde. De tijdsduur van een dip varieert tussen de 10 ms en één minuut. Een spanningsdip kan veroorzaakt worden door schakeloperaties geassocieerd met een tijdelijke afschakeling van een bron, opstartstromen van motoren of foutstromen. De hoofdoorzaak van spanningsdips wordt echter vooral toegewezen aan blikseminslagen.

• Spanningsstijging:

korte stijging (minimaal 10 %) van de rms-waarde van de spanning en een tijdsduur tussen de 10 ms en één minuut. Spanningsstijgingen komen vaak voor samen met een spanningsdip. Bij een eenfasige kortsluiting treedt er immers een stijging van de spanning op in de fasen waar geen fout aanwezig is. Nogal wat toestellen hebben een ingebouwde beveiliging zodat ze afschakelen wanneer er een spanningsstijging wordt opgemerkt.

• Over- en onderspanningen:

deze termen worden gebruikt indien de spanning meer dan 10% afwijkt van zijn nominale spanning en waarbij de tijdsduur van dit fenomeen groter is dan één minuut.

• Onbalans:

omvat de situatie waarbij ofwel de amplitude van de drie fasespanningen niet meer identiek is, of de faseverschuiving tussen deze drie fasen niet meer gelijk is aan 120°. Deze kunnen echter ook samen voorkomen. De graad van onbalans wordt over het algemeen uitgedrukt met behulp van symmetrische componenten.

De meest voorkomende oorzaken voor het optreden van onbalansen zijn verschillende fasewaarden voor het reactief vermogen, ongelijke verdeling van eenfasige lasten, asymmetrische impedanties van de lijnen of de transformatorwindingen. De belangrijkste gevolgen van een onbalans zijn extra verliezen in machines, vermogenselektronische convertoren en aandrijvingen [5,6].

• Frequentievariaties

kunnen direct in verband worden gebracht met een variatie in de rotatiesnelheid van de generatoren die het elektrisch systeem voeden. Deze lichte variaties worden veroorzaakt door een verschil in de geproduceerde en opgenomen energie. Lichte variaties in de frequentie kunnen leiden tot beschadiging van de generatoren en de turbineschachten. Deze schade wordt veroorzaakt door het ontwikkelde koppel dat gepaard gaat met deze frequentievariaties. Variaties van de frequentie komen echter niet vaak meer voor in het Europese net.

De hoofdkenmerken, waaraan de spanning in laagspanningsnetten moet voldoen, worden beschreven in de norm EN50160 [4]. Een overzicht van de belangrijkste aspecten uit deze norm wordt weergegeven in tabel 1.1. De vermelde limieten zijn de minimum vereisten voor de spanning op elk aansluitingspunt (E: point of connection, poc). Hierbij worden de volgende definities gebruikt:

- P_{st}: hinderingsgraad voor flikker op korte termijn (gemeten over 10 minuten). Deze hinderingsgraad karakteriseert de waarschijnlijkheid dat spanningsfluctuaties zouden leiden tot waarneembare lichtflikkering. Een waarde gelijk aan één wijst erop dat 50 % van de mensen lichtflikkering zouden bemerken bij een gloeilamp van 60 W.
- *P*_{lt}: hinderingsgraad voor flikker op lange termijn (berekend uitgaande van 12 sequenties van korte termijn hinderingsgraden in een tijdspanne van 2 uur).

$$P_{\rm lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{\rm st,i}^3}{12}}$$
(1.1)

• De totale harmonische distorsie (THD) is de wortel van het kwadratisch gemiddelde van de harmonische spanningen (hier tot de 40^{ste}-orde) ten opzich-

⊕

Fenomeen	Criteria			
Frequentie	$50\mathrm{Hz}\pm1~\%$ gedurende $99.5~\%$ van elk jaar			
	50 Hz + 4 % / - 6 % gedurende $100 %$ van de tijd			
Grootte van de spanning	$V_{\rm nom} = 230 \text{ V}$			
(Spanningsniveau)	$V_{ m nom} \pm 10~\%$ voor 95 %/week (10 min effectieve waarde)			
	$V_{\rm nom} + 10~\%/-15~\%$ voor alle 10 min effectieve waarden			
Snelle spannings-	$5~\%~V_{ m nom}$			
veranderingen	$10 \% V_{\rm nom}$ indien zelden			
	Flikkeringsgraad $P_{\rm lt} < 1$ gedurende 95 %/week			
Onbalans	Inverse component van de spanning is kleiner dan 2% van de			
	directe spanning gedurende 95 %/week			
Harmonische distorsie	THD< 8 $\%$ gedurende 95 $\%$ /week			

Tabel 1.1: Vereisten voor de voedingsspanning volgens de norm EN50160

te van de fundamentele spanning¹:

$$\text{THD} = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{40} V_h^2}{V_1^2}} \tag{1.2}$$

1.1.2 Liberalisering van de markt

A. Inleiding

De belangrijkste aspecten in verband met de liberalisering van de markt worden in de huidige paragraaf besproken met behulp van [7–12]. In 1996 werd de eerste Elektriciteitsrichtlijn (96/92/EG) goedgekeurd die ervoor zorgde dat de elektriciteitsmarkt binnen de Europese Unie zou worden opengesteld voor mededinging. Deze richtlijn zorgde echter nog voor verschillen tussen de lidstaten onderling. Een versnelde opening van de markt was noodzakelijk en werd bekomen via de tweede Elektriciteitsrichtlijn (2003/54/EG) die de eerste richtlijn introk. De liberalisering had drie doelstellingen voor ogen: ten eerste moeten de consumenten hun leverancier vrij kunnen kiezen, ten tweede moet er concurrentie worden gerealiseerd op het vlak van levering en productie en tenslotte moet er een vrije toegang tot de netten worden voorzien.

De richtlijnen uitgevaardigd door Europa werden door elke lidstaat afzonderlijk vertaald in reglementering. Wegens de communautaire staatsstructuur die ons land

¹In dit werk worden conform de IEC61000-X-Y-reeksen enkel de eerste 40 harmonischen beschouwd voor de bepaling van indicatoren die rekening houden met de harmonische vervorming.

kenmerkt werd de vertaling van die richtlijn naar het Belgisch recht enigszins bemoeilijkt. De bevoegdheden inzake energiebeleid werden immers in 1980 verdeeld tussen het federale en het gewestelijke niveau. De gewestelijke overheden zijn bevoegd voor spanningsniveaus lager dan of gelijk aan 70 kV terwijl de federale overheid dossiers behandelt waar sprake is van een spanning hoger dan deze waarde. In wat volgt zal de liberalisering besproken worden op Belgisch niveau en waar vanwege onze staatsstructuur de implementatie van de richtlijn verschillend is voor de gewesten zal het Vlaamse beleid worden besproken.

B. Structuur van de elektriciteitsmarkt

De structuur van de elektriciteitsmarkt in België net voor de liberalisering, zoals weergegeven in Fig. 1.1, hangt nauw samen met de ontwikkeling van de elektriciteitssector. Deze historische evolutie wordt hier besproken.

De eerste elektriciteitscentrales kwamen er op het einde van de 19de eeuw. Ze leverden enkel energie voor hun onmiddellijke omgeving, en dit via gelijkstroom op een lage spanning. In het begin van de 20ste eeuw werd overgeschakeld op wisselstroom. Zo kon meer stroom op grotere afstand worden vervoerd.

De eerste verbinding tussen centrales kwam in België tot stand in 1911. Dit was een grote stap vooruit naar een meer betrouwbare bevoorrading: door centrales te verbinden kon men immers reservecapaciteit uitsparen en verhoogde de betrouwbaarheid aanzienlijk.

Naarmate de elektrificatie van ons land vorderde, steeg het vermogen van de centrales en de capaciteit van de verbindingen. In de jaren twintig en dertig van de vorige eeuw werden de netten van de verschillende maatschappijen met elkaar verbonden op 36 en 70 kV.

In de decennia erna noodzaakten nieuwe centrales met een groter vermogen het vervoer op een nog hogere spanning: 150 en 220 kV. Begin jaren 70 kwam de eerste 380 kV-verbinding er. In die periode werden ook de eerste kerncentrales en de pompcentrale van Coo gebouwd, die op het 380 kV-net werden aangesloten. De 380 kV-netten zijn de belangrijkste verbindingen tussen de Europese landen. Ze dienen om elkaar in geval van nood te helpen.

De behoefte aan een gecoördineerde werking leidde in 1937 tot de oprichting van CPTE, voluit de "Maatschappij voor de Coördinatie van de Productie en het Transport van Elektrische Energie". De klemtoon lag op coördinatie. De verschillende producenten bleven instaan voor het beheer en het onderhoud van hun netten. Op dat ogenblik telde België 110 centrales met een totaal vermogen van 2000 MW. In 1951 kwam er ook samenwerking op Europees vlak, met de oprichting van UCPTE. België was een van de acht stichtende leden en tevens een voortrekker.

Door de concentratie bleven er eind jaren 70 nog drie privé-ondernemingen over in België die als producent-verdeler van elektriciteit actief waren: Ebes, Unerg en In-

7

Æ

⊕



8

Figuur 1.1: Elektriciteitsmarkt in België anno 1996

tercom. Zij smolten in 1990 samen tot Electrabel. In de openbare sector hadden de producenten zich in 1978 gegroepeerd binnen SPE. De hoogspanningsinfrastructuur van 150 kV tot 380 kV werd ondergebracht in de vennootschap Gecoli.

In 1995 kwam er een fusie tussen Gecoli en CPTE. In het nieuwe CPTE participeerde Electrabel voor 91.5% en SPE voor 8.5%. De eigendomsrechten van de netten op 70 kV tot en met 30 kV werden overgedragen naar CPTE. Hiermee werd het huidige transmissieniveau bekomen met spanningen vanaf 30 kV.

Op het distributieniveau (lager dan 30 kV) kon men een onderscheid maken tussen de gemengde intercommunales (Interest, IEH, IVEKA, IMEWO, INTERGEM, IVERLEK, IGAO en GASELWEST) en de zuivere intercommunales (Interelectra, Pligas, IVEG, PBE, VEM en WVEM). Bij welke intercommunale men aangesloten was, was afhankelijk van de woonplaats. Aangezien de intercommunales zowel optraden als netwerkbeheerder en als leverancier kon men als klant zijn energieleverancier niet vrij kiezen. In het geval van de gemengde intercommunales stond Electrabel in voor de productie van de elektriciteit, het onderhoud en de ontwikkeling van het distributienet. Tegenover de gemengde intercommunales had men de zuivere intercommunales waarbij de gemeentes hun elektriciteit aankochten bij derden.

Uit bovenstaande valt duidelijk op te maken dat de elektriciteitssector beheerd werd door verticaal geïntegreerde elektriciteitsbedrijven. Hiermee wordt bedoeld dat één bedrijf zowel verantwoordelijk is voor de productie, het transport, de distributie als de levering van de energie tot bij de klanten. In de visie van de Elektriciteitsrichtlijn, waarbij de markt volledig open moet zijn, zou dit leiden tot concurrentievervalsing.

De liberalisering van de markt vereist een splitsing van de productie, het transport,



Figuur 1.2: Huidige structuur van de Belgische elektriciteitsmarkt

de distributie en de levering. Bovendien moeten de vier bovenvermelde taken volledig onafhankelijk van de andere worden uitgevoerd. Hieruit volgt dat de verticaal geïntegreerde elektriciteitsbedrijven hun takenpakket moesten opsplitsen en dat de intercommunales verplicht werden te kiezen om te fungeren als distributienetbeheerder (DNB) of als leverancier. Deze evoluties hebben geleid tot een nieuwe structuur van de Belgische elektriciteitsmarkt zoals weergegeven in Fig. 1.2. Voor de liberalisering werd de markt bepaald door drie spelers. Ten eerste was er de CPTE, die tegelijkertijd instond voor de productie en transmissie van elektriciteit. Vervolgens waren er de DNB's, die niet alleen zorgden voor het vervoer van elektriciteit langs de midden- en laagspanningsnetten, maar ook de levering van elektriciteit. In de huidige structuur wordt de elektriciteitsmarkt echter bepaald door vijf spelers, namelijk de producent, de transmissienetbeheerder (TNB), de distributienetbeheerder, de leverancier en de afnemer.

C. Actoren in de huidige elektriciteitsmarkt

In wat volgt zullen deze vijf spelers iets meer in detail worden besproken, waarbij de klemtoon ligt op de eerder gestelde probleemstelling.

1. Producent

De producent wordt gedefinieerd als iedere natuurlijke of rechtspersoon die elektriciteit produceert. Hierbij wordt er geen onderscheid gemaakt op de wijze van productie. De producent draagt geen zorg voor de functie van transmissie of distributie van elektriciteit op het grondgebied dat wordt bestreken van het net waarop hij is aangesloten. De producent en de leverancier worden gezien als twee onafhankelijke entiteiten, maar kunnen in werkelijkheid ook dezelfde zijn.

9

⊕

2. Transmissienetbeheerder

Transmissie is het vervoer van elektriciteit op een spanning van 30 kV of meer met het oog op de levering ervan aan eindafnemers, namelijk de industriële grootverbruikers zoals de NMBS en BASF, of aan de DNB's. Belangrijk hierbij is dat de levering niet in de transmissie zit inbegrepen. De TNB staat in voor de exploitatie, het onderhoud en de ontwikkeling van het transmissienet om zo de continuïteit van de elektriciteitsvoorziening te waarborgen. Oorspronkelijk werd het transmissienet beheerd door de CPTE, maar wegens de vereiste van onafhankelijkheid van de TNB werd Elia opgericht. Elia omschrijft haar activiteiten als netbeheerder in drie deelaspecten. Ten eerste is er het beheer van het elektrisch systeem. Dit houdt in dat Elia de toegang tot het hoogspanningsnet regelt en de transmissie van elektriciteit in België regelt en de diensten hiervoor levert. Vervolgens beheert Elia de infrastructuur, hieronder valt het permanent nazicht en onderhoud van het hoogspanningsnet en de uitbreiding van het net waar nodig. Tenslotte heeft Elia ook de opdracht van marktfacilitator. Dit is een niet-technische opdracht, maar eerder een bijdrage tot de marktwerking. Het hoogspanningsnet wordt op een vlotte, objectieve en transparante wijze opengesteld voor alle netgebruikers en hierbij wordt gewerkt met systemen en middelen die het vrij verkeer van elektriciteit bevorderen.

3. Distributienetbeheerder

Distributie is het transport van elektriciteit langs midden- en laagspanningsnetten met het oog op levering aan de afnemers waarbij de levering niet in de distributie zit inbegrepen. Hierdoor konden de intercommunales hun vroegere taak van zowel DNB als leverancier niet meer blijven uitoefenen. De intercommunales kozen ervoor om de opdracht van DNB uit te oefenen.

In het geval van de gemengde intercommunales stond Electrabel jarenlang in voor de technische exploitatie van de netten. De vereiste onafhankelijkheid tussen producent en netbeheerder maakte dit echter onmogelijk. Om hieraan te kunnen voldoen werd GeDIS, voor de uitvoering van openbaredienstverplichtingen, en Indexis, voor de verwerking van de metergegevens, opgericht. Tot slot werd Electrabel Netmanagement Vlaanderen opgericht, waar het technisch personeel van Electrabel werd ondergebracht, voor de uitvoering van de operationele taken inzake distributienetbeheer. Door samenvoeging van bovenvermelde operatoren is in 2006 Eandis ontstaan.

Bij de zuivere intercommunales hebben de WVEM, Interelectra en IVEG op 7 juli 2006 hun operationele activiteiten ondergebracht in Infrax. Een aantal netbeheerders voert hun operaties nog steeds zelfstandig uit: DNB Brussels Airport, AGEM, PBE, Elia en Gemeentelijk Havenbedrijf Antwerpen.

De DNB's zijn onderhevig aan enkele verplichtingen, openbaredienstverplichtingen (odv's) genaamd, opgelegd door de Vlaamse Regering na advies van de VREG. Hieronder vallen ondermeer de sociale verplichtingen, de universele dienstverlening en de ecologische verplichtingen. De ecologische verplichting heeft betrekking op het bevorderen van het rationeel energieverbruik, het gebruik van hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve warmtekrachtkoppeling (WKK).

4. Leverancier

De leverancier is elke rechtspersoon of natuurlijke persoon die elektriciteit levert aan een of meerdere eindafnemers, de leverancier produceert of koopt de aan de eindafnemers verkochte elektriciteit.

Na de keuze van de intercommunales om op te treden als DNB ontstond er een ruimte voor de afnemers om vrij een leverancier te kiezen. Om echter te voorkomen dat sommige afnemers zonder energietoevoer zouden vallen indien ze niet zouden beslissen een contract met een andere leverancier aan te gaan werd een zogenaamde standaardleverancier aangeduid per regio. Voor de gemengde intercommunales werd dit Electrabel Customer Solution (ECS), een dochteronderneming van Electrabel. De zuivere intercommunales vertrouwden na de splitsing hun commerciële activiteit toe aan Luminus. Luminus werd hier als standaardleverancier aangeduid zodat ook hier continuïteit van de openbare dienst gewaarborgd was voor vrije klanten die niet opteerden zelf een leverancier te kiezen. Luminus produceert echter zelf geen energie maar koopt deze aan bij derden.

De leveranciers zijn gebonden aan een etiketteringsverplichting voor hun elektriciteit. Dit houdt in dat zij op hun rekeningen, of minstens in een bijlage bij hun rekeningen en in het promotiemateriaal dat voor de eindafnemers is bestemd, het aandeel moeten vermelden van elke energiebron in de totale brandstofmix die ze in het voorgaande jaar hebben gebruikt. Daarenboven moeten zij ook verwijzingen maken naar plaatsen waar informatie te vinden is over de gevolgen voor het milieu wat betreft de CO₂-emissie en radioactief afval geproduceerd door de totale brandstofmix.

Tenslotte valt nog te vermelden dat in 2005 een elektriciteitsbeurs, Belpex, werd opgericht. Dit had tot doel de liquiditeit van de markten voor levering te verhogen ten bate van de nieuwe operatoren.

5. Afnemer

De afnemers kunnen in twee groepen worden onderverdeeld. Ten eerste zijn er de grootafnemers, de natuurlijke persoon of rechtspersoon die elektriciteit

Æ

koopt voor doorverkoop, en ten tweede zijn er de eindafnemers die elektriciteit kopen voor eigen gebruik.

Toen de markt werd aangepast aan de vereisten van de Europese Elektriciteitsrichtlijnen is er overgegaan van drie marktspelers naar vijf spelers. Om deze overgang in goede banen te leiden en om controle uit te kunnen oefenen op de implementatie van de wetgeving werd er in de richtlijnen voorzien in een oprichting van een reguleringsinstantie.

D. Reguleringsinstanties

Op federaal niveau werd de commissie voor de regulering van de elektriciteit en het gas (CREG) opgericht en op Vlaams niveau de Vlaamse reguleringsinstantie voor de elektriciteit- en gasmarkt (VREG). Deze instanties hebben een complete waaier van taken waaronder de tarificatie van het gebruik van het transmissie- en distributienet, toezicht en controle op de toepassing van de betreffende wetten en reglementen, advies geven aan de overheid, enzovoort. Wat betreft het stimuleren van milieuvriendelijke en dus vaak decentrale energieopwekking is de VREG verantwoordelijk voor de uitwerking van het beheerssysteem van de groenestroomcertificaten. De elektriciteit leveren die uit hernieuwbare energiebronnen is opgewekt. Hiervoor werd het systeem van de groenestroomcertificaten in het leven geroepen. Deze worden toegekend aan producenten van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen. De leveranciers zijn verplicht jaarlijks een bepaald quotum groenestroomcertificaten in te leveren.

In Fig. 1.3 is een overzicht gegeven van de werking van het systeem van de groenestroomcertificaten. De handel in deze certificaten kan worden opgedeeld in zeven stappen:

- 1. De netbeheerders en producenten rapporteren maandelijks alle gegevens die nodig zijn om de netto productie en injectie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen te bepalen.
- 2. Op basis van deze meetgegevens kent de VREG certificaten toe aan de producenten van groene stroom. Afhankelijk van de installatie kan dit certificaat bruikbaar zijn voor het Europese systeem van de garantie van oorsprong (wanneer de geproduceerde elektriciteit ook in het transmissie- of distributienet wordt geïnjecteerd) of voor de certificatenverplichting, of voor beide.
- 3. De producenten van groene stroom hebben de mogelijkheid om hun groenestroomcertificaten tegen een wettelijk vastgelegde minimumprijs te verkopen aan hun distributie- of transmissienetbeheerder.

Ĥ

 \oplus

Æ



Æ

 \oplus

Figuur 1.3: Overzicht van de handel in groenestroomcertificaten

- 4. Anderzijds kunnen de producenten van groene stroom de hen toegekende certificaten ook verkopen op de vrije markt aan traders of leveranciers tegen een te onderhandelen prijs. Ook de netbeheeders kunnen de certificaten die zij hebben gekocht opnieuw te koop aanbieden.
- 5. Alle leveranciers die zich ertoe verbinden groene stroom te leveren aan eindafnemers, moeten maandelijks een aantal groenestroomcertificaten bij de VREG indienen voor gebruik als garantie van oorsprong. Een certificaat voor garantie als oorsprong wordt gebruikt om aan te tonen dat een hoeveelheid elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen aan specifieke eindafnemers werd geleverd. Op die manier kan de VREG op een sluitende manier nagaan dat dezelfde eenheid elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen nooit meer dan éénmaal als 'groen' wordt bestempeld. Het aantal certificaten dat moet worden ingeleverd wordt bepaald door de hoeveelheid groene stroom die ze maandelijks leveren. De VREG geeft de groenestroomcertificaten daarna terug.
- 6. Groenestroomcertificaten die als garantie van oorsprong zijn verbruikt kun-

Æ

nen nog verder verhandeld worden op de vrije markt.

7. Alle leveranciers hebben de verplichting om jaarlijks een aantal groenestroomcertificaten bij de VREG in te dienen voor de certificatenverplichting. Een tekort aan ingediende certificaten wordt beboet. Dit aantal wordt bepaald als een percentage van de totale stroom die zij in een jaar geleverd hebben. De VREG haalt het groenestroomcertificaat daarna uit de handel.

Los van de bovenstaande handel in groenestroomcertificaten kan de producent zijn geproduceerde elektriciteit verkopen aan een trader of aan een leverancier die deze elektriciteit levert aan eindafnemers. Volgens de gegevens van de VREG is het aantal uitgereikte groenestroomcertificaten toegenomen van 150 042 in het jaar 2002 tot 2 005 415 in 2008. Het overgrote aandeel van deze certificaten is afkomstig van de energieproductie uit biomassa en biogas. Voor het jaar 2008 bedraagt het aandeel certificaten van zonne-energie, windenergie op land en waterkracht respectievelijk 33 600, 332 965 en 3 603. Uit de voorlopige cijfers van 2009 valt vooral het stijgende aandeel van zonne-energie op met een aantal van 98 854.

Het is duidelijk dat wegens de liberalisering, die het makkelijker maakt om als producent op de markt te verschijnen, het aantal decentrale generatoren is toegenomen. Daarenboven zijn er via de ontstane organisaties bijkomende verplichtingen opgelegd om de productie via hernieuwbare bronnen te stimuleren. Deze verplichtingen zijn er vooral gekomen in het kader van de 20-20-20 doelstellingen, die in wat volgt kort zullen worden besproken.

1.1.3 20-20-20 doelstelling

Europa wil een voortrekkersrol spelen in de internationale strijd tegen de opwarming van de aarde. Om deze reden presenteerde de Europese Commissie in januari 2008 haar voorstel tot klimaatplan. Het plan steunt op de volgende pijlers: De EU wil een algemene daling van het energieverbruik nastreven zodat ze minder afhankelijk is van energie-import, bovendien wil ze vooruitlopen op een nieuw wereldwijd milieupact (vanaf 2012 wanneer het Kyoto-protocol afloopt) en tenslotte wil ze haar positie aan de wereldtop op vlak van energietechnologie versterken.

Het voorstel legt Europa vier ambitieuze doelstellingen op. De Europese Unie moet tegen 2020 de uitstoot van schadelijke broeikasgassen met 20% doen dalen, het energieverbruik met 20% doen dalen en het aandeel hernieuwbare energie tot 20% optrekken. Bovendien moet 10% van de brandstof voor de transportsector uit biobrandstof bestaan. Indien er op de milieuconferentie van Kopenhagen een akkoord uit de bus zou gekomen zijn, wou de commissie zelfs 30% minder uitstoot waarborgen. De 20%-maatregelen zijn een Europees gemiddelde en de inspanningen worden nationaal verdeeld.

Europa wil deze doelstellingen bereiken via een vernieuwde emissiehandelsrichtlijn. Het is de bedoeling dat er geen gratis emissierechten meer worden toegekend aan de bedrijven. De opbrengst uit het veilen van deze rechten zou worden herverdeeld over de EU-lidstaten om dan te worden gebruikt om te investeren in hernieuwbare energie, wat er moet toe bijdragen om de CO_2 -uitstoot drastisch te verlagen.

De gevolgen voor België van dit Europees klimaatplan worden opgelijst in wat volgt. Ten eerste moet tegen 2020 13% van het energieverbruik uit hernieuwbare energie komen en een kleine helft daarvan moet in België worden geproduceerd. Het overige aandeel zal gehaald worden door te investeren in hernieuwbare energieproductie in het buitenland. Daarnaast moet België zorgen voor een reductie van de broeikasgassen in sectoren als transport, huisvesting, landbouw en afvalverwerking in 2020 met 15% ten opzichte van 2005 [13].

1.2 Doelstelling

De doelstelling van dit werk richt zich op het bepalen van de invloed van decentrale generatie op de netkwaliteit in het distributienet. De overgrote meerderheid aan decentrale productie-eenheden wordt door middel van convertoren op het net aangesloten. Bijzondere aandacht zal dan ook worden besteed aan de impact van de controlestrategieën voor deze convertoren.

Om deze doelstelling te verwezenlijken wordt er een simulatiemodel ontwikkeld van het distributienet. De bijdrage van dit model bestaat erin dat het op een snelle en robuuste manier het harmonisch spectrum van de spanning en de stroom in een willekeurig ingegeven radiaal netwerk kan bepalen. Om een accurate oplossing te bekomen wordt er in dit werk aandacht besteed aan de aanwezige niet-lineaire elementen in het elektrisch net. Zo worden niet-lineaire harmonische modellen ontworpen van transformatoren om zo hun magnetiseringsstromen te berekenen. Deze modellen zijn zodanig opgesteld dat ze op een eenvoudige manier gekoppeld kunnen worden met het simulatiemodel en bovendien een minimale impact hebben op de snelheid van het simulatiemodel. De transformatormodellen zullen nadien worden aangewend om de beïnvloeding van de veranderde spanningskwaliteit, vanwege de decentrale generatoren, op de ijzerverliezen te berekenen.

Via bovenstaande bijdrage is het de bedoeling dat de netbeheerder een beter zicht krijgt op wat de gevolgen zijn van het gebruik van nieuwe technologieën op de netkwaliteit. Bovendien kan de netbeheerder een inschatting maken wat dit voor gevolg heeft voor de verliezen in zijn net, wat kan leiden tot een betere tarificatie voor het gebruik van zijn distributienet.

Fase a			Fase b			Fase c		
h	$V_{\mathrm{a},h}$	$\phi_{{\rm a},h}$	h	$V_{\mathrm{b},h}$	$\phi_{\mathrm{b},h}$	h	$V_{\mathrm{c},h}$	$\phi_{\mathrm{c},h}$
1	1	0	1	0.98	0	1	1.03	$-\pi/20$
5	0.15	$\pi/6$	7	0.2	$\pi/4$	5	0.25	$\pi/10$

Tabel 1.2: Fourier componenten van het beschouwde stel spanningen

1.3 Basisonderstellingen

In dit werk wordt uitgegaan van een aantal fundamentele aspecten omtrent de fasorvoorstelling van golfvormen. De belangrijkste hiervan worden in deze paragraaf besproken.

In Fig. 1.4(a) wordt een driefasig asymmetrisch vervormd stel spanningen getoond. De spanning in fase a, b en c worden respectievelijk weergegeven door de zwarte volle lijn, de grijze volle lijn en de zwarte streeplijn. De drie fasespanningen zijn periodiek en kunnen dus via een fouriertransformatie worden opgesplitst in een som van sinusoïdale componenten:

$$v_{a}(t) = \sqrt{2} \sum_{h=1}^{\infty} V_{a,h} \cos(h\omega_{0}t + \phi_{a,h})$$

$$v_{b}(t) = \sqrt{2} \sum_{h=1}^{\infty} V_{b,h} \cos\left(h(\omega_{0}t - 2\pi/3) + \phi_{b,h}\right)$$

$$v_{c}(t) = \sqrt{2} \sum_{h=1}^{\infty} V_{c,h} \cos\left(h(\omega_{0}t - 4\pi/3) + \phi_{c,h}\right)$$

(1.3)

In deze vergelijkingen stelt $V_{x,h}$ de rms-waarde van de spanning voor in fase x (x=a, b of c) voor de harmonische orde h waarbij $h\omega_0$ de hoeksnelheid is van de desbetreffende fasor. Een fasorvoorstelling van een sinusoïdale component is hier zo gedefinieerd dat de projectie van de fasor op de reële-as de ogenblikkelijke waarde heeft van de betreffende cosinus.

De fasehoek van de vector $\hat{V}_{x,h}$ op t = 0 wordt bepaald door $hk + \phi_{x,h}$, waarbij k voor fase a, b of c respectievelijk gelijk is aan $0, -\frac{2\pi}{3}$ of $-\frac{4\pi}{3}$. Deze fasehoek is de verschuiving van de fasor in zijn eigen referentiestelsel. Hiermee wordt bedoeld dat een fasehoek van bijvoorbeeld $\pi/4$ radialen voor de grondgolf-component overeenstemt met een tijdsverschuiving van 2.5 ms terwijl dit voor de 5-de harmonische een tijdsverschuiving is van 0.5 ms.

De grootheden bekomen via de opsplitsing van de fasespanningen uit Fig. 1.4(a) met behulp van de fouriertransformatie worden weergeven in tabel 1.2. De corresponderende cosinussen zijn per fase weergegeven in Fig. 1.4(b)-1.4(d). Hierbij kan

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus



Æ

17

 \oplus

 \oplus

 \oplus

Figuur 1.4: Vervormd driefasig stel spanningen met opsplitsing van de drie fasen in zijn harmonische componenten. Fase a: zwart, volle lijn; Fase b: grijs, volle lijn; Fase c: zwart, streeplijn

worden opgemerkt dat fase a en c een 5-de harmonische vervorming ondervinden terwijl fase b vervormd is met een 7-de orde harmonische. Bovendien is het driefasig stel spanningen voor de grondgolfcomponent asymmetrisch, de rms-waarde is verschillend en ze bezitten een faseverschuiving die niet gelijk is aan 120°.

De fasorvoorstelling van de drie spanningen wordt weergegeven in Fig. 1.5. Er is hier een onderscheid gemaakt tussen de grondgolf en de harmonische fasoren. Bovendien zijn de fasoren weergegeven op twee verschillende tijdstippen, namelijk op t = 0 ms en op t = 1.5 ms. Hierbij wordt fase a weergeven door een vector in volle zwarte lijn, fase b door middel van een vector in volle grijze lijn en fase c door een vector in zwarte streeplijn.

De verschuiving van fundamentele component van fase c is duidelijk merkbaar in Fig. 1.5(a). Hierbij kan worden opgemerkt dat een negatieve $\phi_{x,h}$ overeenkomt



 \oplus

 \oplus

 \oplus



Figuur 1.5: Fasorvoorstelling van het vervormde stel spanningen op t = 0 en t = 1.5 ms. Fase a: zwart, volle lijn; Fase b: grijs, volle lijn; Fase c: zwart, streeplijn

met het verschuiven van de cosinus naar rechts. Op het tijdstip t = 1.5 ms zijn de grondgolffasoren in tegenwijzerzin verdraaid over een hoek van 0.47 radialen zoals te zien is op Fig. 1.5(b).

In Fig. 1.5(c)-1.5(d) worden de harmonische fasoren weergegeven op respectievelijk t = 0 ms en t = 1.5 ms. In deze figuur is het duidelijk merkbaar dat wegens de harmonische orde van de vervorming in fase b (7-de orde) en c (5-de orde), hun respectievelijke hoeken $\phi_{b,h}$ en $\phi_{c,h}$ een verdraaiing voorstellen ten opzichte van hetzelfde punt. Indien de hoekverdraaiing wordt bekeken die de verschillende har-

18

 \oplus

Œ

Œ
monische fasoren maken in 1.5 ms, is het duidelijk merkbaar dat de harmonische vervorming in fase b van een andere orde is dan die in fase a en c. In een tijd van 1.5 ms ondergaan de fasoren voor fase a en c immers een verdraaiing van 2.36 radialen, terwijl de fasor voor fase b over een hoek van 3.3 radialen is verdraaid. In dit werk wordt er gebruik gemaakt van symmetrische componenten. Symmetrische componenten kunnen net zoals de opsplitsing van de spanning in zijn harmonische componenten worden gezien als een fouriertransformatie, maar dan in de ruimte. Elk periodiek asymmetrisch driefasig stel spanningen kan immers worden opgesplitst in drie onafhankelijke symmetrische componenten, namelijk de homopolaire (subscript 0), de directe (subscript 1) en de inverse (subscript 2) component. Het homopolair stelsel bestaat uit drie identieke grootheden, terwijl het directe en inverse stelstel gevormd worden door drie fasoren die verdraaid zijn over 120°, waarbij voor het direct stelsel de fasevolgorde a-b-c geldt en voor het invers stelsel de fasevolgorde a-c-b. De omzetting van de fasecomponenten gebeurt per harmonische orde met behulp van de transformatiematrix T [14], waarin a gedefinieerd wordt als $e^{j\frac{2\pi}{3}}$.

$$T = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$$
(1.4)

De complexe waarde die de fasoren beschrijft in symmetrische componenten wordt bekomen als volgt:

$$\begin{bmatrix} V_{0,h} \\ V_{1,h} \\ V_{2,h} \end{bmatrix} = T \begin{bmatrix} V_{a,h} \\ V_{b,h} \\ V_{c,h} \end{bmatrix}$$
(1.5)

De bekomen fasoren in symmetrische componenten voor het beschouwde driefasig stel spanningen worden weergegeven in Fig. 1.6. In het linker gedeelte van deze figuur zijn respectievelijk de homopolaire, directe en inverse fasoren getekend op t = 0 ms, terwijl in het rechter gedeelte dezelfde figuren zijn gegeven op t = 1.5 ms. In elk onderdeel van de figuur zijn er drie fasoren getekend, namelijk die voor de fundamentele component (vector in volle zwarte lijn), de 5-de harmonische (vector in volle grijze lijn) en de 7-de harmonische (vector in zwarte streeplijn). Hierbij zijn enkel de symmetrische componenten weergegeven waaruit fase a wordt opgebouwd. Dit wil dus zeggen dat de som van de grijze vectoren uit het linker gedeelte van Fig. 1.6 identiek is aan de volle zwarte vector uit Fig. 1.5(c), zijnde de fasorvoorstelling van de 5-de harmonische component van fase a. Uit de schaal van de figuren valt op te merken dat de fundamentele component van de fasespanningen bijna volledig te herschrijven valt als een directe component. Verder kan uit de vergelijking van de fasoren in het linker en rechter gedeelte van de figuren

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus



Figuur 1.6: Fasorvoorstelling van het vervormde stel spanningen in het symmetrisch referentiestelsel op t = 0 en t = 1.5 ms. Fundamentele: zwart, volle lijn; 5-de harmonische: grijs, volle lijn; 7-de harmonische: zwart, streeplijn

20

 \oplus

 \oplus

 \oplus

het verschil in draaisnelheid worden opgemerkt. Hoe hoger de harmonische orde, hoe vlugger de overeenstemmende fasor draait.

Indien het beschouwde driefasig stel spanningen zou worden afgeleid uit een netwerk waarin zowel de lasten als het volledige netwerk gebalanceerd zijn, dan zouden de drie golfvormen identiek zijn en verschoven over $\pm \frac{1}{3}$ van de fundamentele periode. In dit geval kan de fasorvoorstelling in het tijdsdomein worden geschreven als:

$$\underline{v}_{a}(t) = \sqrt{2} \sum_{h=1}^{\infty} V_{a,h} e^{j\left[(h\omega_{0}t + \phi_{a,h})\right]}$$

$$\underline{v}_{b}(t) = \sqrt{2} \sum_{h=1}^{\infty} V_{b,h} e^{j\left[\left(h(\omega_{0}t - \frac{2\pi}{3}) + \phi_{b,h}\right)\right]}$$

$$\underline{v}_{c}(t) = \sqrt{2} \sum_{h=1}^{\infty} V_{c,h} e^{j\left[\left(h(\omega_{0}t - \frac{4\pi}{3}) + \phi_{c,h}\right)\right]}$$
(1.6)

hierbij is het reëel deel van (1.6) identiek aan (1.3) en kunnen, door de gemaakte veronderstellingen, de rms-waarden $(V_{x,h})$ en de hoeken $(\phi_{x,h})$ voor een specifieke harmonische orde gelijk worden gesteld. Dit leidt tot de volgende uitdrukking voor de drie fasespanningen.

$$\underline{v}_{a}(t) = \sqrt{2} \sum_{h=1}^{\infty} V_{h} e^{j[(h\omega_{0}t + \phi_{h})]}$$

$$\underline{v}_{b}(t) = \sqrt{2} \sum_{h=1}^{\infty} V_{h} e^{j\left[\left(h(\omega_{0}t - \frac{2\pi}{3}) + \phi_{h}\right)\right]}$$

$$\underline{v}_{c}(t) = \sqrt{2} \sum_{h=1}^{\infty} V_{h} e^{j\left[\left(h(\omega_{0}t - \frac{4\pi}{3}) + \phi_{h}\right)\right]}$$
(1.7)

Zoals reeds vermeld kunnen deze fasewaarden worden omgezet naar symmetrische componenten met behulp van de transformatiematrix (1.4).

$$\underline{v}_{0}(t) = \frac{\sqrt{2}}{3} \sum_{h=1}^{\infty} \left(V_{h} e^{j[(h\omega_{0}t + \phi_{h})]} \cdot \left[1 + e^{-jh\frac{2\pi}{3}} + e^{-jh\frac{4\pi}{3}} \right] \right)$$

$$\underline{v}_{1}(t) = \frac{\sqrt{2}}{3} \sum_{h=1}^{\infty} \left(V_{h} e^{j[(h\omega_{0}t + \phi_{h})]} \cdot \left[1 + e^{j\left[-h\frac{2\pi}{3} + \frac{2\pi}{3}\right]} + e^{j\left[-h\frac{4\pi}{3} + \frac{4\pi}{3}\right]} \right] \right)$$

$$\underline{v}_{2}(t) = \frac{\sqrt{2}}{3} \sum_{h=1}^{\infty} \left(V_{h} e^{j[(h\omega_{0}t + \phi_{h})]} \cdot \left[1 + e^{j\left[-h\frac{2\pi}{3} + \frac{4\pi}{3}\right]} + e^{j\left[-h\frac{4\pi}{3} + \frac{2\pi}{3}\right]} \right] \right)$$
(1.8)

21

Æ

⊕

Uit vergelijking (1.8) kan worden geconcludeerd dat in symmetrische componenten de volgende harmonischen aanleiding geven tot drie identieke golfvormen die verschoven zijn over $\pm \frac{1}{3}$ van de fundamentele periode, waarbij de fasevolgorde a-b-c wordt aangehouden:

- Homopolaire component: De componenten met harmonische orde h = 3i (i = 0 → ∞), want voor andere ordes wordt de term tussen de rechthoekige haken 0.
- Directe component: De componenten met harmonische orde h = 3i + 1.
- Inverse component: De componenten met harmonische orde h = 3i + 2.

Bijgevolg kan de rms-waarde van het gebalanceerde deel van een driefasig stel spanningen geschreven worden als:

$$V^{b} = \sqrt{\sum_{k=0}^{2} \sum_{h=0}^{\infty} V_{k,3h+k}^{2}}$$
(1.9)

Hieruit volgt dat de rms-waarde voor het ongebalanceerde deel gelijk is aan:

$$V^{u} = \sqrt{\sum_{k=0}^{2} \sum_{h=0}^{\infty} [V_{k,3h+(k+1 \text{ mod } 3)}^{2} + V_{k,3h+(k+2 \text{ mod } 3)}^{2}]}$$
(1.10)

1.4 Overzicht van het werk

In deze paragraaf wordt een overzicht gegeven van de volgende hoofdstukken.

In Hoofdstuk 2 worden verschillende modellen besproken om het elektriciteitsnet te simuleren. Samen met de vereisten uit de huidige probleemstelling leidt dit tot de ontwikkeling van een nieuw simulatiemodel in het frequentiedomein waarbij gebruik zal worden gemaakt van symmetrische componenten. Vervolgens worden de belangrijkste problemen besproken in verband met het iteratief modelleren van een elektrisch netwerk. Tenslotte zal de invloed van verschillende vereenvoudigingen voor het modelleren van lasten worden besproken.

Het huidige simulatiemodel van een elektrisch net bestaat uit transformatoren die voorlopig nog worden gezien als een lineair element. Wegens het niet-lineair gedrag van het magnetisch blik is er nood aan een meer gedetailleerde voorstelling van een transformator om zo de magnetiseringsstroom in rekening te kunnen brengen. In Hoofdstuk 3 wordt een transformatormodel ontwikkeld en vervolgens vergeleken met eindigelementen-simulaties en metingen op een distributietransformator.

In Hoofstuk 4 worden verschillende simulaties gepresenteerd. Op deze manier kan een gedetailleerd inzicht worden verworven in de invloed van gedecentraliseerde energieopwekking op de netkwaliteit in distributienetten. Hierbij wordt er vooral aandacht besteed aan de invloed van de verschillende controlestrategieën voor een convertor die de energiebron connecteert met het net.

Uit het voorgaande hoofdstuk kan geconcludeerd worden dat de netkwaliteit zeker niet altijd perfect is in distributienetten en gevolgen heeft voor zowel de verliezen in het net als voor de verliezen in de toestellen aangesloten op het net door deze verandering in spanningskwaliteit. In Hoofdstuk 5 zal dieper worden ingegaan op de invloed van de spanningskwaliteit aan de klemmen van een transformator op de ijzerverliezen in de transformator. Hierbij zullen simulaties van de verliezen worden vergeleken met metingen op een distributietransformator.

Tenslotte worden in Hoofdstuk 6 de hoofdpunten van dit werk overlopen en worden er enkele suggesties gedaan voor verder onderzoek.

Bibliografie

- [1] B. Renders, "Convertor-gekoppelde decentrale generatoren en netkwaliteit in laagspanningsnetten," Ph.D. dissertation, 2009.
- [2] J. Arrillaga, N. Watson, and S. Chen, *Power System Quality Assessment*. Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 2000.
- [3] P. Caramia, G. Carpinelli, and P. Verde, *Power Quality Indices in Liberalized Markets*. Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 2009.
- [4] Voltage Characteristics of electricity supplied by public distribution systems, EN Std. 50 160, 1999.
- [5] A. von Jouanne and B. Banerjee, "Assessment of voltage unbalance," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 16, no. 4, pp. 782–790, Oct. 2001.
- [6] R. Bansal, T. Bhatti, and D. Kothari, "Discussion of assessment of voltage unbalance," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 17, no. 4, p. 1176, Oct. 2002.
- [7] www.vreg.be.
- [8] www.creg.be.
- [9] www.elia.be.
- [10] www.eandis.be.
- [11] www.infrax.be.

 \oplus

 \oplus

 \oplus

Æ

- [12] E. Deconinck and W. Gillard. De liberalisering van de elektriciteitsmarkt in België. [Online]. Available: www.law.kuleuven.be/jura
- [13] Het EU-klimaatplan. [Online]. Available: www.ryckevelde.be
- [14] C. Fortescue, "Method of symmetrical coordinates applied to the solution of polyphase networks," *Trans. AIEE*, vol. 37, no. 2, pp. 1027–1140, Jun. 1918.

 \oplus

 \oplus

Œ

Hoofdstuk 2

Harmonisch model van het distributienet

2.1 Inleiding

Zoals reeds aangehaald in de probleemstelling van dit werk neemt het aandeel nietlineaire elementen in het distributienet toe. Dit leidt tot een hernieuwde aandacht voor de problemen met betrekking tot de netkwaliteit in elektrische netten. Het nemen van maatregelen om bijvoorbeeld de harmonischen in een bestaand net te beperken, zoals het plaatsen van filters, is een dure aangelegenheid. Daarom probeert men in de ontwikkelingsfase van nieuwe netten zoveel mogelijk aandacht te besteden aan preventieve maatregelen, zoals het aanpassen van de schakelgroep van de transformatoren. Harmonische simulatiemodellen van het elektrisch net worden aangewend om een optimalisatie te bekomen tussen de kostprijs van het elektrische net en de netkwaliteit [1]. In dit hoofdstuk wordt een oplossingsmethode ontwikkeld die kan worden toegepast op een willekeurig radiaal netwerk waarbij de gebruiker van het model de topologie van het te bestuderen net volledig vrij kan definiëren.

Verder wordt er aandacht besteed aan de belasting in de verschillende knooppunten. Onder de term 'belasting' valt elk element dat (harmonische) stroom opneemt of injecteert in een knooppunt. Een aantal van deze elementen zal vrij worden gekozen terwijl andere afhankelijk zijn van de netwerktopologie. De belasting verbonden met het distributienet bestaat uit vooraf gedefinieerde lasten en meer specifieke lasten die de gebruiker zelf kan ingeven. Zo zal in Hoofdstuk 4 het voorgestelde simulatiemodel worden aangewend om de invloed van verschillende controlestrategieën voor convertoren te bestuderen die gebruikt worden om een willekeurige energiebron te connecteren met het distributienet.

Na het beschouwen van de topologie van het netwerk en de belasting langsheen

het net wordt de oplossingsmethode voorgesteld om vervolgens over te gaan tot de interactie tussen de voorgestelde oplossingsmethode en de belasting. Hierbij wordt meer specifiek aandacht besteed aan convergentieproblemen en aan de invloed van de manier waarop niet-lineaire lasten zijn gemodelleerd op het uiteindelijke resultaat.

Eerst wordt dieper ingegaan op verschillende oplossingsmethoden die reeds zijn besproken in de literatuur.

2.2 Netwerkmodellen in de literatuur

Het modelleren van het elektrisch net kan op verschillende manieren gebeuren, waarbij elke methode op verschillende manieren kan worden uitgevoerd. In dit overzicht worden de grote lijnen beschreven omtrent het simuleren van het elektrisch net. Daarna wordt er meer specifiek ingegaan op de methodes en modellen die zouden kunnen worden aangewend om een antwoord te formuleren op de huidige probleemstelling.

In eerste instantie kan een onderscheid gemaakt worden over het domein waarin gesimuleerd wordt, namelijk het tijds- of frequentiedomein [1–3].

Tijdsdomein

Een tijdsdomeinsimulatie bestaat uit differentiaalvergelijkingen die het dynamisch gedrag van het elektrisch netwerk en zijn componenten voorstellen. De daaruitvolgende set van, meestal niet-lineaire vergelijkingen, worden over het algemeen opgelost met behulp van numerieke integratie. Indien de informatie van een tijdsdomeinsimulatie moet gebruikt worden voor een harmonische analyse van het netwerk moet er op de steady-state oplossing een fast fouriertransformatie (FFT) worden uitgevoerd.

• Frequentiedomein

In zijn eenvoudigste vorm kan een simulatie in het frequentiedomein onmiddellijk resulteren in het effect van een individuele harmonische injectie in een lineair distributienet. Hierbij wordt de interactie tussen het netwerk en de bron van vervuiling verwaarloosd. De harmonische injectie neemt m.a.w. een vooraf bepaalde waarde aan en blijft constant gedurende de oplossingsmethode. Bovendien wordt er vaak gewerkt met het eenfasig equivalent van een driefasig netwerk waarbij verondersteld wordt dat het net zich in een harmonisch symmetrische toestand bevindt, wat uitzonderlijk is. Indien het net bestaat uit meerdere harmonische bronnen die geografisch gescheiden zijn van elkaar, dan wordt de interactie tussen deze harmonische bronnen vaak verwaarloosd. Men berust zich dan op het superpositieprincipe om de totale harmonische distorsie in het netwerk te bepalen.

Æ

Om de interactie tussen de lasten en de spanning in het aansluitingspunt in rekening te brengen wordt er vaak gebruik gemaakt van iteratieve methodes [1].

• Iteratieve methode

In distributienetten, waar het kortsluitvermogen lager is dan in transmissienetten, heeft de injectie van een harmonische stroom een duidelijke invloed op de spanningsvervorming. De lasten, die meer en meer worden geconnecteerd met behulp van convertoren, zijn gevoelig aan deze spanningsvervorming en injecteren op hun beurt aangepaste harmonische stromen in het net. Op deze manier is het duidelijk dat er enkel een correct resultaat kan worden bekomen indien er wordt gewerkt met een iteratieve methode. Een iteratieve methode wordt over het algemeen uitgevoerd in het harmonisch domein, wat een beperking is van het frequentiedomein tot enkel de frequentiecomponenten die een geheel veelvoud zijn van de fundamentele frequentie. Het netwerk wordt over het algemeen opgesplitst in een lineair en een niet-lineair stuk. Het lineair gedeelte wordt dan tot aan het point of common coupling (pcc) gesimuleerd in het harmonisch domein waarbij de lasten gemodelleerd worden als stroombronnen. De lasten zelf worden vervolgens gesimuleerd in het tijdsdomein vanaf het pcc, waarbij het pcc wordt gezien als een spanningsbron. De bekomen stromen worden dan via een FFT omgezet naar het harmonisch domein [4]. Een andere mogelijkheid bestaat erin om de lasten te modelleren met behulp van analytische uitdrukkingen door gebruik te maken van harmonische fasoren.

De meest voorkomende iteratieve methodes zijn de Gauss-Seidel, de Newton-Raphson en de forward/backward methode. De Gauss-Seidel methode maakt gebruikt van de admittantiematrix en de vermogens geïnjecteerd in de verschillende knooppunten om op die manier de spanningen te bepalen in de knooppunten. De Newton-Raphson methode maakt gebruik van de Jacobiaan om vervolgens een nieuwe toestandsmatrix te bepalen. De forward/backward methode overloopt de verschillende knopen en takken van het netwerk. Op basis van de spanningen in de knooppunten worden de stromen onttrokken in de knooppunten bepaald en vervolgens de stromen in de takken. De bijhorende spanningsval over de takken bepaalt vervolgens terug de spanning in de knooppunten.

Naast de bovenstaande classificatie van simulatiemodellen worden in wat volgt enkele onlangs voorgestelde modellen uit de literatuur vermeld. Ze zijn gekozen op basis van hun raakpunten met de vooropgestelde doelstellingen uit Hoofdstuk 1. Deze modellen hebben elk hun eigen innovatieve bijdrage tot de ontwikkeling van snelle, accurate en robuuste netwerkmodellen. De meeste van deze modellen gebruiken echter admittantiematrices. Deze methode is tijdrovend omdat die niet gebaseerd is op de typische topologie van een distributienet. Bovendien is er een LU-decompositie¹ nodig voor elke harmonische orde. Daarnaast werd in [5–7] de CPU tijd voor de forward/backward methode, die verder in detail wordt besproken, vergeleken met de simulatietijd voor de Newton-Raphson methode. In dit onderzoek werd geconcludeerd dat de forward/backward methode sneller is dan de Newton-Raphson methode. Wegens de topologie en de typische fysische eigenschappen van het distributienet is het duidelijk dat de forward/backward methode te verkiezen is boven de Gauss-Seidel of de Newton-Raphson methode.

De forward/backward methode kan zonder veel moeite ook worden uitgebreid tot licht vermaasde netwerken zoals aangetoond in [8–10] en uitgewerkt in paragraaf 2.5. De aanwezigheid van de neutrale en aardingsgeleider werd geïntroduceerd in [11]. In [12] werd de forward/backward methode uitgebreid met harmonischen. Een harmonische analyse van een distributienet maakt gebruik van een gedetailleerde representatie van equivalente circuits van netwerkelementen zoals voorgesteld in [13, 14]. In Hoofdstuk 1 werd reeds duidelijk gemaakt dat onbalans inherent aanwezig is in distributienetten. De belangrijkste aspecten hieromtrent werden behandeld in [12, 15].

De originele bijdrage van het in dit hoofdstuk voorgestelde netwerkmodel, gebaseerd op de forward/backward methode, ligt in de nauwkeurigheid van de equivalente circuits en het gebruik van symmetrische componenten. Het gebruik van symmetrische componenten leidt tot snellere algoritmes. Het oplossen van het netwerk in symmetrische of in fasecomponenten vereisen beide dat er drie netwerken moeten worden opgelost. Wanneer echter fasecomponenten worden gebruikt, dan zijn de drie netwerken gekoppeld en bijgevolg duurt het even lang om elk netwerk op te lossen. Wanneer symmetrische componenten worden gebruikt, dan zijn de netwerken enkel gekoppeld in de knooppunten waar een ongebalanceerde belasting is aangesloten. Een knooppunt met een ongebalanceerde belasting wordt gedefinieerd als een knooppunt waarvan de lastimpedanties voor de drie fasen niet identiek zijn. Bijgevolg leidt een verandering van de directe spanning niet tot dezelfde verandering in de onttrokken stroom in de drie netwerken in symmetrische componenten. Bovendien zijn de waarden van de homopolaire en inverse component kleiner dan voor de directe component. Bovenstaande zorgt ervoor dat het spanningsverschil in een bepaald knooppunt tussen twee opeenvolgende iteraties kleiner zal zijn voor de inverse en homopolaire component dan voor de directe component en bijgevolg zullen deze twee netwerken sneller convergeren.

In wat volgt zullen de voornaamste verschillen worden aangehaald tussen het hier

¹LU-decompositie van een matrix A is de decompositie van een matrix in een benedendriehoeksmatrix L (E: Lower) en een bovendriehoeksmatrix U (E: Upper).

voorgestelde netwerkmodel en de reeds vermelde referenties. Het onderscheid met het onderzoek voorgesteld in [15] waar de nadruk ligt op ongebalanceerde netten, ligt in de opheffing van het omzettingsalgoritme dat driefasig magnetisch gekoppelde netwerken omzet in een ontkoppeld direct equivalent netwerk. Dit wordt dan in een bestaand direct netwerkmodel gestopt. Ten opzichte van [11] heeft het in dit werk voorgestelde netwerkmodel het voordeel dat er kan gewerkt worden met een 3x3-impedantiematrix zonder verlies aan informatie over de stromen in de neutrale geleider en de bijhorende spanningsval. Over het algemeen is de impedantiematrix in symmetrische componenten een diagonaalmatrix, dus waar in [16] benaderingen nodig waren om een dergelijke matrix te bekomen is dit in de huidige aanpak niet meer nodig. De mogelijkheid van het netwerkmodel om de harmonische componenten in rekening te brengen is een bijkomend voordeel. Hoe de bijhorende problemen omtrent de convergentie van harmonische iteratieve methoden worden opgelost, zal worden besproken in paragraaf 2.6.

2.3 Topologie van het elektrisch net

De elektrische energie wordt via het elektrisch net getransporteerd en gedistribueerd. De term transport wordt aangewend wanneer grote hoeveelheden energie van één punt naar een ander punt worden overgebracht met behulp van één of meer transmissielijnen en dit zonder vertakkingen. Het Belgisch transmissienet, wat sterk vermaasd is, bestaat uit luchtlijnen en ondergrondse kabels met een spanning van 380 tot 30 kV. Meer dan 800 hoogspanningsposten zetten de spanning om tot op het vereiste niveau. Het omzetten van de spanning gebeurt door middel van vermogenstransformatoren die voornamelijk in ster/driehoek-configuratie zijn geschakeld. De distributie of de verdeling van de elektrische energie aan de eindafnemers gebeurt door middel van het midden- en laagspanningsnet. Het middenspanningsnet kan worden opgevat als een primair verdeelnet dat radiaal of in open ring wordt uitgebaat. Dit middenspanning wordt omgezet naar laagspanning met behulp van distributietransformatoren die in het algemeen in driehoek/geaarde ster zijn geschakeld². Het laagspanningsnet kan worden beschouwd als het secundair verdeelnet en is radiaal uitgebaat met een groot aantal vertakkingen [17]. In wat volgt zal er vooral aandacht worden besteed aan de eigenschappen van het laagspanningsnet [17-20]. Een groot aantal van de decentrale productie-eenheden wordt immers op dit niveau aangesloten. De oplossingsmethode die zal ontwikkeld worden in dit hoofdstuk, zal gebruik maken van de typische karakteristieken van

het laagspanningsnet. Het model heeft als doel om een willekeurige topologie van

het distributienet, ingegeven door de gebruiker, te bestuderen.

29

²De gegevens vermeld in verband met transformatoren zijn verkregen via Pauwels Transformatoren, Mechelen.

Driefasig vierdraads laagspanningsnet In tegenstelling tot in transmissienetten waar vaak wordt gewerkt zonder neutrale geleider, zal deze in distributienetten wel worden gebruikt. In het distributienet zijn er immers veel eenfasige lasten aanwezig. Volgens de cijfergegevens van Eandis bezit 46 % van het totaal aantal afnemers een eenfasige meter. Naast deze eenfasige lasten zijn er nog een groot aantal driefasige lasten gekoppeld met het distributienet. Onder alle mogelijke combinaties van schakelingen die mogelijk zijn bij driefasige voedingen zijn er slechts drie systemen toegelaten bij de uitbating van het net uit het oogpunt van beveiliging tegen elektrocutie in het laagspanningsnet:

- TN-systeem
- TT-systeem
- IT-systeem, dat in uitzonderlijke situaties wordt gebruikt, omdat een eerste aardsluiting niet tot onmiddellijke afschakeling mag leiden.

De eerste letter van deze combinaties duidt op de behandeling van het net bij de bron:

- T: Het verdeelnet heeft een geleider verbonden met de aarde
- I: Het verdeelnet heeft geen geleider verbonden met de aarde of is verbonden met de aarde via een hoogohmige impedantie

De tweede letter duidt op de behandeling van de genaakbare geleidende delen van de belastingen met de grond:

- T: De aarding ligt dicht bij de gebruiker en is onafhankelijk van het verdeelnet
- N: De aarding van de gebruiker is verbonden met de geaarde geleider van het verdeelnet, over het algemeen valt deze geaarde geleider samen met de neutrale geleider

In dit werk worden enkel industriële en huishoudelijke omgevingen beschouwd en bijgevolg bezitten de feeders in het distributienet drie fasegeleiders en een neutrale geleider.

Configuratie van het laagspanningsnet Indien de radiale lay-out van het distributienet wordt bestudeerd dan kan er worden opgemerkt dat vanuit het pcc, gelegen na de distributietransformator, er verschillende driefasige feeders vertrekken. Op deze feeders kunnen er vervolgens nog verschillende vertakkingen aanwezig zijn, verder beschreven met de term subfeeders.

Volgens cijfergegevens verkregen via Eandis kunnen de volgende conclusies worden getrokken over de gemiddelde configuratie van het distributienetwerk:

Stedelijke omgeving

- distributietransformator: 400-630 kVA
- 12 feeders vertrekken vanuit het pcc
- > 100 klanten per distributietransformator
- feeders zijn gemiddeld 300 m lang

Landelijke omgeving

- distributietransformator: 250-400 kVA
- 6-12 feeders vertrekken vanuit het pcc
- \bullet < 100 klanten per distributietransformator
- feeders zijn tussen 600-1200 m lang

Van belang is hierbij op te merken dat de feeders in landelijke omgeving een stuk langer zijn dan in stedelijke omgeving.

Fysische eigenschappen van het laagspanningsnet Het kabeltype gebruikt voor nieuwe of vernieuwde ondergrondse verbindingen is EAXVB. Voor bovengrondse lijnen zijn dit kabels van het type BAXB. De kabels die momenteel geplaatst worden door Eandis hebben in het algemeen een configuratie van 3x95+54.6 voor luchtlijnen en 4x150 voor ondergrondse kabels. In een stedelijke omgeving met een hoge belastingsgraad liggen er meestal ondergrondse kabels terwijl het distributienet in landelijke gebieden vooral bestaat uit luchtlijnen. Via de R/X-verhouding van de gebruikte kabels kan het resistief karakter van het laagspanningsnet worden verklaard. De eigenschappen van bovenvermelde kabels worden weergegeven in tabel 2.1.

	BAXB	EAXVB
doorsnede [mm ²]	$3 \times 95 + 54.6$	4×150
$R_{ m f} \; [\Omega/ m km]$	0.410	0.265
$R_{ m n}$ [Ω /km]	0.713	0.265
L [mH/km]	0.243	0.248
$R_{ m f}/X$	5.37	3.40
I _{nom} ondergronds [A]	-	315
$I_{\rm nom}$ luchtlijn [A]	255	300

Tabel 2.1: Data voor BAXB en EAXVB kabels voor laagspanningsnetten

	huis	appartement
zonder elektrische verwarming	3 kVA	2.5 kVA
met elektrische verwarming	16 kVA	16 kVA

Tabel 2.2: Schatting van de gemiddelde piekbelasting

Typische afname in het laagspanningsnet De klanten in het laagspanningsnet kunnen zowel driefasig als eenfasig aangesloten zijn met het laagspanningsnet. Indien de verbruikers alleen energie nodig hebben voor verlichting of kleine huishoudelijke toepassingen, dan worden ze eenfasig aangesloten. Wordt er ook energie voor drijfkracht vereist, dan worden drie fasen binnengebracht, en de motoren zullen dan gevoed worden door de lijnspanningen. Zoals reeds vermeld wordt het totale percentage van eenfasige meters geschat op 46 % t.o.v. het totaal.

In tabel 2.2 wordt het gemiddeld vermogen per woning weergegeven tijdens de piekperiode. Hierbij kan worden opgemerkt dat de laagspanningsnetten zijn ontwikkeld om dit piekvermogen te leveren en bijgevolg voornamelijk uitgebaat worden bij een fractie van dit piekvermogen.

Structuur van het beschouwde netwerk De oplossingsmethode die zal worden voorgesteld in dit hoofdstuk heeft als doel om het harmonisch spanningsspectrum te bepalen in elk knooppunt van het netwerk. Het netwerk dat hierbij wordt beschouwd, wordt in zijn meest algemene vorm weergegeven in Fig. 2.1.

De topologie van het netwerk is als volgt: een hoog- naar middenspanningstransformator wordt gekoppeld met een Thévenin-equivalent van het hoogspanningsnet. Daarna volgen de distributietransformatoren die eventueel via een verbindingslijn verbonden zijn met de vermogenstransformatoren (transformatoren op het hoogspanningsnet). De distributietransformatoren worden op hun beurt verbonden met het pcc. Als pcc wordt in dit werk het eerste gemeenschappelijk punt beschouwd van alle afnemers die verbonden zijn met het middenspanningsnet via dezelfde distributietransformator. Dit punt kan samenvallen met de secundaire van de transformator, of valt samen met het andere uiteinde van de verbindingslijn die vertrekt vanuit de secundaire van de distributietransformator. Vanuit het pcc vertrekken de distributiefeeders waarop er nog één of meerdere subfeeders kunnen vertrekken en/of de verbruikers zijn geconnecteerd. Voor een gedetailleerde bespreking van hoe de gebruiker een dergelijk netwerk kan ingeven en hoe de impedantiematrices worden opgesteld van het beschouwde netwerk wordt de lezer doorverwezen naar Bijlage A.1. 2.4 Belastingen in de knooppunten van het netwerk

Ĥ

 \oplus



Figuur 2.1: Eendraadsschema van een willekeurig radiaal distributienet

2.4 Belastingen in de knooppunten van het netwerk

Onder de term 'belasting' valt elk element dat (harmonische) stroom opneemt of injecteert in de knooppunten. Een deel van deze elementen zal worden gedefinieerd door de gebruiker terwijl andere afhankelijk zijn van de netwerktopologie.

2.4.1 Belasting afhankelijk van de netwerktopologie

A. Capaciteit van een kabel

In het geval van een luchtlijn met een lengte vanaf 50km of een kabel mag de capaciteit niet verwaarloosd worden [17]. Met betrekking op de netwerken onder studie, waarbij de lengte van een feeder maximaal ongeveer één kilometer is, mag de capaciteit van de luchtlijnen verwaarloosd worden maar de capaciteit van de kabels niet.

In het model is ervoor geopteerd om te werken met een Π -voorstelling in plaats van een T-voorstelling omdat het aantal te berekenen knooppunten dan niet wordt verhoogd door een knooppunt in het midden van de lijn toe te voegen. Het opstellen van de bijhorende impedantiematrices wordt beschreven in Bijlage A.2.1.

33

Æ

 \oplus



Figuur 2.2: Magnetisatiecurve van de transformator

B. Magnetiseringsstroom van de transformatoren

Transformatoren zijn historisch gezien de eerste bronnen van harmonischen in het elektrisch netwerk. De relatie tussen de spanning en de stroom aan de primaire van de transformator is sterk niet-lineair en kan vereenvoudigd worden voorgesteld zoals in Fig. 2.2. De nabijheid van saturatie zorgt voor een vervormde magnetiseringsstroom. De nominale werking van de transformator bevindt zich beneden de knie van de magnetisatiecurve, dus in het lineair gebied, met als gevolg dat de harmonische distorsie in nominale omstandigheden gering is. Indien er echter een kleine afwijking optreedt van deze nominale werkingstoestand, bijvoorbeeld een kleine spanningstoename, resulteert dit in een grote toename van de magnetiseringsstroom waarbij ook de harmonische inhoud sterk toeneemt [21].

In dit model wordt de magnetiseringsstroom geïnjecteerd in het knooppunt tussen de primaire en de secundaire impedantie van de transformator. De berekening van de magnetiseringsstroom, in symmetrische componenten, en de beïnvloeding van de andere fasen in een driefasige transformator worden uitgebreid besproken in Hoofdstuk 3.

2.4.2 Belasting gedefinieerd door de gebruiker

De belastingen gedefinieerd door de gebruiker omvatten alle mogelijke lasten in een knooppunt, alsook decentrale generatoren (installaties die elektrische energie produceren en aangesloten zijn op het elektrische laagspanningsnet). In deze paragraaf wordt er geen onderscheid gemaakt tussen lasten en decentrale generatoren, omdat deze laatste kunnen worden beschouwd als lasten die een negatief vermogen opnemen. Er wordt echter wel een onderscheid gemaakt tussen de verschillende

modelleringsmogelijkheden van de lasten omdat dit een invloed heeft op de nauwkeurigheid van het beschouwde geval.

De gebruiker heeft de mogelijkheid om enerzijds de basisbelasting van het netwerk te definiëren onder de vorm van verdeelde lasten langsheen de feeders en de subfeeders. Anderzijds heeft de gebruiker de optie om meer specifieke lasten toe te kennen aan een knooppunt, deze worden hier verder besproken onder de noemer 'niet-verdeelde lasten'.

In wat volgt zal kort worden besproken wat er verstaan wordt onder 'verdeelde lasten' en 'niet-verdeelde lasten' en waarom er een onderscheid wordt gemaakt. De manier waarop de gebruiker deze belastingen kan ingeven en hoe dit verwerkt wordt, komt meer uitgebreid aan bod in Bijlage A.2.2.

A. Verdeelde lasten

Onder de basisbelasting van het netwerk vallen de lineair driefasig symmetrische RL- en RC-lasten, of een combinatie van beide. Deze kunnen zowel in ster, geaarde ster als in driehoek worden geschakeld en daarbij kunnen ze gedefinieerd worden als constante impedantielasten of constant-vermogenlasten.

B. Niet-verdeelde lasten

De niet-verdeelde lasten zijn in het opgestelde netwerkmodel de belangrijkste belastingen die aangesloten worden met het distributienet. Het model heeft immers tot doel om de invloed van de decentrale productie-eenheden en niet-lineaire belastingen op de netkwaliteit te bestuderen. De typische kenmerken van deze belastingen zullen tot uiting kunnen komen wegens deze specifieke behandeling ervan. Voor het model zal elke niet-verdeelde last worden aanzien als een stroombron die al dan niet spanningsafhankelijk is. De belasting zelf zal waar nodig de spanning in het geconnecteerde knooppunt als informatie meekrijgen. Ter illustratie wordt in paragraaf 2.7 dieper ingegaan op de wijze waarop een niet-verdeelde last kan worden gedefinieerd. Hierbij zal vooral aandacht worden besteed aan de invloed van het al dan niet spanningsafhankelijk simuleren van de stroombron die de nietverdeelde last voorstelt.

2.5 De oplossingsmethode

De oplossingsmethode die zal worden aangewend voor het berekenen van het spanningsspectrum in elk knooppunt en de stroom in ieder segment is de iteratieve forward/backward methode. Als illustratie van deze methode is in Fig. 2.3 een eenvoudig radiaal netwerk weergegeven. Uit deze figuur blijkt dat de forward/backward methode in vier stappen kan worden opgedeeld [22]:

Ð

 \oplus

 \oplus



Figuur 2.3: Schematish overzicht van de forward/backward methode

- Stap A: In deze eerste stap wordt het spanningsspectrum opgesteld in de verschillende knooppunten. Tijdens de allereerste iteratie kan deze vrij worden gekozen. Algemeen wordt hetzelfde spanningsspectrum gekozen voor de verschillende knooppunten, maar dit is geen noodzaak. Zo kan een goede schatting van het uiteindelijke spanningsspectrum leiden tot een beter convergerende oplossingsmethode [23].
- Stap B: Afhankelijk van het spanningsspectrum in de knooppunten wordt de totale onttrokken stroom in elk knooppunt bepaald. Deze stromen worden bepaald door de reeds gedefinieerde belastingen uit paragraaf 2.4.
- Stap C: In deze stap wordt de voorwaartse beweging (E: forward sweep) uitgevoerd. De stromen in de segmenten worden immers berekend door te beginnen bij de stroom in het laatste segment en te eindigen bij de stroom in het segment juist voor het eerste knooppunt. De stromen worden berekend met behulp van de eerste wet van Kirchhoff.

A

 \oplus

Stap D: De laatste stap, ook wel de achterwaartse beweging (E: backward sweep) genaamd, bepaalt het nieuwe spanningsspectrum in ieder knooppunt. Dit wordt verwezenlijkt door vanaf het vast spanningsspectrum in het eerste knooppunt, het spectrum in het volgende knooppunt te bepalen door het berekenen van de spanningsval over het volgende segment. Het bekomen spectrum in ieder knooppunt wordt vervolgens vergeleken met het spectrum bekomen in de vorige iteratie. Ligt het verschil binnen een vooraf bepaald convergentiegebied, dan eindigt de forward/backward methode hier. Indien het verschil niet binnen het opgegeven convergentiegebied valt, dan wordt het spanningsspectrum in stap A bepaald door het net berekende spanningsspectrum.

De vooropgestelde netwerktopologie is echter driefasig en de berekeningen gebeuren met behulp van symmetrische componenten. Bijgevolg dient in de voorgestelde oplossingsmethode het eendraadsschema uit Fig. 2.3 uitgebreid te worden naar drie netwerken. De implementatie van de oplossingsmethode in de voorgestelde netwerktopologie wordt uitgewerkt in Bijlage A.3.

Het gebruik van symmetrische componenten in plaats van fasecomponenten leidt tot een snellere oplossingsmethode. Wanneer immers wordt gewerkt met fasecomponenten dan zijn de drie op te lossen netwerken gelijkwaardig en sterk gekoppeld. Bijgevolg kost de berekening van elk netwerk ongeveer evenveel tijd. Bij het gebruik van symmetrische componenten zijn de drie netwerken enkel gekoppeld op de plaatsen waar een ongebalanceerde last is geconnecteerd of waar de impedantiematrix van de lijn niet kan geschreven worden als een cirkulante matrix [24]. Dit is bijvoorbeeld het geval bij een eenfasige of tweefasige lijn. Een verandering in de directe spanning leidt in het geval van symmetrische componenten niet tot dezelfde verandering in de onttrokken stroom in de drie netwerken zoals bij de het gebruik van fasecomponenten wel het geval is. Bovendien zijn de waarden van de homopolaire en inverse component kleiner dan voor de directe component. Bovenstaande zorgt ervoor dat het spanningsverschil in een bepaald knooppunt tussen twee opeenvolgende iteraties kleiner zal zijn voor de inverse en homopolaire component dan voor de directe component en bijgevolg zullen deze twee netwerken sneller convergeren. Dit leidt tot een oplossingsmethode die sneller leidt tot een eindoplossing.

De uitbreiding van de oplossingsmethode van een radiaal net naar een licht vermaasd net kan worden aangetoond met behulp van Fig. 2.4. Op deze figuur wordt een net afgebeeld met twee onafhankelijke lussen. In eerste instantie worden evenveel openingen gemaakt als er onafhankelijke lussen zijn. Bijgevolg worden twee nieuwe knooppunten geïntroduceerd. Naast het ontstaan van deze twee knooppunten wordt er een stroom ingevoegd die vloeit van het oorspronkelijke naar het geïntroduceerde knooppunt.

Æ

 \oplus

 \oplus



Figuur 2.4: Uitbreiding van de oplossingsmethode naar een licht vermaasd netwerk

De eerste vier stappen zoals beschreven met behulp van Fig. 2.3 worden in eerste instantie uitgevoerd op het radiaal gemaakte netwerk. In stap D resulteert dit in nieuwe spanningen voor elk knooppunt. Vervolgens worden de onbekende stromen berekend door het spanningsverschil uit te schrijven tussen het geïntroduceerde en het oorspronkelijke knooppunt. Hierbij wordt enkel rekening gehouden met de stromen die worden geïntroduceerd door het radiaal maken van het oorspronkelijk licht vermaasde netwerk.

$$\begin{split} V_1^{'} - V_1 &= (Z_2 + Z_3 + Z_5 + Z_6)I_1 + Z_5I_2 \\ V_2^{'} - V_2 &= (Z_4 + Z_5 + Z_7 + Z_8)I_2 + Z_5I_1 \end{split}$$

$$(2.1)$$

Via (2.1) kunnen vervolgens de onbekende stromen worden berekend. Met behulp van deze stromen wordt vervolgens in elk knooppunt een nieuwe spanning berekend, waarbij er enkel rekening wordt gehouden met de door de lussen ontstane

38

Æ



Figuur 2.5: Schematische voorstelling van een éénknooppuntsnetwerk.

stromen en een spanning gelijk aan nul in het begin van het netwerk. De spanningen die op deze manier bepaald zijn, worden tot slot opgeteld bij de waarden bekomen in stap D uit de oorspronkelijke oplossingsmethode. Dit levert uiteindelijk de nieuwe set spanningen waarmee kan worden gewerkt in stap A van de oplossingsmethode.

2.6 Convergentie van de forward/backward methode

In de voorgaande paragraaf werd de oplossingsmethode voor het netwerkmodel besproken. Het is duidelijk dat het gaat om een iteratieve methode. Een gevolg hiervan is echter dat de methode numeriek instabiel kan worden. Om de reden van deze numerieke instabiliteit te verklaren kan het netwerk van Fig. 2.5 worden beschouwd. Op deze figuur is een schematische voorstelling gegeven van een éénknooppuntsnetwerk, d.w.z. een last (z_{last}) wordt gevoed vanuit een punt met vaste spanning (v_{bus}) die verbonden is met de last via een lijn met impedantie z. Uiteraard kan de spanning in het knooppunt van de last (v) worden bepaald met behulp van een simpele spanningsdeler, maar om het instabiliteitsprobleem te verklaren wordt het netwerk berekend met behulp van de forward/backward methode. Het verband tussen de spanning en de stroom in de opeenvolgende iteraties kan als volgt worden geschreven:

$$\begin{bmatrix} \underline{i}_{k+1} \\ \underline{v}_{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{\underline{z}_{\text{last}}} \\ \underline{z} & \frac{\underline{z}_{\text{last}} - \underline{z}}{\underline{z}_{\text{last}}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{i}_{k} \\ \underline{v}_{k} \end{bmatrix}$$
(2.2)

Bij een discreet proces kan worden gesteld dat het convergent is indien de eigenwaarden niet buiten de eenheidscirkel vallen. De eigenwaarden van het vooropgestelde systeem zijn:

$$\lambda_1 = 1$$

$$\lambda_2 = \frac{z}{z_{\text{last}}}$$
(2.3)

Het is duidelijk dat de verhouding tussen de impedantie van de last en de lijn bepalend is voor het al dan niet convergeren van de forward/backward methode. Voor een netwerk met een laag kortsluitvermogen of m.a.w. een hoge netimpedantie zal deze methode eerder instabiel zijn. Intuïtief valt dit makkelijk te verklaren. Een verandering in onttrokken stroom resulteert dan immers in een grote spanningsverandering in het beschouwde knooppunt, wat op zijn beurt terug kan versterkt worden indien de lastimpedantie laag is of indien de last gevoelig is voor veranderingen in de spanning. In het algemeen kan gesteld worden dat er voor de grondgolfcomponent weinig problemen zijn, terwijl deze problemen toenemen met de harmonische orde. Indien er immers gewerkt wordt met resistieve belastingen, dan blijft de impedantie van deze belasting nagenoeg constant in het ganse spanningsspectrum. De lijnimpedantie, die in distributienetten resistief-inductief is, is echter wel gevoelig aan de harmonische orde. Een verhoging van de frequentie geeft hier aanleiding tot een verhoging van de reactantie, wat dus kan leiden tot een eigenwaarde die buiten de eenheidscirkel valt, en bijgevolg tot numerieke instabiliteit van de beschouwde methode.

Een gelijkaardig probleem stelt zich ook bij het modelleren van ac/dc systemen [23, 25–29]. Een eerste mogelijkheid voor het verbeteren van de convergentie is het werken met een goede schatting van de initiële waarde voor het iteratief proces; hiervoor kan een tijdsdomeinsimulatie van het net worden aangewend. Ten tweede kan gewerkt worden met een reactantiepaar. Dit betekent dat er twee tegengestelde reactanties worden geplaatst in serie, waarbij de negatieve reactantie aan de netzijde is geplaatst en de positieve reactantie aan de lastzijde. De spanning die nu wordt beschouwd gedurende de iteratieve methode is de spanning in het knooppunt tussen het reactantiepaar. Op deze manier is het duidelijk dat de bekomen eigenwaarde (λ_2) een kleinere waarde aanneemt. Een uitbreiding op voorgaande methode kan worden gevonden door te werken met een impedantiepaar in plaats van met een reactantiepaar. Zodoende kunnen de impedanties worden afgesteld zodat ze een mogelijke resonantie in het net teniet kunnen doen en zo de convergentie van het proces verbeteren. Tot slot kan de parallelle compensatietechniek worden aangewend om de convergentie te verbeteren. Deze methode is analoog aan de vorige methode, maar de impedanties worden hier in parallel geplaatst waarbij de positieve impedantie dichtst bij de netzijde staat en de negatieve impedantie aan de lastzijde. De positieve impedantie wordt in rekening gebracht bij het opstellen van de admittantiematrix en de negatieve impedantie wordt als een belasting beschouwd. Bijgevolg verandert de spanning niet in het beschouwde knooppunt, maar wel de stroom opgenomen door de belasting. Deze laatste methode kan echter enkel worden toegepast op iteratieve methodes waarbij de admittantiematrix wordt opgesteld.

In het huidig model is ervoor gekozen om te werken met de methode van het reac-

Æ

tantiepaar. Het netwerk dat wordt ingegeven door de gebruiker is immers volledig willekeurig. Hierdoor kan er moeilijk een schatting worden gemaakt van de voorkomende resonanties in het netwerk en kan er dus niet van op voorhand een impedantiepaar worden berekend dat het effect van deze specifieke resonanties tegengaat. Het gebruik van een goede schatting van de initiële waarden is niet aangewezen wegens het tijdsintensieve aspect. In Fig. 2.6 wordt aangetoond hoe het éénknooppuntsnetwerk wordt aangepast door de keuze voor het reactantiepaar. Zoals reeds vermeld wordt in de forward/backward methode het knooppunt waar de spanning wordt aangepast verlegd. Hierdoor stijgt de impedantie van de last schijnbaar terwijl de impedantie van het net schijnbaar daalt. Fysisch gezien is er echter niets veranderd aan het beschouwde net.

In het netwerkmodel is de waarde van de reactantie een bepaalde fractie α van de reactantie tussen het beschouwde knooppunt en het begin van het netwerk. De reactanties van de tussenliggende transformatoren worden bovendien nog vermenigvuldigd met een factor afhankelijk van het aantal feeders dat erop is aangesloten. Op deze manier wordt een robuuste oplossingsmethode bekomen bij elk willekeurig ingegeven netwerk. De implementatie van bovenstaande vuistregels gebeurt in dit model als volgt: de waarde van de reactantie in een bepaald knooppunt op een feeder wordt gelijk gekozen aan de som van de reactantie van de hoogspanningstransformator vermenigvuldigd met het totaal aantal feeders, de reactantie van de distributietransformator, waarmee het knooppunt is verbonden, vermenigvuldigd met het aantal feeders geconnecteerd op de beschouwde transformator en tot slot de reactantie tussen het beschouwde knooppunt en de distributietransformator. De bekomen reactantie wordt vervolgens vermenigvuldigd met α , die in de huidige simulaties gelijk is aan één. De reactantie die wordt aangewend voor een knooppunt op een subfeeder wordt in de simulaties gelijk gekozen aan de reactantie berekend voor het knooppunt waarop de subfeeder is geconnecteerd. Het aantal harmonischen dat in de uitgevoerde simulaties wordt beschouwd is gelijk aan 40. Indien hier echter meer harmonischen zouden worden beschouwd heeft dit een invloed op de waarde van α . Hoe meer harmonischen er worden aangewend, hoe groter α moet zijn om een stabiele oplossingsmethode te bekomen. Instabiliteitsproblemen treden immers vooral op bij de hogere harmonische ordes. Voor een beschrijving van de implementatie van het reactantiepaar in het netwerkmodel wordt de lezer doorverwezen naar Bijlage A.4.

In bovenstaande is duidelijk gemaakt dat het gebruik van een reactantiepaar een goede oplossing is om de convergentie van de oplossingsmethode te verbeteren indien zowel de lijn als de last resistief-inductief kunnen worden verondersteld. Indien de belasting nu echter capacitief wordt verondersteld, wat zo is bij de capaciteit van een kabel of bij een RC-belasting, dan worden de convergentieproblemen niet opgelost door gebruik te maken van het reactantiepaar. In deze situatie



Figuur 2.6: Schematische voorstelling van een éénknooppuntsnetwerk uitgebreid met een reactantiepaar.

wordt de absolute waarde van de lastimpedantie in eerste instantie namelijk verkleind door bij de het negatief imaginair gedeelte een positieve reactantie op te tellen. Dit probleem wordt echter wel opgelost door de onttrokken stroom van een capacitieve belasting maar voor een fractie in rekening te brengen.

$$\underline{i}_{k+1} = \frac{(\beta - 1)\underline{i}_k + \underline{i}_{\text{last}}}{\beta}$$
(2.4)

In bovenstaande stelt \underline{i}_{k+1} de onttrokken stroom voor van de capacitieve last in de (k + 1)-de iteratie. Deze is opgebouwd door rekening te houden met de stroom in de k-de iteratie en de werkelijk onttrokken stroom (\underline{i}_{last}). De factor β bepaalt hoe snel de waarde naar de werkelijke waarde gaat, hoe hoger deze β hoe hoger de vertraging. In de simulaties uitgevoerd in dit werk wordt β gelijk aan zeven gekozen. Deze aanpassing heeft echter ook zijn gevolg voor de convergentiecriteria van de oplossingsmethode. De iteraties voor een netwerk worden nu pas beëindigd indien zowel de spanningen als de stromen onttrokken door de capacitieve elementen in het netwerk binnen een vooraf bepaald convergentiegebied liggen.

2.7 Niet-lineaire lasten

In de huidige paragraaf zal worden nagegaan wat de invloed is van de methode waarop niet-lineaire lasten worden gesimuleerd op het eindresultaat van het simulatiemodel. De resultaten voorgesteld in deze paragraaf zijn gebaseerd op de bevindingen geformuleerd in [30].

In Fig. 2.7 is een overzicht gegeven van het beschouwde driefasig netwerk waarop de simulaties worden uitgevoerd. Het netwerk bevat één hoogspanningstransformator die verbonden is met twee distributietransformatoren. Na elk van deze distributietransformatoren volgt er een feeder. Deze feeders hebben dezelfde lengte maar met een verschillende X/R-ratio. De equidistante lasten langsheen elke

 \oplus



Figuur 2.7: Topologie van het beschouwde netwerk.

feeder (10 per feeder) nemen gezamenlijk 90 kVA af met een $\cos \phi$ van 0.8. De invloed van de methode waarop niet-lineaire lasten worden gesimuleerd wordt onderzocht door het plaatsen van vier éénfasige piekgelijkrichters langsheen de feeders. Een schematische voorstelling van deze piekgelijkrichter is weergegeven in Fig. 2.8. Het simuleren van de piekgelijkrichter gebeurt op twee verschillende methoden. In het eerste geval wordt de piekgelijkrichter eenmaal in het tijdsdomein gesimuleerd met behulp van plecs[®]. De aangelegde spanning is de nominale spanning en de bekomen stromen worden met behulp van een FFT omgezet naar het frequentiedomein. In de daarop volgende iteraties wordt de piekgelijkrichter aanzien als een constante stroombron met als waarde het bekomen spectrum uit de eerste iteratie³. De inductantie uit Fig. 2.8 wordt in dit geval dus beschouwd als een doorverbinding. In tweede instantie kan de stroom onttrokken door de piekgelijkrichter spanningsafhankelijk worden gemaakt. Dit wordt verwezenlijkt door de piekgelijkrichter gedurende elke iteratie te simuleren in het tijdsdomein. De spanningsbron op Fig. 2.8 wordt dan bepaald door de spanning tussen het reactantiepaar in het beschouwde knooppunt⁴. In de eerste iteratie wordt de de inductantie van het reactantiepaar nog aanzien als een doorverbinding, maar in de daarop volgende iteraties wordt de inductantie bepaald door de elektrische afstand van de bron tot het aansluitingspunt.

De overige elementen die aanwezig zijn op Fig. 2.8 zijn de weerstandswaarde van de belasting R_{last} en de capaciteit van de elektrolytische condensator C. De waarde van de weerstand, R_{last} , wordt zodanig bepaald in functie van de gemiddelde dc-spanning over de condensator zodat het opgenomen vermogen gelijk is aan 10 kW. In het eerste geval, waarbij maar één simulatie in het tijdsdomein wordt uitgevoerd is deze weerstand dus onafhankelijk van de spanning in het knooppunt terwijl voor

43

 \oplus

 $^{^{3}}$ In het netwerk wordt deze niet-lineaire last beschouwd zoals de niet-verdeelde last x_{j} uit Fig. A.5

⁴Deze methode van simuleren is analoog aan de voorstelling van de niet-verdeelde last x_i uit Fig. A.5 en de spanning V is bijgevolg gelijk aan $V_{NV}(x_i)$



Figuur 2.8: Schematische weergave van de gebruikte piekgelijkrichter.

het tweede geval de weerstand wel afhankelijk is van de spanning in het knooppunt. De capaciteitswaarde van de elektrolytische condensator is 1 mF. Een gevolg hiervan is dat de piekgelijkrichter kan aanzien worden als een capacitief belaste gelijkrichter. Hierdoor is de harmonische inhoud van de onttrokken stroom hoger. De gemiddelde waarde van de spanning over de last is in dit geval ook hoger.

De invloed van de twee methoden van simuleren wordt aangetoond door de vier gelijkrichters te connecteren op knooppunt 2, 4, 6 en 8. Hierbij worden ze allen geconnecteerd op fase a. De totale harmonische spanningsdistorsie in fase a wordt voor elk knooppunt van de bovenste feeder getoond in Fig. 2.9. Hierbij wordt de totale harmonische distorsie als volgt gedefinieerd:

$$\text{THD} = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{40} V_h^2}{V_1^2}}$$
(2.5)

In Fig. 2.9 stellen de zwarte balken de distorsie voor, indien de gelijkrichters spanningsonafhankelijk zijn en de grijze balken indien ze spanningsafhankelijk zijn. Algemeen kan hier opgemerkt worden dat de totale harmonische distorsie stijgt met de afstand van de bron tot de verste niet-lineaire last (geconnecteerd op knooppunt 8). Daarenboven kan worden opgemerkt dat de stijging van de distorsie groter is indien er stroomafwaarts meerdere niet-lineaire lasten zijn geconnecteerd. Indien de invloed van de methode van simuleren wordt beschouwd, dan valt er duidelijk op te merken dat de distorsie kleiner is indien de gelijkrichters worden gesimuleerd als spanningsafhankelijke stroombronnen. De maximale afwijking tussen de twee methoden is ongeveer 15%, wat erop wijst dat het in rekening brengen van de spanningsafhankelijke resultaat. Het verschil kan worden verklaard met behulp van het attenuatie-effect [31].

 \oplus

Æ

 \oplus



Figuur 2.9: De totale harmonische spanningsdistorsie in fase A. Zwarte balken: De piekgelijkrichters zijn spanningsonafhankelijk. Grijze balken: De piekgelijkrichters zijn spanningsafhankelijk.

Het attenuatie-effect beschrijft de verzwakking van de harmonische stroomcomponenten onttrokken door de niet-lineaire last indien deze spanningsafhankelijk worden gesimuleerd. Hierbij is het van belang dat de X/R-ratio gezien vanuit de beschouwde niet-lineaire lasten gelijk is en dat de niet-lineaire lasten eenzelfde vermogen opnemen. Op deze manier wordt het ontbreken van harmonische stromen in het netwerk vanwege hun verschillende fasehoek, verder beschreven onder de noemer diversiteitseffect, beperkt [32]. In wat volgt wordt het attenuatie-effect beschreven met behulp van de attenuatiefactor:

$$AF_h = \frac{I_h^N}{NI_h} \tag{2.6}$$

In bovenstaande vergelijking stelt I_h^N de som voor van de rms-waarden van de harmonische stromen opgenomen door de vier piekgelijkrichters voor de harmonische orde h, de term I_h uit de noemer stelt de rms-waarde van de harmonische stroom van orde h voor van één piekgelijkrichter indien deze gesimuleerd wordt als een spanningsonafhankelijke stroombron. De term I_h wordt vermenigvuldigd met een factor N, wat gelijk is aan het aantal beschouwde niet-lineaire lasten. In het huidige geval is dit vier.

45

Æ

 \oplus

Æ

 \oplus

 \oplus



Figuur 2.10: De attenuatiefactor voor de verschillende harmonische ordes.

De attenuatiefactor voor de verschillende harmonische ordes wordt weergegeven in Fig. 2.10. Het is duidelijk dat een overgrote meerderheid van deze factoren kleiner is dan één, wat ervoor zorgt dat de uiteindelijke harmonische distorsie afneemt. Op deze figuur valt echter ook op te merken dat er voor bepaalde harmonische ordes een versterking optreedt i.p.v. een verzwakking. De reden hiervoor kan enerzijds worden verklaard door de afhankelijkheid van de onttrokken harmonische stromen aan de harmonische spanningsvervorming. Anderzijds kan het gebruik van een belasting die een constant vermogen afneemt aanleiding geven tot een verhoging van bepaalde harmonische stroomcomponenten [32].

In tweede instantie worden de piekgelijkrichters geplaatst op de knooppunten 4, 8, 14 en 18. Op deze manier kan worden nagegaan wat de invloed is van een verschillende X/R-ratio van beide feeders op het elimineren van harmonische stromen in het net. Indien de feeders dezelfde X/R-ratio zouden hebben, dan zouden de opgenomen harmonische stromen van de gelijkrichters op de knooppunten 4 en 14 immers dezelfde zijn, zowel in amplitude als in fase, net zoals voor de gelijkrichters op de knooppunten 8 en 18. Het elimineren van harmonische stromen met als oorzaak een verschillende X/R-ratio wordt in de literatuur beschreven als het diversiteitseffect [31]. Dit effect wordt in wat volgt besproken met behulp van de

46

A

 \oplus

Ĥ

 \oplus

 \oplus



Figuur 2.11: De diversiteitsfactor voor de verschillende harmonische ordes. Zwarte balken: Diversiteitsfactor voor de gelijkrichters geconnecteerd op knooppunt 4 en 14.

Grijze balken: Diversiteitsfactor voor de gelijkrichters geconnecteerd op knooppunt 8 en 18.

diversiteitsfactor:

$$DF_h = \left| \frac{\sum_{i=1}^{N} \underline{I}_h^i}{\sum_{i=1}^{N} |\underline{I}_h^i|} \right|$$
(2.7)

De diversiteitsfactor levert een vergelijking tussen twee niet-lineaire lasten die op een gelijkaardige positie staan (4 en 14 of 8 en 18), maar waar er toch eliminatie is van harmonische stromen vanwege het verschil in X/R-ratio tussen het punt van connectie en het eerste gemeenschappelijke punt. In (2.7) is N dus gelijk aan twee en wordt de verhouding van de complexe som van de fasoren vergeleken met de de som van de rms-waarden van deze fasoren. Indien de twee lijnen identiek zouden zijn dan zou de diversiteitsfactor voor elke harmonische orde gelijk zijn aan één. In Fig. 2.11 wordt de diversiteitsfactor voor de convertoren geconnecteerd op de knooppunten 4 en 14 weergegeven door middel van de zwarte balken, en de diversiteitsfactor voor de gelijkrichters geconnecteerd op de knooppunten 8 en 18 door de grijze balken. De diversiteitsfactor varieert tussen 0 en 1 waarbij een kleine waarde wijst op een grotere eliminatie van de harmonische stromen vanwege de circulatie van deze harmonische stromen tussen de niet-lineaire lasten. Uit Fig. 2.11 valt af te

47

Ð

 \oplus

(+)

leiden dat deze eliminatie hoger is voor de hogere harmonische ordes. Verder kan er nog worden opgemerkt dat de eliminatie hoger is voor de gelijkrichters die meer stroomafwaarts zijn geconnecteerd. Dit is echter ook gedeeltelijk te wijten aan het groter verschil in harmonische spanning die deze gelijkrichters ondervinden aan hun klemmen.

Algemeen kan uit de huidige paragraaf worden besloten dat het van belang is dat de spanningsafhankelijkheid van de niet-lineaire lasten niet verwaarloosd mag worden. De invloed van harmonische circulatiestromen op het uiteindelijk resultaat is significant en vindt zijn oorsprong in het verschil in fasehoek van deze opgenomen harmonische stromen.

2.8 Besluit

In dit hoofdstuk werd een simulatiemodel ontwikkeld voor een willekeurig radiaal distributienet. In eerste instantie werden de verschillende eigenschappen van het distributienet besproken. Hieruit werd vervolgens afgeleid aan welke structuur het willekeurig radiaal netwerk moet voldoen.

Wegens de keuze voor typische belastingen, namelijk de verdeelde belastingen, die eenvoudig voor het volledige netwerk kunnen worden gedefinieerd en de meer complexere niet-verdeelde belastingen is het mogelijk om de invloed van een grote verscheidenheid aan elementen op de netkwaliteit te bestuderen. De niet-verdeelde belastingen kunnen immers volledig vrij worden gekozen en de complexiteit van het modelleren ligt volledig in handen van de gebruiker.

De oplossingsmethode die wordt aangewend om de spanningen in ieder knooppunt van het netwerk te bepalen is de forward/backward methode. Deze methode bestaat uit twee bewegingen, namelijk de voorwaartse en de achterwaartse beweging. In eerste instantie worden op basis van de spanningen in de knooppunten de stromen bepaald die onttrokken worden in elk knooppunt. Via de achterwaartse beweging worden vervolgens de stromen in de takken van het netwerk bepaald. Tot slot wordt in de voorwaartse beweging de spanning in elk knooppunt bepaald, op basis van de stromen in de takken en de impedanties van de takken. Via een vergelijking met de spanning in de voorgaande iteratie wordt beslist of er al dan niet voldaan is aan de convergentiecriteria.

Het gebruik van de forward/backward methode heeft als voordeel dat de specifieke topologie van het distributienet wordt gebruikt en op deze manier leidt dit tot een model met een kortere simulatietijd. Bovendien worden de berekeningen uitgevoerd in symmetrische componenten wat een extra troef is om sneller tot een oplossing te komen.

Het gebruik van een iteratieve methode heeft onvermijdelijk tot gevolg dat in bepaalde gevallen numerieke instabiliteit kan voorkomen. Dit probleem is reeds ge-

Æ

kend bij het modelleren van ac/dc systemen. De voorstellen die in dit verband werden geformuleerd leiden hier ook tot een oplossing. De uitbreiding van het model met reactantieparen werd besproken alsook de impact op de oplossingsmethode. Tot slot werd in dit hoofdstuk onderzocht wat de invloed is van de manier waarop niet-lineaire lasten worden gemodelleerd op het uiteindelijk resultaat. Er werd duidelijk gemaakt dat het verwaarlozen van de spanningsafhankelijkheid van de niet-lineaire lasten leidt tot een overschatting van de harmonische distorsie in het netwerk. Enerzijds kan dit verklaard worden door de veranderde harmonische stroominjectie vanwege de vervormde spanning in het aansluitingspunt en het gebruik van constant-vermogenlasten. Anderzijds kan er worden opgemerkt dat er harmonische stromen circuleren tussen de verschillende niet-lineaire lasten, waar dit bij het gebruik van spanningsonafhankelijke niet-lineaire lasten niet in rekening wordt gebracht. Bovenstaande fenomenen laten zich beschrijven met behulp van de attenuatie- en diversiteitsfactor.

Bibliografie

- [1] J. Arrillaga, B. Smith, N. Watson, and A. Wood, *Power System Harmonic Analysis*. Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 1997, pp. 1–6.
- [2] J. Grainger and J. W.D. Stevenson, *Power System Analysis*. Singapore: McGraw-Hill Book Co., 1994, pp. 329–379.
- [3] IEEE Task Force on Harmonics Modeling and Simulation, "Modeling and simulation of the propagation of harmonics in electric power networks. Part I: Concepts, models, and simulation techniques," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 11, no. 1, pp. 452–474, Jan. 1996.
- [4] J. Van den Keybus, J. Driesen, D. Bartolive, and R. Belmans, "Simulation of large numbers of non-linear loads in distribution systems," in *International Conference on Harmonics & Quality of Power (ICHQP'00)*, Wollongong, Australia, Oct. 13-17, 2000.
- [5] A. Augugliaro, L. Dusonchet, M. G. Ippolito, S. Mangione, and E. R. Sanseverino, "A modified backward/forward method for fast solving radial distribution networks," in *IEEE Power Tech Conference*, Bologna, Italy, Jun. 23-26, 2003.
- [6] J. Nanda, M. Kothari, and M. S. Srinivas, "On some aspects of distribution load flow," in *IEEE Region 10 International Conference on Global Connectivity in Energy, Computer, Communication and Control*, vol. 2, Dec. 17-19, 1998, pp. 510–513.

⊕

- [7] J. Nanda, M. S. Srinivas, M. Sharma, S. S. Dey, and L. L. Lai, "New findings on radial distribution system load flow algorithms," in *IEEE PES Winter Meeting*, vol. 2, 2000, pp. 1157–1161.
- [8] D. Shirmohammadi, H. Hong, A. Semlyen, and G. Luo, "A compensationbased power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, no. 2, pp. 753–762, May 1988.
- [9] C. Cheng and D. Shirmohammadi, "A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 2, pp. 671–679, May 1995.
- [10] A. Augugliaro, L. Dusonchet, S. Favuzza, M. Ippolito, and E. R. Sanseverino], "A compensation-based method to model pv nodes in backward/forward distribution network analysis," *International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering (Compel)*, vol. 26, no. 2, pp. 476–488, 2007.
- [11] R. Ciric, A. Padilha-Feltrin, and L. Ochoa, "Power flow in four-wire distribution networks - general approach," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 4, pp. 1283–1290, Nov. 2003.
- [12] J.-H. Teng and C.-Y. Chang, "Backward/forward sweep-based harmonic analysis method for distribution systems," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 22, no. 3, pp. 1665–1672, Jul. 2007.
- [13] T.-H. Chen, M.-S. Cheng, T. Inoue, P. Kotas, and E. Chebli, "Three-phase cogenerator and transformer models for distribution system analysis," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 6, no. 4, pp. 1671–1681, Oct. 1991.
- [14] Y. Zhu and K. Tomsovic, "Adaptive power flow method for distribution systems with dispersed generation," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 17, no. 3, pp. 822–827, Jul. 2002.
- [15] J. Peralta, F. de León, and J. Mahseredjian, "Unbalanced multiphase load-flow using a positive-sequence load-flow program," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 469–476, May 2008.
- [16] W.-M. Lin, Y.-S. Su, H.-C. Chin, and J.-H. Teng, "Three-phase unbalanced distribution power flow solutions with minimum data preparation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 3, pp. 1178–1183, Aug. 1999.
- [17] D. Van Dommelen, *Productie, transport en distributie van elektriciteit*. Leuven: acco, 2001.

- [18] Radial test feeders. IEEE Distribution System Analysis Subcommittee. [Online]. Available: http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html
- [19] S. Papathanassiou, N. Hatziargyriou, and K. Strunz, "A benchmark low voltage microgrid network," in *CIGRE Symposium*, Athens, Greece, Apr. 13-16, 2005.
- [20] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*. CRC Press, 2007.
- [21] A. Baggini, Handbook of Power Quality. Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 2008, p. 618.
- [22] L. Degroote, L. Vandevelde, and B. Renders, "Fast harmonic simulation model for the analysis of network losses with converter-connected distributed generation," *Electric Power Systems Research*, accepted for publication.
- [23] U. De Martinis, M. Fantauzzi, and A. Testa, "An improvement of the iterative harmonic analysis method," *European Trans. on Electrical Power*, vol. 3, no. 2, pp. 163–170, Apr. 1993.
- [24] J. Arrillaga, B. Smith, N. Watson, and A. Wood, *Power System Harmonic Analysis*. Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 1997, pp. 33–96.
- [25] R. Carbone, M. Fantauzzi, F. Gagliardi, and A. Testa, "Some considerations on the iterative harmonic analysis convergence," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 8, no. 2, pp. 487–495, Apr. 1993.
- [26] R. Carbone, F. Gagliardi, and A. Testa, "A parallel compensation technique to improve the iterative harmonic analysis convergence," in *Int. Conf. on Harmonics in Power Systems (ICHPS VI)*, Bologna, Italy, Sep. 21-23, 1994.
- [27] B. Smith, J. Arrillaga, A. Wood, and N. Watson, "A review of iterative harmonic analysis for ac-dc power systems," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 13, no. 1, pp. 180–185, Jan. 1998.
- [28] R. Langella, A. Sollazzo, and A. Testa, "Modeling waveform distortion produced by dc locomotive conversion system. part 1: Locomotive model," in *International Conference on Harmonics & Quality of Power (ICHQP'04)*, New York, USA, Sep. 2004.
- [29] —, "Modeling waveform distortion produced by dc locomotive conversion system. part 2: Italian railway system model," in *International Conference on Harmonics & Quality of Power (ICHQP'04)*, New York, USA, Sep. 2004.

⊕

Æ

 \oplus

- [30] L. Degroote, B. Renders, B. Meersman, and L. Vandevelde, "Harmonic nonlinear analysis of three-phase four-wire distribution networks," in 19th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2007), Vienna, Austria, May 21-24, 2007.
- [31] A. Mansoor, W. Grady, A. Chowdhury, and M. Samotyj, "An investigation of harmonic attenuation and diversity among single-phase power electronic loads," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 10, no. 1, pp. 467–473, Jan. 1995.
- [32] E. El-Saadany and M. Salama, "Reduction of the net harmonic current produced by single-phase non-linear loads due to attenuation and diversity effects," *Electrical Power & Energy Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 259–268, 1998.

52

Hoofdstuk 3

A

Niet-lineair transformatormodel in symmetrische componenten

3.1 Inleiding

Om de verliezen te beperken bij het transport van elektrische energie van de generator naar de verbruiker worden elektrische energienetten op verschillende spanningsniveaus uitgebaat. Het omzetten van deze spanningen wordt verwezenlijkt door transformatoren. Transformatoren maken bijgevolg een belangrijk deel uit van het huidig elektrisch netwerk. Daarom wordt er in dit hoofdstuk dieper ingegaan op de invloed van de transformatoren op de netkwaliteit.

In het ideale geval bestaat een transformator uit twee of meerdere spoelen die perfect gekoppeld zijn met dezelfde magnetische flux (Φ), wat betekent dat er geen spreiding aanwezig is. Bij vermogenstransformatoren worden de spoelen gewikkeld op een ijzeren kern zodat de spreiding minimaal wordt. In Fig. 3.1 wordt het elektrisch equivalent circuit (EEC) getoond van een niet-ideale transformator. Hierbij zijn de secundaire grootheden omgerekend naar de primaire zijde. Indien een transformator gevoed wordt met een sinusoïdale spanning aan de primaire zij-



Figuur 3.1: Equivalent elektrisch circuit voor een niet-ideale transformator

⊕

de en de secundaire zijde wordt als open keten uitgebaat ($I_s = 0$), dan zal er toch een stroom vloeien door de primaire wikkeling. Deze stroom kan worden opgesplitst in twee delen, een eerste deel correspondeert met de magnetiseringsstroom (I_m) die de flux in de kern produceert. Het tweede, kleinere deel (I_v) stemt overeen met de verliezen in de ijzeren kern en heeft een fasevoorijling van 90° op de magnetiseringsstroom.

Bij een goed gedimensioneerde transformator valt het maximum van de magnetische inductie (\hat{B}) samen met de knie in de BH- of saturatiecurve van het magnetisch blik. Zodoende is de magnetische veldsterkte (H) niet-lineair met de magnetische inductie. Bijgevolg kan de magnetiseringsstroom niet sinusoïdaal zijn indien de flux in het materiaal sinusoïdaal is. Bijgevolg kunnen transformatoren worden beschouwd als een eerste bron van harmonischen in het elektrisch netwerk. Daarenboven kan de aanwezigheid van harmonischen in de spanning de waarde van de piekspanning beïnvloeden met als gevolg dat de piekwaarde van de magnetiseringsstroom kan toenemen, alsook de harmonische inhoud van de magnetiseringsstroom.

Het doel van dit hoofdstuk is om een niet-lineair transformator model te ontwikkelen, zodat de verschillende harmonische componenten van de magnetiseringsstroom accuraat kunnen bepaald worden in functie van de harmonische spanningen aan de primaire en secundaire zijde. Dit model moet ook makkelijk te implementeren zijn in het eerder ontwikkelde netwerkmodel.

In de literatuur zijn verschillende modellen voorgesteld die de harmonische inhoud van de magnetiseringsstroom berekenen voor een driefasige, driebeens transformator [1–8]. Deze modellen en de verschillen met het voorgestelde model zullen in de volgende paragraaf worden besproken.

3.2 Transformatormodellen in de literatuur

Verschillende harmonische modellen kunnen worden aangewend om transformatoren te beschrijven. De voornaamste zijn de modellen die gebruik maken van het equivalent circuit, de differentiaalvergelijkingen en de duale representatie tussen elektrische en magnetische grootheden [9].

1. Equivalent circuit van de saturatie in de kern.

Een eerste stap bestaat erin om de saturatie in de kern te modelleren, dit kan gebeuren door een lineaire benadering van de saturatiecurve te maken zoals getoond in Fig. 3.2. Een gedetailleerde beschrijving over het modelleren van de niet-lineariteit in de kern kan gevonden worden in [1,2]. Bij studies in het tijdsdomein kan deze curve worden gebruikt om punt per punt de magnetiseringsstroom te bepalen.

Æ


Figuur 3.2: Relatie tussen de magnetische flux en de magnetiseringsstroom

Veel studies worden echter uitgevoerd in het frequentiedomein. Transformatoren worden voorgesteld in het harmonisch domein door middel van een Norton-equivalent van de transformatorkern voor elke harmonische frequentie [3]. Een iteratieve methode wordt daarbij aangewend wat vervolgens leidt tot een relatie tussen de magnetische flux en de magnetiseringsstroom voor de kern. De resultaten uit [3] worden in [4] aangewend om het periodiek gedrag van een driefasige transformator te bestuderen terwijl de transformator wordt gecombineerd met het lineair deel van het netwerk in een algemene iteratieve methode.

2. Differentiaalvergelijkingen.

Deze modellen stellen de transformator voor d.m.v. een set van differentiaalvergelijkingen. Deze vergelijkingen beschrijven het verband tussen de verschillende elektrische en magnetische grootheden. Numerieke algoritmes worden vervolgens gebruikt om de vergelijkingen op te lossen. De modellen zijn geschikt voor zowel steady-state als transiënte studies.

Onder deze oplossingsmethode vinden we ook de volgende differentiaalvergelijking, (3.1), die werd beschreven in [1] en die de basis vormt van veel elektromagnetische transiënte programma's.

Deze vergelijking is hier uitgeschreven voor een transformator met N-spoelen. Indien spoel k wordt bekrachtigd dan wordt de k-de kolom van onderstaande matrices bekomen via $Z_{ik} = Y_i/I_k$, waarbij Z_{ik} de serieschakeling is van R_{ik} en L_{ik} . Bovendien kunnen saturatie-effecten in rekening worden gebracht door het introduceren van niet-lineaire inductanties in (3.1) [1, 10].

55

⊕

$$\begin{bmatrix} V_{1} \\ V_{2} \\ \vdots \\ V_{N} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_{11} & R_{12} & \dots & R_{1N} \\ R_{21} & R_{22} & \dots & R_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ R_{N1} & R_{N2} & \dots & R_{1N} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{1} \\ I_{2} \\ \vdots \\ I_{N} \end{bmatrix}$$

$$+ \begin{bmatrix} L_{11} & L_{12} & \dots & L_{1N} \\ L_{21} & L_{22} & \dots & L_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ L_{N1} & L_{N2} & \dots & L_{1N} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d \\ dt \\ I_{2} \\ \vdots \\ I_{N} \end{bmatrix}$$
(3.1)

In [1], zijn er modellen voor éénfasige transformatoren met N klemmen afgeleid. Deze vergelijking is echter ook geldig in het geval van meerfasige transformatoren. De impedantie of admittantie matrices zijn berekend met behulp van testdata van directe en homopolaire kortsluitproeven en excitatietesten. Het model afgeleid in [5] gebruikt differentiaalvergelijkingen die gebaseerd zijn op de voorstelling van de transformator als een set gekoppelde inductanties. De magnetische fluxen zijn gekozen als toestandsvariabelen en de stromen worden berekend met behulp van een direct gevormde inverse inductantiematrix.

3. Duale representatie tussen elektrische en magnetische grootheden.

Het gebruik van duale modellen is nodig omdat transformatoren met meerdere benen niet kunnen worden voorgesteld door een T-equivalent schema. Het magnetisch equivalent circuit (MEC) van een transformator kan worden gevonden door gebruik te maken van de dualiteit tussen magnetische en elektrische grootheden zoals aangegeven in tabel 3.1.

Een methode in het tijdsdomein werd voorgesteld in [7, 8]. In dit onderzoek wordt er gebruik gemaakt van een MEC voor de ruimtelijke discretisatie. De jukken zijn echter niet in rekening gebracht in het equivalent circuit. Het niet-lineaire gedrag van de transformatorkern is voorgesteld door een eenwaardige saturatiecurve. De magnetiseringsstroom kan benaderd bepaald worden door de magnetiseringsstroom gelijk te stellen aan de primaire stroom indien de secundaire open is.

Het model [11] voorgesteld in dit hoofdstuk onderscheidt zich ten opzichte van andere modellen op de volgende punten. Ten eerste is het model gebaseerd op de methode van het harmonisch evenwicht (E: Harmonic balance). Dit type van tijdsdiscretisatie bezit de volgende voordelen

Magnetisch circuit	Elektrisch circuit		
Magnetomotorische kracht (m.m.k.) NI	Elektromotorische kracht (e.m.k.) V		
Flux Φ	Stroom I		
Reluctantie \mathcal{R}	Weerstand R		
Permeantie $1/\mathcal{R}$	Conductantie $1/R$		
Magnetische inductie $B = \Phi/A$	Stroomdichtheid $J = I/A$		
Magnetische veldsterkte H	Elektrische veldsterkte E		
Permeabiliteit μ	Conductiviteit σ		

Tabel 3.1: Dualiteit tussen magnetische en elektrische circuits

- Het transformatormodel kan eenvoudig worden geïmplementeerd in een harmonisch load-flow programma. Met behulp van de frequentiecomponenten van de primaire en secundaire spanning kan de magnetiseringsstroom worden berekend.
- Een beter inzicht in de interactie tussen de verschillende harmonische componenten wordt bereikt.
- Er zijn minder fast fouriertransformaties (FFTs) nodig in vergelijking met de methode die gebruik maakt van het Norton-equivalent van de transformatorkern [3].
- Het aantal harmonischen dat de globale verzadigingstoestand van de transformator bepaalt kan vrij worden gekozen. Op deze manier bekomt men een goede benadering van de verzadigingstoestand. De andere harmonischen kunnen vervolgens bepaald worden met behulp van een linearisatie rond dit werkingspunt.
- Symmetrische componenten kunnen gemakkelijk worden aangewend als uitbreiding op deze methode van het harmonisch evenwicht.

Ten tweede worden de elektrische en magnetische vergelijkingen afgeleid met behulp van de elektrische en magnetische equivalente circuits. Dit type van ruimtelijke discretisatie heeft de volgende voordelen

- Een MEC, heeft net als de eindige-elementenmethode (EE-methode) een goede representatie van de fysische opbouw van de transformator.
- Een MEC bevat veel minder variabelen dan een EE-methode waardoor de simulatietijd sterk wordt gereduceerd.

- Door gebruik te maken van het MEC heeft deze methode het voordeel dat de saturatie van de jukken wordt beschouwd in tegenstelling tot de representatie door niet-lineaire inductanties [2].
- De koppeling tussen de verschillende fasen en de mogelijk verschillende saturatieniveaus voor elke fase, in het geval van spanningsonbalans, kunnen in rekening worden gebracht.

De methode van het harmonisch evenwicht zal worden geïntroduceerd in de volgende paragraaf. Daarna zal het model voor een eenfasige en driefasige transformator worden afgeleid. De mogelijkheid om het model te koppelen met een load-flow programma zal worden aangetoond in paragraaf 3.6 en 3.7.

3.3 Harmonisch evenwicht

De methode van het harmonisch evenwicht wordt toegepast op de fysische grootheden uit het magnetisch equivalent circuit. Dit MEC wordt opgesteld rekening houdend met de dualiteit tussen de elektrische en magnetische grootheden. Het MEC bestaat dus net als het EEC uit spanningsbronnen, weerstanden en stromen hier respectievelijk voorgesteld door magnetomotorische krachtbronnen (m.m.k. bronnen), reluctanties en fluxen. De magnetische spanningsval, ΔU , over een fluxafhankelijke reluctantie wordt als volgt uitgedrukt:

$$\Delta U = \mathcal{R}(\Phi) \Phi \tag{3.2}$$

Het niet-lineair magnetische gedrag, i.e. $\mathcal{R}(\Phi)$, kan worden benaderd door gebruik te maken van een éénwaardige magnetisatiecurve, met behulp van de reluctiviteit ν .

$$\nu = \frac{H}{B} \tag{3.3}$$

In [12, 13] wordt de volgende veelgebruikte uitdrukking voorgesteld die het verband geeft tussen de reluctiviteit en de magnetische inductie:

$$\nu = \alpha_1 \exp\left(\alpha_2 B^2\right) + \alpha_3 \tag{3.4}$$

De parameters α_1 , α_2 en α_3 laten toe om de éénwaardige functie van de reluctiviteit te fitten met de saturatiecurve van de transformator. Typische waarden voor deze parameters zijn respectievelijk 20, 1.8 en 100.

Het verband tussen de reluctiviteit en de reluctantie wordt gegeven door:

$$\mathcal{R} = \frac{l\nu}{A} \tag{3.5}$$

Indien de reluctiviteit wordt uitgedrukt via (3.4) kan de relatie tussen de reluctantie en de magnetische flux als volgt worden weergegeven:

$$\mathcal{R} = \frac{l}{A} \left(\alpha_1 \exp\left(\alpha_2 \left(\frac{\Phi}{A}\right)^2\right) + \alpha_3 \right)$$
(3.6)

Hier stelt A de oppervlakte loodrecht op de flux voor en l de magnetische weglengte.

Het magnetisch equivalent circuit is beschouwd in het frequentiedomein, bijgevolg moeten de frequentiecomponenten van de reluctantie worden bepaald om zo de vergelijkingen te kunnen opstellen die het harmonisch evenwicht van (3.2) uitdrukken [14]. Wegens het niet-lineair gedrag van $\mathcal{R}(\Phi)$ wordt de berekening van \mathcal{R} uitgevoerd in het tijdsdomein. De flux wordt berekend in een discreet aantal punten in de tijd door middel van de inverse FFT (IFFT) op de frequentiecomponenten van de flux. De reluctantie wordt vervolgens berekend via een vooropgesteld verband met de flux zoals bijvoorbeeld in (3.6). Tenslotte wordt de reluctantie bepaald in het frequentiedomein door middel van een FFT. De reluctantie en de flux worden bijgevolg opgesplitst in verschillende cosinussen die allen de volgende vorm hebben:

$$\mathcal{R}_k(t) = \mathcal{R}_k \cos(k\omega_0 t + \theta_k) \tag{3.7}$$

$$\Phi_l(t) = \Phi_l \cos(l\omega_0 t + \theta_l) \tag{3.8}$$

Het uitdrukken van het harmonisch evenwicht voor de magnetische spanningsval via (3.2), waarbij rekening wordt gehouden met (3.7) en (3.8) resulteert in de volgende twee componenten:

$$\Delta U_{k+l}(t) = \frac{\hat{\mathcal{R}}_k \hat{\Phi}_l}{2} \cos\left((k+l)\omega_0 t + (\theta_k + \theta_l)\right)$$
(3.9)

$$\Delta U_{|k-l|}(t) = \frac{\mathcal{R}_k \Phi_l}{2} \cos\left(|k-l|\omega_0 t + \operatorname{sign}(k-l)(\theta_k - \theta_l)\right)$$
(3.10)

Aldus blijkt uit (3.9) en (3.10) dat een vermenigvuldiging van een reluctantiecomponent met harmonische orde k en een fluxcomponent met harmonische orde laanleiding geeft tot twee componenten in de m.m.k. namelijk k + l en |k - l|. Er worden hier absolute-waarde-tekens gebruikt omdat de beschouwde frequenties positieve waarden moeten aannemen.

Indien een bepaalde harmonische component van de reluctantie wordt uitgedrukt via zijn complexe notatie: $\mathcal{R} = r_1 + ji_1$, dan kunnen de uitdrukkingen (3.9) en (3.10) worden herschreven in drie verschillende vormen. Deze drie vormen zijn afhankelijk van de frequenties van de magnetische spanningsval, $f_{\Delta U}$, en de flux, f_{Φ} . • Indien $f_{\Delta U} + f_{\Phi} = f_{\mathcal{R}}$

$$\Delta \underline{U} = \frac{1}{2} \underline{\mathcal{R}} \underline{\Phi}^* = \frac{1}{2} \overset{*}{\underline{\mathcal{R}}} \cdot \underline{\Phi} \text{ waarbij } \begin{bmatrix} * \underline{\mathcal{R}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_1 & i_1 \\ i_1 & -r_1 \end{bmatrix}$$

• Indien $f_{\Delta U} - f_{\Phi} = f_{\mathcal{R}}$ en $f_{\Delta U} > f_{\Phi}$

$$\Delta \underline{U} = \frac{1}{2} \underline{\mathcal{R}} \underline{\Phi} = \frac{1}{2} \underline{\mathcal{R}} \cdot \underline{\Phi} \text{ waarbij } [\underline{\mathcal{R}}] = \begin{bmatrix} r_1 & -i_1 \\ i_1 & r_1 \end{bmatrix}$$

• Indien $f_{\Delta U} - f_{\Phi} = -f_{\mathcal{R}}$ en $f_{\Delta U} < f_{\Phi}$

$$\Delta \underline{U} = \frac{1}{2} \underline{\mathcal{R}}^* \underline{\Phi} = \frac{1}{2} \underline{\underline{\mathcal{R}}}^* \cdot \underline{\Phi} \text{ waarbij } [\underline{\underline{\mathcal{R}}}^*] = \begin{bmatrix} r_1 & i_1 \\ -i_1 & r_1 \end{bmatrix}$$

Waar over complexe grootheden wordt gesproken (enkel onderlijnde symbolen) stelt * het complex toegevoegde voor. Waar tensoren worden gebruikt (dubbel onderlijnde symbolen) wordt * meegenomen in de uitdrukking van de reluctantie zoals hierboven beschreven. De tensoren stemmen overeen met 2×2 matrices terwijl de complexe grootheden kunnen voorgesteld worden als een 2×1 kolommatrix, indien ze vermenigvuldigd worden met een tensor.

3.4 Niet-lineair harmonisch eenfasig transformatormodel

In deze paragraaf zal een niet-lineair harmonisch model van een eenfasige transformator worden voorgesteld. De elektrische en magnetische vergelijkingen afgeleid uit het magnetisch en elektrisch equivalent circuit zullen worden aangewend om de magnetiseringsstroom te berekenen op basis van de spanningen aan de klemmen van de transformator.

3.4.1 Elektrische en magnetische vergelijkingen

De elektrische vergelijkingen afgeleid uit Fig. 3.3(a) zijn:

$$V_{\rm p} = R_{\rm p}I_{\rm p} + L_{\rm p\sigma}\frac{dI_{\rm p}}{dt} + N_{\rm p}\frac{d\Phi}{dt}$$

$$V_{\rm s}^{'} = R_{\rm s}^{'}I_{\rm s}^{'} + L_{\rm s\sigma}^{'}\frac{dI_{\rm s}^{'}}{dt} + N_{\rm p}\frac{d\Phi}{dt}$$
(3.11)

Hierbij gelden de volgende notaties:

• Index p: primaire zijde

Æ

 \oplus



Figuur 3.3: Equivalent elektrisch (a) en magnetisch (b) circuit van een eenfasige transformator.

- Index s: secundaire zijde
- $I_{\rm p}, I'_{\rm s}, V_{\rm p}, V'_{\rm s}$: De stromen en de spanningen van de primaire en secundaire zijde, gerefereerd naar de primaire zijde
- Φ : De fysische flux in de kern
- $R_{\rm p}, R'_{\rm s}, L_{{\rm p}\sigma}, L'_{{\rm s}\sigma}$: De weerstand van de windingen en de constante spreidingsinductanties gerefereerd naar de primaire zijde¹
- $N_{\rm p}, N_{\rm s}$: Het aantal windingen

De relatie tussen de magnetische flux en de stroom kan worden afgeleid uit het MEC in Fig. 3.3(b):

$$N_{\rm p}I_{\rm p} + N_{\rm p}I_{\rm s}' = N_{\rm p}I_{\rm m} = \mathcal{F} = \Delta U = \mathcal{R}(\Phi)\Phi$$
(3.12)

Ð

 \oplus

¹In dit werk is geen rekening gehouden met de frequentie-afhankelijkheid van de weerstand van de wikkelingen.

In deze vergelijking stelt I_m de magnetiseringsstroom gerefereerd naar de primaire zijde voor. ΔU is de magnetische spanningsval over de ijzeren kern en $\mathcal{R}(\Phi)$ is de niet-lineaire reluctantie van de ijzeren kern.

3.4.2 Berekening van de magnetiseringsstroom

De saturatie van de magnetische kern geeft aanleiding tot een niet-lineair verband tussen ΔU en Φ . Dit resulteert in een vervormde magnetiseringsstroom wanneer het aangelegde inductieveld sinusoïdaal is. Hierdoor worden er harmonische stromen geïnjecteerd in het elektrisch netwerk. Om deze magnetiseringsstromen te berekenen moeten (3.11) en (3.12) worden herschreven in het frequentiedomein. Dit leidt tot de volgende vergelijkingen:

$$\underline{V}_{pk} = \underline{Z}_{pk}\underline{I}_{pk} + j\omega_k N_p \underline{\Phi}_k
\underline{V}'_{sk} = \underline{Z}'_{sk}\underline{I}'_{sk} + j\omega_k N_p \underline{\Phi}_k$$
(3.13)

In deze vergelijkingen stelt k de harmonische orde voor.

Indien rekening wordt gehouden met de methode van het harmonisch evenwicht (paragraaf 3.3) kunnen de magnetische vergelijkingen als volgt worden herschreven:

$$\underline{0} = -N_{p}I_{pk} - N_{p}I_{sk}' + \sum_{l=1}^{k-1} \left(\frac{\underline{\mathcal{R}}_{k-l} + ^{*}\underline{\mathcal{R}}_{k+l}}{2}\right) \cdot \underline{\Phi}_{l} + \left(\underline{\mathcal{R}}_{0} + \frac{^{*}\underline{\mathcal{R}}_{2k}}{2}\right) \cdot \underline{\Phi}_{k} + \sum_{l=k+1}^{k_{max}} \left(\frac{\underline{\mathcal{R}}_{l-k}^{*} + ^{*}\underline{\mathcal{R}}_{l+k}}{2}\right) \cdot \underline{\Phi}_{l}$$
(3.14)

In (3.14) komt de koppeling tussen de verschillende frequentiecomponenten duidelijk tot uiting. Wegens de niet-lineariteit van de kern, of in andere woorden, de frequentiecomponenten van de reluctantie, is de fluxcomponent Φ_l ook afhankelijk van de stroom I_k waarbij $l \neq k$.

De vergelijkingen (3.13) en (3.14) zijn niet-lineaire vergelijkingen van de volgende vorm:

$$G(x) = S(x)x - b = 0$$
(3.15)

De componenten van de toestandsvector x zijn de harmonische stromen, \underline{I}_{pk} en \underline{I}'_{sk} , en de flux $\underline{\Phi}_k$. De vector b is de input van het model en wordt opgebouwd uit de spanningen aan de primaire en de secundaire zijde.

Vergelijking (3.15) zal worden uitgewerkt in twee stappen. Gedurende de eerste stap wordt de Newton-Raphson methode gebruikt, dit impliceert het gebruik van de iteratieve toepassing van het volgende algoritme:

$$x^{m+1} = x^m - DG(x^m)^{-1}G(x^m)$$
(3.16)

De berekening van de Jacobiaan DG(x) kan worden gevonden als $DG(x) = S + (\partial S/\partial x) \cdot x$. Dit geldt wegens de vorm van de niet-lineaire vergelijking G(x) = S(x)x - b = 0.

In de tweede stap wordt het model gelineariseerd rond de berekende saturatietoestand door gebruik te maken van de differentiële reluctanties. De magnetiseringsstroom wordt dan bepaald via de volgende vergelijking:

$$x = P^{-1}b \tag{3.17}$$

De matrix P wordt op dezelfde manier opgesteld als de matrix S, maar vergelijking (3.14) wordt vervangen door:

$$\underline{0} = -N_{p}\underline{I}_{pk} - N_{p}\underline{I}_{sk}' + \sum_{l=1}^{k-1} (\frac{\underline{Y}_{k-l} + *\underline{Y}_{k+l}}{2}) \underline{\Phi}_{l} + (\underline{Y}_{0} + \frac{*\underline{Y}_{2k}}{2}) \underline{\Phi}_{k} + \sum_{l=k+1}^{k_{max}} (\frac{\underline{Y}_{l-k}^{*} + *\underline{Y}_{l+k}}{2}) \underline{\Phi}_{l}$$
(3.18)

Hier is de tensor \underline{Y} gelijk aan $\underline{\mathcal{R}}$, indien de reluctantie wordt vermenigvuldigd met een fluxcomponent met een harmonische orde die werd aangewend om de globale saturatietoestand te berekenen. In het andere geval wordt de tensor \underline{Y} bepaald door de differentiële reluctantie:

$$\frac{\partial \Delta U}{\partial \Phi} = \frac{\partial \mathcal{R}(\Phi)\Phi}{\partial \Phi}$$
(3.19)

Indien de reluctiviteit wordt uitgedrukt met behulp van (3.4) leidt dit tot:

$$\frac{\partial \Delta U}{\partial \Phi} = \frac{\partial \mathcal{R}(\Phi)\Phi}{\partial \Phi} = 2\alpha_1 \alpha_2 B \exp(\alpha_2 B^2) B \frac{l}{A} + \mathcal{R}$$
(3.20)

Het verschil tussen de twee stappen kan verduidelijkt worden door middel van Fig. 3.4. Op deze figuur is de eenwaardige BH-curve bepaald door de parameters α_1 , α_2 en α_3 zoals die gedefinieerd zijn in paragraaf 3.3. In de eerste stap is de reluctantie omgekeerd evenredig met de permeabiliteit (zwarte streeplijn). Het iteratief proces resulteert in een globale saturatietoestand die bepaald wordt door een vrij gekozen aantal harmonischen. In de tweede stap worden, voor de harmonischen die niet werden aangewend om de globale saturatietoestand te berekenen, de differentiële reluctanties gebruikt om de uiteindelijke magnetiseringsstroom te berekenen. De differentiële reluctanties worden berekend via (3.20) en ze zijn omgekeerd evenredig met differentiële permeabiliteit (grijze streeplijn). Via (3.17) wordt de magnetiseringsstroom berekend. Hierbij wordt de inputvector b opgebouwd met behulp van het volledig harmonisch spectrum van de spanning.

Tot slot wordt in Fig. 3.5 een schematisch overzicht gegeven voor de berekening van de magnetiseringsstroom bij een eenfasige transformator.



Figuur 3.4: Aanduiding van de permeabiliteit (streeplijn: zwart) en de differentiële permeabiliteit (streeplijn: grijs)

3.5 Driefasig transformatormodel in symmetrische componenten

In deze paragraaf wordt het model voor een driefasige en driebenige transformator afgeleid met behulp van symmetrische componenten. Het gebruik van symmetrische componenten heeft als voordeel dat de verschillende connectieschema's van de transformatoren direct kunnen worden geïmplementeerd in de vergelijkingen zoals die hier zullen worden afgeleid. In Fig. 3.6 worden de homopolaire schema's gegeven voor de verschillende schakelmogelijkheden. Hieruit volgt dat de homopolaire stromen bij een driehoeksschakeling vanuit de lijn worden tegengehouden. Een driehoeksschakeling gedraagt zich dus als een open keten voor de homopolaire stromen. Tegenover homopolaire stromen vanuit de andere zijde van de transformator gedraagt de driehoeksschakeling zich als een kortsluiting. In het geval van een sterschakeling gedraagt deze zich op dezelfde manier als voor de inverse en de directe stromen indien het sterpunt geaard is, indien het sterpunt niet geaard is, gedraagt deze zich als een open keten voor de homopolaire stromen.

In de volgende sectie zal het model voor een driefasige en driebenige transformator worden afgeleid. Hierbij wordt er verondersteld dat zowel de primaire als de secundaire van de transformator in ster zijn geschakeld, waarbij het sterpunt verbonden is met de neutrale. Op deze manier wordt een algemeen model afgeleid waarbij andere schakelingen slechts een kleine aanpassing vergen zoals zal worden

 \oplus

64

 \oplus

⊕

 \oplus





65

Æ

Niet-lineair transformatormodel in symmetrische componenten



Figuur 3.6: Homopolair vervangingsschema voor driefasige transformatoren. Y: ster, Y_g : geaarde ster, Δ : driehoek

aangetoond in paragraaf 3.5.3.

Het voorgestelde driefasige transformatormodel maakt gebruik van symmetrische componenten, naast de fouriertransformatie in de tijd. Zoals beschreven in paragraaf 3.3, kan het gebruik van symmetrische componenten beschouwd worden als een discrete fouriertransformatie in de ruimte. Dit impliceert dat alle grootheden zowel een harmonische orde hebben in de tijd als in de ruimte. De berekeningsmethode zoals deze hier gepresenteerd is ontwikkeld in het frequentie- en het ruimtedomein, analoog aan de analyse van het magnetisch veld in inductiemachines met een kooirotor [15]. De tijds- en ruimtevariaties van de grootheden (spanning, stroom, flux, reluctiviteit) resulteren in componenten gekenmerkt door hun frequentie, ruimtelijke orde en complexe waarde. In onderstaande vergelijkingen duiden rechte indices een ruimteharmonische aan in fase- of symmetrische componenten en schuine indices stellen een tijdsharmonische voor.

3.5.1 Elektrische en magnetische vergelijkingen

De elektrische vergelijkingen voor de drie fasen (a, b, c) bij een driefasige en driebenige transformator kunnen worden afgeleid met behulp van Fig. 3.7.

$$V_{\rm pn} = R_{\rm p}I_{\rm pn} + L_{\rm p\sigma}\frac{dI_{\rm pn}}{dt} + N_{\rm p}\frac{d\Phi_{\rm n}}{dt}$$

$$V_{\rm sn}^{'} = R_{\rm s}^{'}I_{\rm sn}^{'} + L_{\rm s\sigma}^{'}\frac{dI_{\rm sn}^{'}}{dt} + N_{\rm p}\frac{d\Phi_{\rm n}}{dt} \quad ({\rm n=a,b,c})$$
(3.21)

In deze vergelijkingen gelden de volgende notaties: $I_{\rm pn}, I'_{\rm sn}, V_{\rm pn}, V'_{\rm sn}$ zijn respectievelijk de stromen en de spanningen van de primaire en secundaire zijde, gerefereerd naar de primaire zijde; $\Phi_{\rm n}$, de magnetische flux in de benen; $R_{\rm p}, R'_{\rm s}, L_{\rm p\sigma}, L'_{\rm s\sigma}$, de weerstand van de windingen en de constante spreidingsinductanties omgerekend naar de primaire zijde en tot slot $N_{\rm p}, N_{\rm s}$, het aantal windingen.

3.5 Driefasig transformatormodel in symmetrische componenten



Figuur 3.7: Equivalent elektrisch circuit van een driefasige en driebenige transformator.

De magnetische vergelijkingen kunnen worden afgeleid met behulp van Fig. 3.8. Het grijze pad op het MEC stelt het sluitingspad door de tank en de olie voor. Dit pad heeft een constante reluctantie \mathcal{R}_d . Er is in dit werk gekozen om de homopolaire flux in het MEC op te nemen en niet als een spreiding te beschouwen in het EEC. Dit wegens de mogelijke invloed van de homopolaire component op de verzadiging van de benen. De reluctanties \mathcal{R}_n zijn de reluctanties van de benen. De reluctanties van de jukken worden voorgesteld door \mathcal{R}_{ab} en \mathcal{R}_{bc} . De m.m.k.bronnen, \mathcal{F}_n , op de figuur zijn gelijk aan $N_p(I_{pn} + I'_{sn})$. Analoge magnetische equivalente circuits werden opgesteld in [7], maar daar werden de jukken niet in rekening gebracht en kon bijgevolg één enkel sluitingspad worden gedefinieerd voor de flux die zich sluit buiten het kernmateriaal.

In Fig. 3.8 staan er negen variabelen, namelijk, de drie m.m.k.-bronnen (\mathcal{F}_a , \mathcal{F}_b en \mathcal{F}_c), de drie fluxen die zich sluiten buiten het kernmateriaal (Φ_{da} , Φ_{db} en Φ_{dc}) en tot slot, de fluxen in de benen (Φ_a , Φ_b en Φ_c). Indien de magnetische spanningsval over de grijze lussen wordt beschouwd, dan kunnen de fluxen die langs dit pad vloeien als volgt worden geschreven in functie van de m.m.k.-bronnen en de fluxen door de benen:

$$\Phi_{\rm dn} = \frac{\mathcal{R}_{\rm n} \Phi_{\rm n} - \mathcal{F}_{\rm n}}{\mathcal{R}_{\rm d}} \tag{3.22}$$

Het uitdrukken van de magnetische spanningsval in de overige twee onafhankelijke lussen resulteert in de volgende vergelijkingen:

$$0 = \mathcal{F}_{a} - \mathcal{R}_{a}\Phi_{a} + \mathcal{R}_{b}\Phi_{b} - \mathcal{F}_{b} - \mathcal{R}_{ab}(\Phi_{a} + \Phi_{da})$$

$$0 = \mathcal{F}_{b} - \mathcal{R}_{b}\Phi_{b} + \mathcal{R}_{c}\Phi_{c} - \mathcal{F}_{c} + \mathcal{R}_{bc}(\Phi_{c} + \Phi_{dc})$$

(3.23)

67

Ð

Niet-lineair transformatormodel in symmetrische componenten

 \oplus

 \oplus

 \oplus



Figuur 3.8: Equivalent magnetisch circuit van een driefasige en driebenige transformator.

Een zesde vergelijking volgt uit de sommatie van de fluxen:

$$\Phi_{a} + \Phi_{b} + \Phi_{c} + \Phi_{da} + \Phi_{db} + \Phi_{dc} = 0$$
(3.24)

Indien vergelijking (3.22) wordt gesubstitueerd in (3.23) en (3.24) bekomt men de volgende vergelijkingen:

$$0 = (1 + \frac{\mathcal{R}_{ab}}{\mathcal{R}_{d}})\mathcal{F}_{a} - \mathcal{F}_{b} - (\mathcal{R}_{a} + \mathcal{R}_{ab} + \frac{\mathcal{R}_{ab}\mathcal{R}_{a}}{\mathcal{R}_{d}})\Phi_{a} + \mathcal{R}_{b}\Phi_{b}$$

$$0 = -\mathcal{F}_{b} + (1 + \frac{\mathcal{R}_{bc}}{\mathcal{R}_{d}})\mathcal{F}_{c} + \mathcal{R}_{b}\Phi_{b} - (\mathcal{R}_{c} + \mathcal{R}_{bc} + \frac{\mathcal{R}_{bc}\mathcal{R}_{c}}{\mathcal{R}_{d}})\Phi_{c} \qquad (3.25)$$

$$0 = -\sum_{n=a,b,c}\mathcal{F}_{n} + \sum_{n=a,b,c}(\mathcal{R}_{n} + \mathcal{R}_{d})\Phi_{n}$$

Indien (3.25) op dezelfde manier zou worden geschreven als bij de eenfasige transformator (cfr. (3.12)) bekomt men:

$$0 = (1 + \frac{\mathcal{R}_{ab}}{\mathcal{R}_{d}})(N_{p}(I_{pa} + I'_{sa})) - N_{p}(I_{pb} + I'_{sb}) - (\mathcal{R}_{a} + \mathcal{R}_{ab} + \frac{\mathcal{R}_{ab}\mathcal{R}_{a}}{\mathcal{R}_{d}})\Phi_{a} + \mathcal{R}_{b}\Phi_{b} 0 = -N_{p}(I_{pb} + I'_{sb}) + (1 + \frac{\mathcal{R}_{bc}}{\mathcal{R}_{d}})(N_{p}(I_{pc} + I'_{sc})) + \mathcal{R}_{b}\Phi_{b} - (\mathcal{R}_{c} + \mathcal{R}_{bc} + \frac{\mathcal{R}_{bc}\mathcal{R}_{c}}{\mathcal{R}_{d}})\Phi_{c} 0 = -\sum_{n=a,b,c}N_{p}(I_{pn} + I'_{sn}) + \sum_{n=a,b,c}(\mathcal{R}_{n} + \mathcal{R}_{d})\Phi_{n},$$
(3.26)

68

 \oplus

Œ

Æ

3.5 Driefasig transformatormodel in symmetrische componenten

In (3.26) kunnen de termen waar \mathcal{R}_d in de noemer staat worden verwaarloosd omdat de reluctanties van de benen en de jukken veel kleiner zijn dan de reluctantie van het fluxpad buiten het kernmateriaal, zelfs bij verzadiging van de kern.

Vergelijkingen (3.21) en (3.26) kunnen worden herschreven in symmetrische componenten. Voor de elektrische vergelijkingen leidt dit in het frequentiedomein tot de volgende uitdrukkingen:

$$\underline{V}_{pnk} = \underline{Z}_{pnk} I_{pnk} + j\omega_k N_p \Phi_{nk}
 \underline{V}'_{snk} = \underline{Z}'_{snk} I'_{snk} + j\omega_k N_p \Phi_{nk} \quad (n = 0, 1, 2)$$
(3.27)

Hierbij stelt k de harmonische orde voor en dezelfde notaties gelden zoals bij het geval van de eenfasige transformator.

Om de magnetische vergelijkingen in symmetrische componenten te schrijven wordt (3.25) vereenvoudigd tot:

$$0 = \mathcal{F}_{a} - \mathcal{F}_{b} - (\mathcal{R}_{a} + \mathcal{R}_{ab})\Phi_{a} + \mathcal{R}_{b}\Phi_{b}$$

$$0 = -\mathcal{F}_{b} + \mathcal{F}_{c} + \mathcal{R}_{b}\Phi_{b} - (\mathcal{R}_{c} + \mathcal{R}_{bc})\Phi_{c}$$

$$0 = -\sum_{n=a,b,c} \mathcal{F}_{n} + \sum_{n=a,b,c} (\mathcal{R}_{n} + \mathcal{R}_{d})\Phi_{n}$$
(3.28)

Hierbij zijn de termen met \mathcal{R}_d in de noemer verwaarloosd. Vergelijking (3.28) kan genoteerd worden als:

$$\begin{bmatrix} 0\\0\\0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0\\0 & -1 & 1\\-1 & -1 & -1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathcal{F}_{a}\\\mathcal{F}_{b}\\\mathcal{F}_{c} \end{bmatrix}$$

$$+ \begin{bmatrix} -(\mathcal{R}_{a} + \mathcal{R}_{ab}) & \mathcal{R}_{b} & 0\\0 & \mathcal{R}_{b} & -(\mathcal{R}_{c} + \mathcal{R}_{bc})\\\mathcal{R}_{a} + \mathcal{R}_{d} & \mathcal{R}_{b} + \mathcal{R}_{d} & \mathcal{R}_{c} + \mathcal{R}_{d} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Phi_{a}\\\Phi_{b}\\\Phi_{c} \end{bmatrix}$$

$$(3.29)$$

Deze vergelijking is gelijkwaardig aan:

- -

$$\begin{bmatrix} \mathcal{F}_{a} \\ \mathcal{F}_{b} \\ \mathcal{F}_{c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathcal{R}_{a} + \frac{2}{3}\mathcal{R}_{ab} + \frac{1}{3}\mathcal{R}_{d} & \frac{1}{3}\mathcal{R}_{d} \\ -\frac{1}{3}\mathcal{R}_{ab} + \frac{1}{3}\mathcal{R}_{d} & \mathcal{R}_{b} + \frac{1}{3}\mathcal{R}_{d} \\ -\frac{1}{3}\mathcal{R}_{ab} + \frac{1}{3}\mathcal{R}_{d} & \frac{1}{3}\mathcal{R}_{d} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} -\frac{1}{3}\mathcal{R}_{bc} + \frac{1}{3}\mathcal{R}_{d} & \frac{1}{3}\mathcal{R}_{d} \\ -\frac{1}{3}\mathcal{R}_{bc} + \frac{1}{3}\mathcal{R}_{d} & \frac{1}{3}\mathcal{R}_{d} \end{bmatrix} . \begin{bmatrix} \Phi_{a} \\ \Phi_{b} \\ \Phi_{c} \end{bmatrix}$$

$$(3.30)$$

69

Æ

 \oplus

Door gebruik te maken van het theorema van Fortescue kan deze vergelijking worden herschreven in symmetrische componenten. Dit leidt tot het volgende verband tussen de m.m.k.-bronnen en de fluxen:

$$\frac{1}{3} \begin{bmatrix} \underline{\mathcal{R}}_{a} + \underline{\mathcal{R}}_{b} + \underline{\mathcal{R}}_{c} + 3\underline{\mathcal{R}}_{d} & \underline{\mathcal{R}}_{a} + \underline{\mathcal{R}}_{b}\underline{a}^{2} + \underline{\mathcal{R}}_{c}\underline{a} \\ \underline{\mathcal{R}}_{a} + \underline{a}\underline{\mathcal{R}}_{b} + \underline{a}^{2}\underline{\mathcal{R}}_{c} + \underline{\mathcal{R}}_{ab} + \underline{a}^{2}\underline{\mathcal{R}}_{bc} & \underline{\mathcal{R}}_{a} + \underline{a}\underline{\mathcal{R}}_{b}\underline{a}^{2} + \underline{a}^{2}\underline{\mathcal{R}}_{c}\underline{a} + \underline{\mathcal{R}}_{ab} + \underline{a}^{2}\underline{\mathcal{R}}_{bc}\underline{a} \\ \underline{\mathcal{R}}_{a} + \underline{a}^{2}\underline{\mathcal{R}}_{b} + \underline{a}\underline{\mathcal{R}}_{c} + \underline{\mathcal{R}}_{ab} + \underline{a}\underline{\mathcal{R}}_{bc} & \underline{\mathcal{R}}_{a} + \underline{a}^{2}\underline{\mathcal{R}}_{b}\underline{a}^{2} + \underline{a}\underline{\mathcal{R}}_{c}\underline{a} + \underline{\mathcal{R}}_{ab} + \underline{a}\underline{\mathcal{R}}_{bc}\underline{a} \\ \underline{\mathcal{R}}_{a} + \underline{\mathcal{R}}_{b}\underline{a} + \underline{\mathcal{R}}_{c}\underline{a}^{2} \\ \underline{\mathcal{R}}_{a} + \underline{a}\underline{\mathcal{R}}_{b}\underline{a} + \underline{a}^{2}\underline{\mathcal{R}}_{c}\underline{a}^{2} + \underline{\mathcal{R}}_{ab} + \underline{a}^{2}\underline{\mathcal{R}}_{bc}\underline{a}^{2} \\ \underline{\mathcal{R}}_{a} + \underline{a}^{2}\underline{\mathcal{R}}_{b}\underline{a} + \underline{a}^{2}\underline{\mathcal{R}}_{c}\underline{a}^{2} + \underline{\mathcal{R}}_{ab} + \underline{a}\underline{\mathcal{R}}_{bc}\underline{a}^{2} \end{bmatrix}$$

Dit verband kan worden aangewend om de magnetische vergelijkingen in symmetrische componenten te noteren:

$$\begin{split} 0 &= -N_{\rm p}(I_{\rm p0} + I_{\rm s0}') + (\frac{\underline{\mathcal{R}}_{\rm a} + \underline{\mathcal{R}}_{\rm b} + \underline{\mathcal{R}}_{\rm c}}{3} + \underline{\mathcal{R}}_{\rm d}) \Phi_{0} \\ &+ (\frac{\underline{\mathcal{R}}_{\rm a} + \underline{\mathcal{R}}_{\rm b}\underline{a}^{2} + \underline{\mathcal{R}}_{\rm c}\underline{a}}{3}) \Phi_{1} \\ &+ (\frac{\underline{\mathcal{R}}_{\rm a} + \underline{\mathcal{R}}_{\rm b}\underline{a} + \underline{\mathcal{R}}_{\rm c}\underline{a}^{2}}{3}) \Phi_{2} \\ 0 &= -N_{\rm p}(I_{\rm p1} + I_{\rm s1}') + (\frac{\underline{\mathcal{R}}_{\rm a} + \underline{a}\underline{\mathcal{R}}_{\rm b} + \underline{a}^{2}\underline{\mathcal{R}}_{\rm c}}{3} + \frac{\underline{\mathcal{R}}_{\rm ab} + \underline{a}^{2}\underline{\mathcal{R}}_{\rm bc}}{3}) \Phi_{0} \\ &+ (\frac{\underline{\mathcal{R}}_{\rm a} + \underline{a}\underline{\mathcal{R}}_{\rm b}\underline{a}^{2} + \underline{a}^{2}\underline{\mathcal{R}}_{\rm c}\underline{a}}{3} + \frac{\underline{\mathcal{R}}_{\rm ab} + \underline{a}^{2}\underline{\mathcal{R}}_{\rm bc}\underline{a}}{3}) \Phi_{1} \\ &+ (\frac{\underline{\mathcal{R}}_{\rm a} + \underline{a}\underline{\mathcal{R}}_{\rm b}\underline{a} + \underline{a}^{2}\underline{\mathcal{R}}_{\rm c}\underline{a}^{2}}{3} + \frac{\underline{\mathcal{R}}_{\rm ab} + \underline{a}^{2}\underline{\mathcal{R}}_{\rm bc}\underline{a}^{2}}{3}) \Phi_{2} \\ 0 &= -N_{\rm p}(I_{\rm p2} + I_{\rm s2}') + (\frac{\underline{\mathcal{R}}_{\rm a} + \underline{a}^{2}\underline{\mathcal{R}}_{\rm b}\underline{a} + \underline{a}\underline{\mathcal{R}}_{\rm bc}\underline{a}^{2}}{3} + \frac{\underline{\mathcal{R}}_{\rm ab} + \underline{a}\underline{\mathcal{R}}_{\rm bc}\underline{a}^{2}}{3}) \Phi_{2} \\ 0 &= -N_{\rm p}(I_{\rm p2} + I_{\rm s2}') + (\frac{\underline{\mathcal{R}}_{\rm a} + \underline{a}^{2}\underline{\mathcal{R}}_{\rm b} + \underline{a}\underline{\mathcal{R}}_{\rm bc}\underline{a}}{3} + \frac{\underline{\mathcal{R}}_{\rm ab} + \underline{a}\underline{\mathcal{R}}_{\rm bc}\underline{a}}{3}) \Phi_{0} \\ &+ (\frac{\underline{\mathcal{R}}_{\rm a} + \underline{a}^{2}\underline{\mathcal{R}}_{\rm b}\underline{a}^{2} + \underline{a}\underline{\mathcal{R}}_{\rm c}\underline{a}}{3} + \frac{\underline{\mathcal{R}}_{\rm ab} + \underline{a}\underline{\mathcal{R}}_{\rm bc}\underline{a}}{3}) \Phi_{1} \\ &+ (\frac{\underline{\mathcal{R}}_{\rm a} + \underline{a}^{2}\underline{\mathcal{R}}_{\rm b}\underline{a}}{3} + \underline{a}\underline{\mathcal{R}}_{\rm c}\underline{a}^{2}}{3} + \frac{\underline{\mathcal{R}}_{\rm ab} + \underline{a}\underline{\mathcal{R}}_{\rm bc}\underline{a}^{2}}{3}) \Phi_{2}, \end{split}$$

Uit (3.31) blijkt duidelijk dat de symmetrische componenten enkel ontkoppeld zijn wanneer de reluctanties in de drie benen gelijk zijn en wanneer de jukken niet in rekening worden gebracht. Zodoende kan men in elk praktisch geval besluiten dat de symmetrische componenten niet ontkoppeld zijn, zoals reeds aangetoond in [5]. Indien in bovenstaande vergelijking enkel de fundamentele component van de stroom en de flux wordt beschouwd, kan worden opgemerkt dat de tensoren die de reluctanties beschrijven zijn opgebouwd uit de dc- en de 100 Hz-component van de beschouwde reluctantie.

De methode van het harmonisch evenwicht, zoals beschreven in paragraaf 3.3 moet worden uitgebreid om (3.31) te kunnen herschrijven in het frequentiedomein waarbij de reluctanties in symmetrische componenten worden uitgedrukt. De algemene uitdrukking voor de reluctantie en de flux in het ruimte- en tijdsdomein kan als volgt worden geschreven:

$$\mathcal{R}_{k,p}(t,\mathbf{r}) = \hat{\mathcal{R}}_{k,p}\cos(k\omega_0 t - p\frac{2\pi}{3}\mathbf{r} + \theta_{k,p})$$
(3.32)

$$\Phi_{l,q}(t,r) = \hat{\Phi}_{l,q} \cos(l\omega_0 t - q\frac{2\pi}{3}r + \theta_{l,p})$$
(3.33)

In (3.32) en (3.33) wordt de frequentie h weergegeven door k of l en de ruimteharmonische orde κ door p of q. Verder valt de analogie tussen de tijd t en de fase, weergegeven door r, duidelijk op te merken. Afhankelijk van de beschouwde fase: a, b of c neemt r respectievelijk de waarde 0, 1 of 2 aan.

Het uitdrukken van het harmonisch evenwicht voor de magnetische spanningsval, waarbij rekening wordt gehouden met (3.32) en (3.33), levert de volgende componenten:

$$\Delta U_{h,\kappa}(t,\mathbf{r}) = \frac{\mathcal{K}_{k,\mathbf{p}}\Phi_{l,\mathbf{q}}}{2}\cos\left(|k-l|\omega_0 t - (\operatorname{sign}(k-l)(\mathbf{p}-\mathbf{q}) \mod 3\right)\frac{2\pi}{3}\mathbf{r} + \operatorname{sign}(k-l)(\theta_{k,\mathbf{p}} - \theta_{l,\mathbf{q}})\right)$$
(3.35)

Aldus blijkt uit (3.34) en (3.35) dat een m.m.k. wordt bekomen met tijdsharmonische orde h en ruimteharmonische orde κ . Hierbij geldt het volgende verband tussen de beschouwde tijd- en ruimteharmonischen:

$$h = k + l$$

$$\kappa = p + q \mod 3.$$

De tweede bijdrage is afhankelijk van de waarde van k en l. Indien k > l levert dit:

$$h = k - l$$

$$\kappa = p - q \mod 3.$$

In het andere geval wordt dit:

$$h = l - k$$
$$\kappa = q - p \mod 3$$

 \oplus

 \oplus

 \oplus

De volledige uitdrukking van de magnetische vergelijkingen in symmetrische componenten en in het frequentiedomein worden gegeven door (3.36)-(3.38) voor respectievelijk de homopolaire, de directe en de inverse component:

 \oplus

72

 \oplus

Œ

 \oplus

 \oplus

 \oplus





ŧ

 \oplus

 \oplus



 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus



3.5 Driefasig transformatormodel in symmetrische componenten

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

75

 \oplus

 \oplus

 \oplus

$R_{\rm p}$	3.6	$\mathrm{m}\Omega$	Oppervlakte	0.01	m^2
$L_{\sigma p}$	0.1524	mH	$l_{ m been}$	0.3	m
$R_{\rm s}$	1.2	$\mathrm{m}\Omega$	$l_{ m juk}$	0.2	m
$L_{\sigma s}$	0.0511	mH	α_1	20	m/H
$N_{\rm p}$	62	-	$lpha_2$	1.8	$1/T^2$
$V_{\rm p}$	230	V	$lpha_3$	100	m/H

Tabel 3.2: Fysische eigenschappen van de beschouwde transformator

3.5.2 Berekening van magnetiseringsstroom

Met behulp van (3.27) en (3.36)-(3.38) kan er analoog aan (3.15) een matrix S worden opgebouwd. De componenten van de toestandsvector x zijn de harmonische stromen in symmetrische componenten (\underline{I}_{p0k} , \underline{I}_{p1k} , \underline{I}_{p2k} , \underline{I}'_{s0k} , \underline{I}'_{s1k} en \underline{I}'_{s2k}) en de fluxen (Φ_{0k} , Φ_{1k} en Φ_{2k}). De vector b is de input van het model en bevat de harmonische spanningen aan de primaire en de secundaire zijde in symmetrische componenten aangevuld met nullen. De oplossingsmethode is vervolgens volledig analoog aan paragraaf 3.4.2.

De magnetiseringsstromen bekomen bij een driefasige transformator waarvan de fysische eigenschappen zijn gegeven in tabel 3.2 worden getoond in Fig. 3.9. De aangelegde spanningen aan de primaire zijde zijn zuiver sinusoïdaal verondersteld en de secundaire is open.

Het is duidelijk waarneembaar dat indien de spanningen symmetrisch en sinusoidaal zijn er toch magnetiseringsstromen worden bekomen die asymmetrisch en niet-sinusoïdaal zijn. De stroom in fase a is gespiegeld ten opzichte van de stroom in fase c terwijl de stroom in fase b symmetrisch is. Dit wordt veroorzaakt door de symmetrische bouwvorm van de transformator en de verwaarlozing van de magnetische verliezen (cfr. eenwaardige saturatiecurve).

Een bijkomend gevolg van deze gespiegelde stromen komt tot uiting wanneer er een ξI -grafiek wordt getekend. De grootheid ξ wordt hier gedefinieerd als de integraal van de spanning, en wordt bijgevolg uitgedrukt in [Vs]. De oppervlakte van de lus die de ξI -grafiek beschrijft is een maat voor de verliezen. De verliezen zijn positief indien de lus in tegenwijzerzin wordt doorlopen en negatief wanneer deze in wijzerzin wordt doorlopen. Dit valt te verklaren door middel van de volgende afleiding, waarbij p de energie voorstelt:

$$p = \int_0^T V.I \mathrm{d}t \tag{3.39}$$

In deze vergelijking kan V worden herschreven als $d\xi/dt$, wat met zich meebrengt



Figuur 3.9: Magnetiseringsstroom indien de transformator onbelast is. Fase a: zwart, volle lijn; Fase b: grijs, volle lijn; Fase c: zwart, streeplijn

dat indien

 \oplus

 \oplus

Œ

$$V = \hat{V} \cos \omega t \tag{3.40}$$

 ξ dan gedefinieerd wordt als:

$$\xi = \frac{\hat{V}}{\omega}\sin\omega t \tag{3.41}$$

Uiteindelijk wordt de energie p herschreven als:

$$p = \oint I \mathrm{d}\xi \tag{3.42}$$

In Fig. 3.10 zijn de ξI -grafieken weergegeven voor de verschillende fasen van de transformator. Intuïtief zou er verwacht worden dat, indien de invloed van de weerstand van de windingen zou verwaarloosd worden, deze ξI -grafieken eenwaardige curves zouden zijn omdat de magnetiseringsstromen zijn bekomen via een verliesloos model. In Fig. 3.10 blijkt dit inderdaad zo te zijn voor fase b (midden), maar voor fase a en c worden twee lussen bekomen. Hierbij valt op te merken dat indien er een direct stel spanningen wordt aangelegd de lus voor fase a in wijzerzin wordt

77

 \oplus

 \oplus

Niet-lineair transformatormodel in symmetrische componenten

Æ

 \oplus

 \oplus



Figuur 3.10: De verliezen in een ξI -grafiek voor Fase a (links), Fase b (midden) en Fase c (rechts)

doorlopen en de lus voor fase c in tegenwijzerzin. Dit wijst erop dat er vermogen van fase a naar fase c vloeit, zodoende dat het totale verlies, indien de weerstand van de windingen wordt verwaarloosd, gelijk is aan nul zoals te verwachten was bij een verliesloos model. Bij experimentele metingen op transformatoren zal de spiegeling (die veroorzaakt wordt door dit transport van vermogen) verdwijnen door de optredende magnetische verliezen in het blik.

Net zoals bij de eenfasige transformator wordt in de eerste stap de globale saturatietoestand van de transformator bepaald. De invloed van het aantal harmonischen dat gebruikt wordt voor de eerste stap in het transformatormodel op de bekomen magnetiseringsstromen wordt onderzocht door het beschouwen van de volgende gevallen:

- 1. De globale saturatietoestand wordt berekend op basis van de fundamentele component terwijl de spanning aan de primaire zijde 6% vijfde harmonische bevat.
- 2. De globale saturatietoestand wordt berekend op basis van de eerste zes one-

78

 \oplus

 \oplus

Ĥ

 \oplus

Æ



Figuur 3.11: Invloed van het aantal harmonischen in de eerste stap bij verschillende gevallen van vervormde spanning aan de primaire. Geval 1: Zwarte volle lijn; Geval 2: Zwarte streeplijn; Geval 3: Grijze volle lijn; Geval 4: Grijze streeplijn.

ven harmonischen terwijl de spanning aan de primaire zijde 6% vijfde harmonische bevat.

- 3. De globale saturatietoestand wordt berekend op basis van de fundamentele component terwijl de spanning aan de primaire zijde 6% vijfde harmonische en 5% zevende harmonische bevat.
- 4. De globale saturatietoestand wordt berekend op basis van de eerste zes oneven harmonischen terwijl de spanning aan de primaire zijde 6% vijfde harmonische en 5% zevende harmonische bevat.

Hierbij zijn de spanningen aan de primaire zijde symmetrisch, m.a.w. de vijfde harmonische is een inverse component en de zevende harmonische is een directe component (paragraaf 1.3).

In Fig. 3.11 zijn de magnetiseringsstromen weergegeven voor de verschillende gevallen. Een zwarte lijn stelt hierbij de magnetiseringsstroom voor indien de spanning aan de primaire 6% vijfde harmonische bevat, terwijl de spanning aan de

79

 \oplus

Niet-lineair transformatormodel in symmetrische componenten

primaire bij een grijze lijn 6% vijfde harmonische en 5% zevende harmonische bevat. Indien de stroom gegeven is door een volle lijn, wordt enkel de fundamentele component aangewend om de globale saturatietoestand te bepalen. Bij een streeplijn worden de eerste zes oneven harmonischen in rekening gebracht. Wanneer op deze figuur de volle lijnen (geval 1 en 3) worden vergeleken met de streeplijnen (geval 2 en 4), dan valt er op te merken dat de piekwaarden hoger zijn indien enkel de fundamentele component in rekening wordt gebracht voor het bepalen van de globale saturatietoestand. De oorzaak hiervan is dat de saturatie overschat wordt wanneer er minder harmonischen worden beschouwd. Verder kan nog worden opgemerkt dat de magnetiseringsstromen voor geval 1 en 2 (zwarte lijnen) een hogere piekwaarde hebben dan in geval 3 en 4 (grijze lijnen). Dit is te wijten aan de hogere piekwaarde van de spanning indien enkel 6% vijfde harmonische aanwezig is.

3.5.3 Invloed van de schakeling

De vergelijkingen, die afgeleid zijn in de vorige paragrafen, zijn geldig voor een transformator die zowel aan de primaire als aan de secundaire in geaarde ster is geschakeld. Dit leverde een vergelijking op van de volgende vorm:

$$S(x)x = b \tag{3.43}$$

Deze vergelijking wordt als volgt uitgeschreven:

$$\begin{bmatrix} \overline{Z}_{p0} & & & & & j\omega N_{p} \\ & \overline{Z}_{p1} & & & & j\omega N_{p} \\ & & \overline{Z}_{s0} & & & j\omega N_{p} \\ & & & \overline{Z}_{s1}' & & & j\omega N_{p} \\ & & & & \overline{Z}_{s2}' & & & j\omega N_{p} \\ \hline -N_{p} & & -N_{p} & & & \overline{R}_{00} & \overline{R}_{01} & \overline{R}_{02} \\ & -N_{p} & & -N_{p} & & & \overline{R}_{10} & \overline{R}_{11} & \overline{R}_{12} \\ & & -N_{p} & & -N_{p} & & & \overline{R}_{20} & \overline{R}_{21} & \overline{R}_{22} \end{bmatrix} \\ = \begin{bmatrix} \overline{Y}_{p0} \\ \overline{Y}_{p1} \\ \overline{Y}_{p2} \\ \overline{Y}_{s0}' \\ \overline{Y}_{s1}' \\ \hline \overline{Y}_{s2}' \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$(3.44)$$

Indien nu echter een andere schakeling wordt gebruikt aan de primaire of de secundaire zijde, dan moet (3.44) als volgt worden aangepast:

- De primaire is geschakeld in ster: De eerste rij en kolom van de matrix S in (3.44) mogen worden geschrapt. Verder moet in x de term I_{p0} worden weggelaten en in b de term V_{p0} .
- De secundaire is geschakeld in ster: De vierde rij en kolom van de matrix S in (3.44) mogen worden geschrapt. Verder moet in x de term \underline{I}'_{s0} worden weggelaten en in b de term \underline{V}'_{s0} .
- De primaire is geschakeld in driehoek: De term V_{p0} in b wordt gelijk gesteld aan nul.
- De secundaire is geschakeld in driehoek: De term \underline{V}_{s0}' in *b* wordt gelijk gesteld aan nul.

In het geval van een niet-geaarde ster wordt de homopolaire stroom vanuit de lijn geblokkeerd, hierdoor is de overeenkomstige homopolaire stroom gelijk aan nul, wat de aanleiding is voor het schrappen van de overeenkomstige kolom van de matrix S. Het schrappen van de overeenkomstige rij kan gerechtvaardigd worden met behulp van Fig. 3.12. Op deze figuur staan de verschillende homopolaire spanning naangeduid waarbij de transformator in ster geschakeld is. De homopolaire spanning die gedefinieerd is in het model is de spanning over de winding (V_0). Deze spanning is zwevend en afhankelijk van de verzadiging en de schakeling aan de andere zijde van de transformator [16, 17]. Deze spanning is dus geen input van het model wat resulteert in het schrappen van de overeenkomstige rij. De homopolaire spanning waarop het sterpunt staat ($V_{ster,0}$) wordt bijgevolg bepaald door de homopolaire spanning over de windingen en de homopolaire spanning aan de klemmen van de transformator ($V_{lijn,0}$).

3.6 Verificatie met behulp van EE-modellen

In eerste instantie wordt het model geverifieerd met behulp van een EE-model van een transformator. Hierbij wordt er nagegaan of de transformator de stromen in de windingen kan modelleren indien de transformator belast is. De inputparameters van de transformator werden reeds gedefinieerd in [18] en zijn weergegeven in tabel 3.3. De primaire wikkeling van de transformator is in ster geschakeld en is gekoppeld met twee secundaire wikkelingen, waarvan er één in driehoek is geschakeld en één in ster. De vergelijking (3.44) wordt aangepast zoals besproken in paragraaf 3.5.3. Verder wordt (3.44) uitgebreid omwille van de twee secundaire windingen.

Æ



Figuur 3.12: Aanduiding van de verschillende homopolaire spanningen bij een schakeling in ster.

Tabel 3.3: Fysische eigenschappen van de transformator voor de vergelijking van het transformatormodel met EE-modellen

$R_{\rm p}$	0.357	Ω	Oppervlakte	0.0038	m^2
$L_{\sigma p}$	15.355	mH	$l_{ m been}$	0.15	m
$R_{\mathrm{s},\Delta}$	0.0688	Ω	$l_{ m juk}$	0.25	m
$L_{\sigma s,\Delta}$	0.355	mH	α_1	0.0596	m/H
$R_{\rm s,Y}$	0.0275	Ω	α_2	3.504	$1/T^2$
$L_{\sigma s,Y}$	0.875	mH	α_3	122.87	m/H
$N_{ m p}$	220	-	$N_{\mathrm{s},\Delta}$	71	-
$V_{\rm p}$	230	V	$N_{\rm s,Y}$	41	-

Deze transformator voedt een resistieve last met behulp van twee piekgelijkrichters zoals weergegeven in Fig. 3.13. De gelijkrichters kunnen zowel in serie als in parallel worden geplaatst afhankelijk van de positie van de schakelaar (S). Het netwerk, zoals weergegeven in Fig. 3.13, wordt opgelost met behulp van de forward/backward methode zoals beschreven in Hoofdstuk 2.

In Fig. 3.14 is een overzicht gegeven van de iteratieve oplossingsmethode voor de opstelling onder studie. De transformator wordt beschreven in het frequentiedomein zoals hierboven besproken, terwijl de twee piekgelijkrichters worden gesimuleerd in het tijdsdomein met behulp van bijv. plecs[®]. De simulatie in het tijdsdomein levert de regimestromen die vervolgens worden omgezet naar het frequentiedomein met behulp van een FFT. Wegens problemen in verband met convergentie, zoals reeds beschreven in paragraaf 2.6, zijn in het schema van Fig. 3.14 twee reactantieparen aanwezig [19]. Het negatieve deel van de reactanties maakt hier deel uit van het tranformatormodel (in het frequentiedomein) terwijl het positieve deel geïmplementeerd is in het model in het tijdsdomein. De input van het

 \oplus

Ĥ

 \oplus

Æ



Figuur 3.13: Elektrisch netwerk van een transformator die een resistieve last voedt met behulp van twee gelijkrichters.



Figuur 3.14: Toepassing van de forward/backward methode op een systeem met twee piekgelijkrichters gevoed via een transformator.

tijdsdomeinmodel is dus de spanning tussen de reactantieparen.

Het transformatormodel werd ook gesimuleerd met behulp van een EE-methode die gebruikt werd in [20] om twee dimensionale magneto-dynamische problemen op te lossen. Het model bestaat uit een EE-model voor de transformatorkern, gekoppeld met het elektrisch circuit. Het koppelen van EE-modellen met elektrische circuits werd reeds beschreven in [20]. De niet-lineaire dynamische EE-vergelijkingen worden opgelost met behulp van time-stepping en de Newton \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus



Figuur 3.15: Vergelijking van de stromen in de windingen uit het simulatiemodel (volle lijn) met de stromen uit het EE-model (streeplijn). $I_{p,Y}$: zwart (dik), $I_{s,Y}$: zwart (fijn), $I_{s,\Delta}$: grijs

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus



Figuur 3.16: Harmonische inhoud van de magnetiseringsstroom ten opzichte van de totale stroom in de primaire winding

85

Œ

 \oplus

 \oplus

Raphson methode. Dit EE-model werd geverifieerd met metingen zoals beschreven in [21].

In Fig. 3.15 worden de stromen uit het transformatormodel (volle lijn) vergeleken met de stromen bekomen via de EE-simulaties (streeplijn). De dikke zwarte lijn toont de stroom in de primaire winding, terwijl de stroom in de secundaire windingen wordt weergegeven door een fijne zwarte lijn voor de sterschakeling en een grijze lijn voor de schakeling in driehoek. Er valt op te merken dat er een goede overeenkomst is tussen beide modellen, zowel voor de schakeling in ster als de schakeling in driehoek.

De harmonische inhoud van de magnetiseringsstroom ten opzichte van de totale stroom in de primaire winding wordt weergegeven in Fig. 3.16. Wanneer de verhoudingen voor de parallel- en serieschakeling worden vergeleken valt op te merken dat de bijdrage van de magnetiseringsstroom groter is wanneer de gelijkrichters in parallel zijn geschakeld. In het geval van de serieschakeling neemt de last immers meer vermogen op. Dit leidt tot hogere belastingsstromen in het geval van de serieschakeling terwijl de magnetiseringsstroom ongeveer constant blijft (de waarden voor de magnetiseringsstroom in het geval van de serieschakeling lagen lichtjes hoger).

3.7 Verificatie met behulp van metingen

In de vorige paragraaf werd het transformatormodel in belaste toestand vergeleken met EE-modellen. Hierbij werd aangetoond dat het transformatormodel op een eenvoudige manier gekoppeld kan worden met een iteratieve harmonische methode. Daarenboven werden verschillende schakelmogelijheden van de transformator aangewend. Via een vergelijking met de stromen bekomen via EE-modellen blijkt het voorgestelde transformatormodel een accurate berekening te maken van de stromen in de windingen bij een transformator in belaste toestand.

In de huidige paragraaf zal er meer aandacht worden besteed aan de berekende waarde voor de magnetiseringsstroom. Hiervoor wordt het transformatormodel vergeleken met metingen, in onbelaste toestand, op de transformator afgebeeld in Fig. 3.17. De lengtes aangeduid op de figuur staan in cm en zijn de gemiddelde waarden opgemeten op de kern van de transformator. Er wordt hier gebruik gemaakt van gemiddelde waarden omdat de kern is opgebouwd uit lamellen met verschillende afmetingen. In tabel 3.4 staan de fysische eigenschappen van de gebruikte transformator. In het linker gedeelte van deze tabel staan de constructieve aspecten van de transformator vermeld. De oppervlakte (A) van de kern is gelijk voor zowel de benen als het juk, de vulfactor vermeld in deze tabel is gerelateerd aan de coating van de lamellen. In het rechter gedeelte staan de weerstand en de spreiding van de primaire wikkelingen. Er valt op te merken dat de spreidingsin-

Æ

 \oplus

Æ



Figuur 3.17: Vooraanzicht van de transformator met de afmetingen aangeduid in cm

ductanties en de weerstand van de verschillende fasen niet gelijk zijn.

De magnetiseringsstromen worden via stroomsensoren (E: Current Transducers, CT) opgemeten in een opstelling waar de primaire wikkelingen in ster worden verbonden met een driefasig programmeerbare bron. De bekomen stromen bij een aangelegde spanning van 205 V worden weergegeven in Fig. 3.18. Op deze figuur is een duidelijke vorm van asymmetrie merkbaar. Deze asymmetrie is afkomstig van de driefasige bron die een kleine dc-offset vertoont. Dit geeft in combinatie met de verwaarloosbare dc-weerstand van de opstelling aanleiding tot een ontoelaatbare verzadiging van het transformatorblik in één bepaalde richting, met asymmetrische magnetiseringsstromen tot gevolg. De spanning in fase b vertoont een negatieve offset, terwijl fase c een positieve offset heeft. De dc-offset is positief in fase a maar kleiner dan in beide andere fasen.

# windingen primair	80	-	$L_{\sigma p,a}$	2.9	mH
Oppervlakte	$70.891 \ 10^{-4}$	m^2	$L_{\sigma p,b}$	2.0	mH
Vulfactor	0.9591	-	$L_{\sigma p,c}$	1.7	mH
$l_{ m been,a/c}$	30	cm	$R_{\rm p,a}$	0.538	Ω
$l_{ m been,b}$	35	cm	$R_{ m p,b}$	0.638	Ω
$l_{ m juk}$	31	cm	$R_{\rm p,c}$	0.456	Ω

Tabel 3.4: Gegevens voor de 50 kVA transformator

87

Æ

 \oplus

Niet-lineair transformatormodel in symmetrische componenten



Figuur 3.18: De magnetiseringsstromen opgemeten bij een spannning van 205 V zonder voorschakelweerstanden. Fase a: blauw, Fase b: zwart, Fase c: rood

De oorspronkelijke opstelling wordt uitgebreid met voorschakelweerstanden zodat de kleine dc-offset verwaarloosbare gevolgen heeft op de bekomen magnetiseringsstromen. In Fig. 3.19 wordt een schematisch overzicht gegeven van de opstelling. De waarden van de voorschakelweerstanden zijn ongeveer 5 Ω .

De benodigde gegevens voor deze simulaties bestaan uit de fysische eigenschappen, opgegeven in tabel 3.4, en de éénwaardige BH-curve (Fig. 3.20) opgemeten met behulp van een Epstein-frame. Door het gebruik van voorschakelweerstanden (R_{vs}) in de metingen zal het transformatormodel moeten geïmplementeerd worden in een forward/backward iteratie (zoals beschreven in Hoofdstuk 2). Zo kan het exacte harmonisch spanningsspectrum worden aangelegd aan de primaire van de transformator. Dit harmonisch spanningsspectrum is de eigenlijke input van het transformatormodel.

3.7.1 Verificatie in een symmetrisch onbelaste toestand

In eerste instantie zullen de magnetiseringsstromen van de transformator worden opgemeten bij een opgelegd driefasig symmetrisch stel spanningen. De aangelegde

 \oplus

 \oplus

88

⊕

 \oplus

Æ

⊕

 \oplus

Æ



Figuur 3.19: Schematische voorstelling van de meetopstelling

spanningen liggen in een interval van 160 V tot 230 V met een tussenstap van 5 V. In wat volgt zullen enkel de gevallen van 165, 185, 205 en 225 V via figuren worden vergeleken met de simulaties.

A. Model op basis van de fysische weglengte

De weglengtes die gebruikt worden in het model voor de benen en het juk zijn de lengtes van het magnetisch pad van de flux in de transformator. Hierbij wordt er verondersteld dat deze lengtes gelijk zijn aan de gemiddelde fysische lengtes zoals afgemeten op de kern van de transformator. In een werkelijke situatie is het echter mogelijk dat deze lengte licht afwijkt van de opgemeten lengte. De flux kiest immers het pad van de minste reluctantie waardoor bijvoorbeeld bij lage verzadigingstoestanden de flux meer geconcentreerd kan zijn langs de binnenzijde van de overgang tussen het been en het juk.

In Fig. 3.21 worden de opgemeten waarden van de stromen (streeplijn) vergeleken met de gesimuleerde waarden (volle lijn) voor de gevallen waar de spanning 165, 185, 205 of 225 V is.

89

Æ

 \oplus

Æ

 \oplus

 \oplus



Figuur 3.20: Eénwaardige *BH*-karakteristiek opgemeten met behulp van een Epstein frame

Bij een stijging van de aangelegde spanning valt op te merken dat de piekwaarde en de harmonische inhoud van de magnetiseringsstroom stijgt. Dit volgt uit de toenemende verzadiging van het materiaal en de bijhorende niet-lineariteit. Er kan immers ook een éénwaardige curve worden opgesteld die de flux in functie van de stroom beschrijft en een gelijkaardig verloop kent als de BH-curve uit Fig. 3.20. Dan is het duidelijk dat bij stijgende verzadiging, wat overeenkomt met hogere fluxwaarden, de piekstroom gaat stijgen, met een sterkere toename rechts van de knik, wat resulteert in een niet-lineair gedrag.

Daarenboven kan in Fig. 3.21 worden opgemerkt dat het simulatiemodel niet representatief is voor de opgemeten stromen, zoals verder zal worden verklaard. De gemiddelde afwijking t.o.v. de piekwaarden van de stromen stijgt lineair van 160 V tot 205 V, met een waarde van 71.3 % tot 83.4 %, waarna de afwijking iets minder dan lineair daalt tot 230 V, met een waarde van 63 %. Het verloop van deze afwijkingen in functie van de aangelegde spanningen is getoond in Fig. 3.22. Opmerkelijk is dat de waargenomen piekfluxen bij een aangelegde spanning van 205 V overeenkomen met de knik in de verzadigingscurve en bijgevolg valt de maximale afwijking samen met de knik in de verzadigingscurve.

90

 \oplus

 \oplus

Æ
\oplus

 \oplus

 \oplus



91

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus



Figuur 3.21: De opgemeten (streeplijn) en gesimuleerde (volle lijn) magnetiseringsstroom. Fase a: blauw, Fase b: zwart, Fase c: rood

 \oplus

 \oplus

 \oplus

Ĥ

 \oplus



Figuur 3.22: Afwijking van de piekwaarde van de gesimuleerde magnetiseringsstroom t.o.v. de opgemeten waarde

Tot slot kan met behulp van Fig. 3.21 de invloed van de ijzerverliezen op de opgemeten magnetiseringsstromen duidelijk worden opgemerkt. De gesimuleerde stromen worden immers berekend met behulp van een verliesloos model. Zoals reeds opgemerkt in paragraaf 3.5.2, waar blijkt dat in een verliesloos model fase a vermogen levert aan fase c, zijn de stromen in fase a en c als het ware gespiegeld. De *BH*-curve voor fase a wordt dan immers in wijzerzin (volgorde X-Z-Y in Fig. 3.23) doorlopen, terwijl die voor fase c in tegenwijzerzin (volgorde Y-Z-X in Fig. 3.23) wordt doorlopen. In de opgemeten stroomcurves blijkt deze spiegeling te ontbreken omdat de ijzerverliezen deze energie-overdracht ruimschoots overtreffen.

Bovenstaand fenomeen is het duidelijkst waarneembaar in Fig. 3.21(b), waar de eerste piek in de meting (streeplijn) voor I_{ma} afkomstig is van de verliezen. De H-waarde in punt Y, in Fig. 3.23, is immers groter dan in punt X. De tweede piek komt overeen met de piek in de flux (punt Z), met als gevolg dat I_{ma} en I_{mc} dezelfde vorm hebben. In de simulaties (volle lijn) daarentegen komt de eerste piek van I_{ma} overeen met de piek in de flux terwijl de tweede piek afkomstig is van de energieoverdracht tussen fase a en c. Het punt Y komt hier immers na het punt

93

Æ

 \oplus

 \oplus



Figuur 3.23: Hysteresis lus

X omdat de hysteresislus in wijzerzin wordt doorlopen. Hierdoor lijkt het alsof de stroom $I_{\rm ma}$ afkomstig uit de simulaties verschoven is t.o.v. die uit de meting. Dit is echter niet het geval want de pieken afkomstig van de piek in de flux komen voor op ongeveer hetzelfde ogenblik. De verliezen zorgen er ook voor dat de stroom $I_{\rm mb}$ niet meer volledig symmetrisch is in tegenstelling tot de simulaties.

Om een verklaring te vinden voor de onderschatte stroomwaarden in deze simulaties worden de verschillende factoren onderzocht die invloed hebben op de magnetiseringsstromen. In wat volgt worden de vergelijkingen bestudeerd afkomstig uit het magnetisch equivalent circuit die de magnetische spanningsval beschrijven in de verschillende kringen:

$$N_{\rm p}I_{\rm ma} - N_{\rm p}I_{\rm mb} = (\mathcal{R}_{\rm a} + \mathcal{R}_{\rm ab})\Phi_{\rm a} - \mathcal{R}_{\rm b}\Phi_{\rm b}$$

$$N_{\rm p}I_{\rm mb} - N_{\rm p}I_{\rm mc} = \mathcal{R}_{\rm b}\Phi_{\rm b} - (\mathcal{R}_{\rm c} + \mathcal{R}_{\rm bc})\Phi_{\rm c}$$

$$N_{\rm p}I_{\rm mc} - N_{\rm p}I_{\rm ma} = (\mathcal{R}_{\rm c} + \mathcal{R}_{\rm bc})\Phi_{\rm c} - (\mathcal{R}_{\rm a} + \mathcal{R}_{\rm ab})\Phi_{\rm a}$$
(3.45)

De reluctanties kunnen worden herschreven als volgt:

$$\mathcal{R} = \frac{\nu l}{A} \tag{3.46}$$

94

 \oplus

 \oplus

Æ



Figuur 3.24: Aanduiding van de gemiddelde magnetische weglengtes

waarbij ν de reluctiviteit van het materiaal voorstelt en afhankelijk is van de flux, *l* de magnetische weglengte is, en in tegenstelling tot wat in deze paragraaf werd aangenomen niet gelijk moet zijn aan de fysische weglengte, en *A* de sectie is van het been of juk. Indien er vervolgens wordt aangenomen dat de flux in één van de buitenste benen ook de flux is door het juk, dan kan verondersteld worden dat de reluctiviteit in de buitenste benen gelijk is aan de reluctiviteit in het juk. De magnetische veldsterkte wordt als volgt gedefinieerd:

$$H = \frac{\nu \Phi}{A} \tag{3.47}$$

Rekening houdend met (3.46), (3.47) en de bovenstaande veronderstelling kan de vergelijking (3.45) herschreven worden als:

$$N_{\rm p}I_{\rm ma} - N_{\rm p}I_{\rm mb} = H_{\rm a}l_{\rm a} - H_{\rm b}l_{\rm b}$$

$$N_{\rm p}I_{\rm mb} - N_{\rm p}I_{\rm mc} = H_{\rm b}l_{\rm b} - H_{\rm c}l_{\rm c}$$

$$N_{\rm p}I_{\rm mc} - N_{\rm p}I_{\rm ma} = H_{\rm c}l_{\rm c} - H_{\rm a}l_{\rm a}$$
(3.48)

waarbij de lengte l_a gelijk is aan de gemiddelde magnetische weglengte in het been a en het juk ab (bovenaan en onderaan), l_b de gemiddelde magnetische weglengte is in het been b en l_c analoog gedefinieerd is als l_a (Fig. 3.24).

Uit de vergelijking (3.48) blijkt duidelijk dat de gemiddelde magnetische weglengte een grote invloed heeft op de berekende magnetiseringsstroom. In de volgende paragraaf zal de gemiddelde magnetische weglengte worden bepaald met behulp van *H*-metingen op de transformator. De bekomen lengtes kunnen dan worden gebruikt als input voor het transformatormodel in plaats van de fysische lengtes, want

 \oplus

95

deze resultaten resulteren duidelijk in onderschatte magnetiseringsstromen, vooral in de knik van de verzadigingscurve, zoals aangetoond met behulp van Fig. 3.21.

B. Model op basis van een verzadigingsafhankelijke magnetische weglengte

Uit de voorgaande paragraaf blijkt dat indien de fysische weglengte wordt gebruikt als inputparameter voor het transformatormodel, de magnetiseringsstromen onderschat worden. De onderschatting is bovendien verzadigingsafhankelijk, wat het vermoeden versterkt dat ook de gemiddelde magnetische weglengte verzadigingsafhankelijk zal zijn. In deze paragraaf zal door middel van *H*-metingen een schatting worden gemaakt van de magnetische weglengte in functie van de verzadigingstoestand.

H-meting De *H*-meting gebeurt door middel van een *H*-spoel verbonden via een versterker aan een data-acquisitiekaart. Om verstoringen te voorkomen op de opgemeten signalen wordt de *H*-spoel door middel van een gespinde draad verbonden met een hoogwaardige instrumentatieversterker (INA114). Deze instrumentatieversterker bezit een hoge common-mode rejectie waardoor signalen opgepikt door beide draden aanwezig zijn in het uitgangssignaal. Verder bezit de instrumentatieversterker de eigenschap dat hoogfrequente signalen (ruis) minder worden versterkt. De hoogfrequente componenten in het uitgangssignaal worden vervolgens gefilterd met behulp van een RC-filter. Het bekomen uitgangssignaal wordt door middel van een coaxkabel toegevoerd aan de data-acquisitie die een hoge ingangsimpedantie heeft waardoor er door deze kabel slechts een kleine stroom vloeit.

De meting van de magnetische veldsterkte in magnetische materialen gebruikt de randvoorwaarde dat het tangentieel magnetisch veld in het materiaal hetzelfde is als het tangentieel veld juist buiten het materiaal [22]. De meting van dit tangentieel H-veld moet dus zo dicht mogelijk bij de rand van het materiaal gebeuren en er is dus een spoel nodig met een zo klein mogelijke oppervlakte. De geïnduceerde spanning (V) over een luchtspoel wordt bepaald door de wet van Faraday

$$V = -n\frac{\mathrm{d}\Phi}{\mathrm{d}t} = -nA\frac{\mathrm{d}B}{\mathrm{d}t} = -\mu_0 nA\frac{\mathrm{d}H}{\mathrm{d}t}$$
(3.49)

met $\mu_0 = 4\pi 10^{-7}$ H/m, de permeabiliteit van het vacuüm en de lucht. Uit (3.49) is het duidelijk dat de vereiste voor een spoel met een zo klein mogelijke oppervlakte (A) tegengesteld is aan de wens om de meting zo gevoelig mogelijk te maken. De H-spoel werd bevestigd op de verschillende benen van de transformator, onder de primaire wikkelingen. In de meetopstelling werd er gewerkt met één spoel. Uit [22] blijkt echter dat het gebruik van twee spoelen, die elk op een verschillende afstand staan van het te meten oppervlak, betere resultaten oplevert. De

96

	Spo	el 1	Spoel 2		
afstand	1.530	mm	4.595	mm	
n	502	-	502	-	
A	15.71	mm^2	15.12	mm^2	

Tabel 3.5: Gegevens H-spoel

magnetische veldsterkte ter hoogte van het been kan dan immers correcter worden bepaald door het opgemeten H-veld te extrapoleren. Bij de uitgevoerde metingen bleek echter dat het opgemeten H-veld in de spoel het verst van het been teveel werd beïnvloed door de stroom in de primaire wikkelingen. De gegevens van de gebruikte H-spoelen zijn te vinden in Tabel 3.5. De H-metingen die verder zullen worden besproken zijn de H-velden opgemeten met spoel 1.

De opgemeten H-waarden voor de beschouwde spanningsniveaus zijn gegeven in Fig. 3.25. Naast het effect van de saturatie kan de invloed van de verliezen duidelijk worden waargenomen op deze figuren. In Fig. 3.25(b) is duidelijk merkbaar dat het H-veld na elke positieve piek (X) kleiner is dan ervoor (Y). Dit wijst op een hysteresislus die in tegenwijzerzin wordt doorlopen. Merkwaardig echter op deze figuren is de aanwezigheid van lokale extrema (E), zoals aangeduid op Fig. 3.25(c), op de plaatsen waar het bijhorende B-veld minimaal is. Dit wijst op een stijging of daling in het H-veld waar het B-veld respectievelijk afneemt of toeneemt. Een verklaring voor dit fenomeen kan deels worden toegewezen aan de verliezen in de benen en deels aan de bestaande anisotropie van de lamellen. In [23] is het verloop van de flux beschreven in de verschillende lamellen van de transformator. Anisotropie heeft als gevolg dat de lokale fluxen in de lamellen, sterk vervormd kunnen zijn terwijl de som van de afzonderlijke fluxen, of dus de globale flux in het been, bijna perfect sinusvormig is. Verder wordt er nog beschreven dat de fluxverdeling langsheen de verschillende lamellen niet uniform is, in het bijzonder voor lage saturatieniveaus. Zo kan bijvoorbeeld de globale flux op het tijdstip t_0 door nul gaan terwijl de lokale fluxen asymmetrisch verdeeld zijn t.o.v. de as van het been met een grootste afwijking langs de rand van het been. De H-waarden zijn echter opgemeten langs de rand van het been en kunnen dus wel degelijk beïnvloed worden door de vorm van de lokale fluxen, met als gevolg dat er in de metingen van de H-waarden lokale extrema aanwezig kunnen zijn terwijl in het gemiddeld H-veld deze extrema minder of niet aanwezig zouden zijn. In wat volgt zijn echter vooral de piekwaarden van de opgemeten *H*-velden van belang. Voor de bepaling van de piekwaarden zijn de effecten van de anisotropie quasi verwaarloosbaar.

⊕

 \oplus

 \oplus

 \oplus



 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus



Figuur 3.25: De opgemeten H-velden. Fase a: blauw, Fase b: zwart, Fase c: rood

 \oplus

 \oplus

 \oplus

Æ

 \oplus

 \oplus



Figuur 3.26: De equivalente magnetische weglengte voor fase a en c (rood) en voor fase b (zwart)

Bepaling van de equivalente beenlengte Met behulp van de opgemeten H-velden en magnetiseringsstromen kan via (3.48) een equivalente beenlengte worden gevonden. Dit gebeurt via een minimalisatie van de volgende doelfunctie:

$$F = \sum_{k} |N_{p}I_{ma}(k) - N_{p}I_{mb}(k) - l_{a}H_{a}(k) + l_{b}H_{b}(k)| + \sum_{k} |N_{p}I_{mb}(k) - N_{p}I_{mc}(k) - l_{b}H_{b}(k) + l_{c}H_{c}(k)|$$
(3.50)
+
$$\sum_{k} |N_{p}I_{mc}(k) - N_{p}I_{ma}(k) - l_{c}H_{c}(k) + l_{a}H_{a}(k)|$$

Deze functie (3.50) wordt opgesteld om de waarde van magnetische spanningsvallen over de verschillende kringen af te stemmen op de m.m.k.'s in de verschillende benen. Hiervoor wordt per spanningsniveau één periode gebruikt van de opgemeten signalen. Per meetpunt (k) wordt de som van de absolute waarde van de afwijking genomen tussen de m.m.k. bepaald door de stromen en de magnetische spanningsval bepaald door de H-velden. Deze som wordt geminimaliseerd in functie van de equivalente beenlengtes met als enige beperking dat de beenleng-

100

 \oplus

 \oplus

Æ

 \oplus

 \oplus

 \oplus



101

 \oplus

 \oplus

 $-\oplus$

 \oplus

 \oplus

 \oplus



Figuur 3.27: De magnetische spanningsval langs een kring van het magnetisch equivalent via de stromen (volle lijn) en de H-velden (streeplijn). kring ab: blauw, kring bc: zwart, kring ca: rood

 \oplus

 \oplus

 \oplus

tes positief moeten zijn en dat de equivalente lengtes voor been a en been c gelijk moeten zijn.

Het verloop van de beenlengtes in functie van de aangelegde spanning wordt getoond in Fig. 3.26. De beenlengtes l_a en l_c zijn in het rood weergegeven en l_b in het zwart. De lengtes l_a en l_c zijn groter dan l_b zoals reeds aangeduid in Fig. 3.24. Het verloop van de drie beenlengtes is analoog, voor lage spanningen is de lengte klein, maar wel hoger dan de fysische lengte van het been. De equivalente lengte stijgt bij stijgend spanningsniveau met een maximum op de plaats waar de piekflux overeenkomt met de knik in de verzadigingscurve. De plaats van dit maximum kon ook al afgeleid worden uit de simulaties van de magnetiseringsstromen waarbij de lengte gelijk werd gekozen aan de fysische lengte. De grootste afwijking tussen de piekwaardes van de opgemeten stromen en de gesimuleerde stromen was ook waar te nemen bij de knik van de verzadigingscurve. Na het bereiken van dit maximum zien we terug een sterke daling van de equivalente beenlengte bij stijgend spanningsniveau.

In Fig. 3.27 wordt de magnetische spanningsval langs een kring van het magnetisch equivalent circuit via de stromen, in volle lijn, en via de H-velden (streeplijn) vergeleken met behulp van de lengtes bekomen uit de minimalisatie van (3.50). Fig. 3.27 toont een goede overeenkomst tussen het verloop van m.m.k.'s en de magnetische spanningsvallen gedurende één periode. Dit wijst erop dat de vorm (met lokale extrema) van de opgemeten H-velden grotendeels kan verklaard worden door de verliezen in de transformator. Deze verliezen zorgen immers voor een hogere harmonische inhoud van de stroom [21] waardoor de H-velden dus ook een hogere harmonische inhoud hebben, zoals kan aangetoond worden via Fig. 3.27.

Vergelijking van de magnetiseringsstromen De gevonden equivalente beenlengtes (Fig. 3.26) worden nu als inputparameters gegeven aan het transformatormodel. Een vergelijking van de opgemeten (streeplijn) en de gesimuleerde stromen (volle lijn) wordt getoond in Fig. 3.28. De gesimuleerde stromen tonen nu een grote gelijkenis met de opgemeten stromen. Het verschil tussen de gesimuleerde en de opgemeten stromen kan hoofdzakelijk worden toegewezen aan het gebruik van een verliesloos model. Dit zorgt ervoor dat de gesimuleerde stromen een lagere harmonische inhoud hebben dan de werkelijke stromen. Bijkomend zien we dat de stroom in fase a het meest afwijkt van de opgemeten stroom. Dit is duidelijk een gevolg van het verliesloos model, waarbij er vermogen van fase a naar fase c wordt getransporteerd, terwijl dit in de werkelijke situatie volledig wordt gemaskeerd door de verliezen. Ten opzichte van de stromen bekomen met de fysische beenlengte zien we dat de piek in de magnetiseringsstroom die overeenkomt met de piek in de magnetische inductie nu wel tot uiting komt in de simulaties. Zo is ook de schijnbare faseverschuiving van I_{ma} volledig verdwenen.

 \oplus

 \oplus

 \oplus



104

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus



Figuur 3.28: De opgemeten (streeplijn) en gesimuleerde (volle lijn) magnetiseringsstroom. Fase a: blauw, Fase b: zwart, Fase c: rood

105

 \oplus

 \oplus

 \oplus

Uit deze simulaties kan besloten worden dat de berekende equivalente magnetische weglengtes een goede benadering zijn en gebruikt kunnen worden als inputparameters van het model. Indien we echter de waarden bekijken van deze lengtes dan valt op te merken dat deze veel hoger zijn dan de fysische lengte van het been. Het verschil kan niet enkel verklaard worden door een verandering van het magnetisch pad van de flux. De sterke verzadigingsafhankelijkheid van de lengte staaft dit vermoeden. Het is onwaarschijnlijk dat de verdubbeling van de equivalente lengte enkel zijn oorsprong vindt in de verzadiging van de hoeken.

Indien (3.48) van naderbij wordt bekeken dan zien we dat de m.m.k., in het linkerlid, gelijk moet zijn aan de magnetische spanningsval over de reluctanties in het magnetisch equivalent circuit. Indien de lengtes aanwezig in het rechterlid ongeveer gelijk moeten zijn aan de fysische lengtes dan is het duidelijk dat er in het rechterlid nog verzadigingsafhankelijke termen moeten worden geïntroduceerd die een extra magnetische spanningsval veroorzaken in de transformator.

In de volgende paragraaf zal nagegaan worden hoe de coating van de lamellen en de luchtspleet ter hoogte van de overgang tussen been en juk, in wat volgt aangeduid met de term overgangszone, een bijkomende magnetische spanningsval veroorzaken.

C. Model op basis van de fysische weglengte rekening houdend met de luchtspleet

Om de invloed van de coating van de lamellen en de luchtspleet ter hoogte van de overgangszones op de geïntroduceerde magnetische spanningsval te onderzoeken is in Fig. 3.29 de schikking van de lamellen weergegeven ter hoogte van deze overgangszones. Hierbij is d de dikte van de lamellen, $d\lambda$ de dikte van het geleidbaar deel van de lamellen met λ de vulfactor en bijgevolg $\frac{d-d\lambda}{2}$ de dikte van de coating, s is de lengte van luchtspleet tussen twee opeenvolgende lamellen. De hoofdrichting van de fluxen is aangeduid op de figuur. In Fig. 3.30 is een gedetailleerd verloop van de fluxen getoond in het omkaderd gebied van Fig. 3.29.

In [21] zijn 2D EE-simulaties uitgevoerd op een elementair deel van de kernstapeling (zoals getoond in Fig. 3.30). Uit deze simulaties konden de volgende algemene conclusies worden getrokken. Op een voldoende grote afstand van de luchtspleet is de flux ongeveer uniform verdeeld over de lamellen (Φ_1). Dit geldt indien de globale flux voldoende groot is. In de omgeving van de luchtspleet (s) is er een niet te verwaarlozen fluxcomponent loodrecht op het vlak van de lamellen (Φ_c). De oppervlakte waarover de flux Φ_c vloeit is gelijk aan A_{\perp} . Voor lage waarden van de inductie (B) is er maar een klein gedeelte van de flux die de luchtspleet oversteekt. Als gevolg hiervan is Φ_s praktisch nul voor lage inducties en is Φ_c gelijk aan Φ_1 . De equivalente luchtspleet (l_e) zou in dit geval ongeveer gelijk moeten zijn aan twee maal de dikte van de coating van de lamellen indien rekening wordt

106

Æ

 \oplus



Figuur 3.29: De schikking van de lamellen ter hoogte van een overgangszone



Figuur 3.30: Een detail van de fluxovergang tussen twee lamellen ter hoogte van een luchtspleet

gehouden met de oppervlakte A_{\perp} . Indien de inductiewaarden nu echter veel groter zijn dan zal de loodrechte sectie tussen twee lamellen volledig verzadigen en zal de flux de luchtspleet moeten oversteken. Uit bovenstaande kan besloten worden dat de equivalente luchtspleetlengte fluxafhankelijk zal zijn. De equivalente luchtspleetlengte zal klein zijn voor lage inducties, daarna zal deze stijgen tot de verticale sectie tussen twee lamellen volledig zal verzadigd zijn, waarna de equivalente luchtspleetlengte ongeveer constant zal worden en bepaald wordt door de lengte van de luchtspleet.

In wat volgt zal via de metingen van de flux, de *H*-velden en de stromen de equivalente luchtspleet per been in functie van de flux worden bepaald. Hiervoor wordt er van de veronderstelling uitgegaan dat de equivalente magnetische weglengte gelijk is aan de fysische weglengte, met als gevolg dat de equivalente lengte van de luchtspleet zal worden bepaald door de ontbrekende magnetische spanningsval. Rekening houdend met (3.46) en bovenstaande kan de vergelijking (3.48) herschreven

107

Æ

 \oplus

worden als volgt:

$$N_{\rm p}I_{\rm ma} - N_{\rm p}I_{\rm mb} = H_{\rm a}l_{\rm a,w} + \frac{\nu_{0}\Phi_{\rm a}}{A}l_{ea} - H_{\rm b}l_{\rm b,w} - \frac{\nu_{0}\Phi_{\rm b}}{A}l_{eb}$$

$$N_{\rm p}I_{\rm mb} - N_{\rm p}I_{\rm mc} = H_{\rm b}l_{\rm b,w} + \frac{\nu_{0}\Phi_{\rm b}}{A}l_{eb} - H_{\rm c}l_{\rm c,w} - \frac{\nu_{0}\Phi_{\rm c}}{A}l_{ec} \qquad (3.51)$$

$$N_{\rm p}I_{\rm mc} - N_{\rm p}I_{\rm ma} = H_{\rm c}l_{\rm c,w} + \frac{\nu_{0}\Phi_{\rm c}}{A}l_{ec} - H_{\rm a}l_{\rm a,w} - \frac{\nu_{0}\Phi_{\rm a}}{A}l_{ea}$$

waarbij $l_{x,w}$ de werkelijke lengte is van been x (x=a,b of c) en ν_0 de reluctiviteit is van het vacuüm en de lucht en kan geschreven worden als:

$$\nu_0 = \frac{1}{\mu_0} \tag{3.52}$$

In (3.51) wordt er geen rekening gehouden met de werkelijke oppervlakte waarlangs de flux, bij lage inductiewaarden, van lamel verandert. Bijgevolg zal de bekomen equivalente luchtspleetlengte bij lage inductiewaarden niet gelijk zijn aan de dubbele dikte van de coating van de lamellen.

De equivalente lengte van de luchtspleet kan bepaald worden met behulp van (3.48) en (3.51):

$$H_{a}l_{a} = H_{a}l_{a,w} + \frac{\nu_{0}\Phi_{a}}{A}l_{ea}$$

$$H_{b}l_{b} = H_{b}l_{b,w} + \frac{\nu_{0}\Phi_{b}}{A}l_{eb}$$

$$H_{c}l_{c} = H_{c}l_{c,w} + \frac{\nu_{0}\Phi_{c}}{A}l_{ec}$$
(3.53)

De lengtes vermeld in het linkerlid van (3.53) zijn de equivalente magnetische weglengtes bekomen in de vorige paragraaf (Fig. 3.26). Net zoals bij het bepalen van een éénwaardige *BH*-curve zal (3.53) geëvalueerd worden om zo de piekwaarde van de luchtspleetlengte in functie van de piekflux te bekomen. Dit proces zal worden uitgevoerd voor de verschillende opgemeten spanningsniveaus, om zodoende een curve te bekomen van de luchtspleetlengte in functie van de flux. Deze curve zal dan in het model worden aangewend om een ogenblikkelijke luchtspleetlengte te bepalen in functie van de ogenblikkelijke flux. Dit is volledig analoog aan het bepalen van de ogenblikkelijke reluctiviteit met behulp van de magnetische inductie zoals in het oorspronkelijk transformatormodel. Het is duidelijk dat een dergelijke integratie van de luchtspleetlengte geen extra moeilijkheden met zich meebrengt voor het modelleren van de magnetiseringsstromen.

Het oplossen van (3.53) gebeurt aan de hand van de simulaties uitgevoerd in paragraaf 3.7.1B. Het gebruik van de gesimuleerde waarden vormt zeker geen beperking op de bekomen resultaten. De waarden bekomen via de simulaties voor

108

Ĥ

 \oplus

 \oplus



Figuur 3.31: De equivalente luchtspleetlengte in functie van de flux berekend met de symmetrische gevallen. Fase a: blauw, Fase b: zwart, Fase c: rood

het B- en het H-veld vertonen immers goede overeenkomsten met de metingen, op de bovenvermelde opmerkingen omtrent de stromen na. De reden hiervoor is dat er door de verliezen in de transformator de opgemeten fluxen en H-velden een faseverschuiving vertonen. Hierdoor valt het maximum van de equivalente luchtspleetlengte niet samen met het maximum van de flux, wat wel zo zou moeten zijn indien we rekening houden met de conclusies getrokken uit [21].

De equivalente luchtspleetlengtes voor de drie benen zijn gegeven in Fig. 3.31. Deze lengtes worden bepaald met behulp van de metingen waarbij een symmetrisch stel spanningen werd aangelegd, beginnend bij 160 V tot 230 V in stappen van 5 V. Voor lage fluxwaarden (links van de knik op de éénwaardige *BH*-curve) zien we dat de equivalente luchtspleetlengtes voor de drie benen het kleinst zijn en ongeveer gelijk. Bij deze lage fluxwaarden vinden we voor been a een equivalente luchtspleetlengte van $0.9088 \ 10^{-5}$ m, fase b heeft een equivalente luchtspleetlengte van $0.9764 \ 10^{-5}$ m en voor fase c vinden we een waarde van $1.074 \ 10^{-5}$ m.

Bij fluxwaarden die overeenkomen met de knik in de verzadigingscurve zien we een stijging van de equivalente luchtspleetlengte. Bij hogere waarden van de flux

 \oplus

Niet-lineair transformatormodel in symmetrische componenten

(na de knik op de éénwaardige BH-curve) zien we dat voor been a en been c de luchtspleetlengte constant wordt. Er is echter een klein verschil tussen deze waarden. Dit kan te wijten zijn aan een klein verschil tussen de benen a en c. De equivalente luchtspleetlengte voor been b bereikt bij de opgemeten spanningsniveaus echter nog geen constante waarde. Een mogelijke verklaring hiervoor is dat het materiaal ter hoogte van de luchtspleet in been b nog niet helemaal verzadigd is, waar dit bij been a en c wel al het geval is. De fluxen zijn opgemeten ter hoogte van de wikkelingen en niet ter hoogte van de luchtspleten. Voor fase a en c is het duidelijk dat ter hoogte van de luchtspleten de kern meer verzadigd zal zijn omdat de fluxen daar een kleiner oppervlak hebben ter hoogte van de hoek. De oppervlakte ter hoogte van been b is groter en de kern zal daar dus minder verzadigd zijn. Verder kan op Fig. 3.31 nog worden opgemerkt dat de equivalente luchtspleetlengte voor been b hoger is dan bij de overige twee benen. Dit is te wijten aan de constructie van de transformator.

Om de algemeenheid van bovenstaande afleiding van de equivalente luchtspleetlengte nog te verhogen zijn er ook metingen uitgevoerd op de transformator waarbij een ongebalanceerd stel spanningen werd aangelegd aan de voorschakelweerstanden van de opstelling. In tabel 3.6 staan de instelwaarden voor de onbalansen. In de eerste zes gevallen is de gemiddelde waarde van de drie fasespanningen 201.4 V, in de volgende zes gevallen is dit 212 V en tenslotte is de gemiddelde waarde bij de laatste zes gevallen 222.6 V.

De meetresultaten afkomstig van deze asymmetrische gevallen worden op eenzelfde manier verwerkt als bij de symmetrische gevallen. Eerst wordt de equivalente magnetische weglengte bepaald en daarna de equivalente luchtspleetlengte. Het enige verschil is dat de beperking waarbij de equivalente magnetische weglengte van been a (l_a) en c (l_c) gelijk moet zijn, voor het minimaliseren van (3.50), hier wegvalt. Dit valt te verklaren omdat voor éénzelfde geval de aangelegde spannnigen voor fase a en c verschillen, en dus ook de verzadigingstoestand. Bijgevolg kan er niet meer gesteld worden dat de equivalente magnetische weglengte voor been a en c gelijk moet zijn.

In Fig. 3.32 wordt de equivalente luchtspleetlengte i.f.v. de flux weergegeven, berekend met de ongebalanceerde gevallen. De volle lijn is de equivalente luchtspleetlengte gevonden met de symmetrische spanningsstellen. Deze figuur is analoog aan Fig. 3.31 maar de labels zijn weggelaten. De labels die nu op de figuur staan zijn de resultaten voor de asymmetrische gevallen. Het is duidelijk dat voor de drie benen de bekomen luchtspleetlengtes mogen worden veralgemeend. Verder kan er nog worden opgemerkt dat de equivalente luchtspleetlengte in been b voor geval 18 uit tabel 3.6, waarbij $V_{\rm b}$ gelijk is aan 233.2 V, even groot is als het symmetrisch geval bij 230 V. Dit staaft het vermoeden dat ook voor been b, bij voldoende hoge verzadigingstoestand, een constante maximale waarde van de luchtspleetlengte

Æ

110

Geval	$V_{\rm a}$ [V]	$\angle V_{\rm a} [^{\circ}]$	$V_{\rm b}$ [V]	$\angle V_{\rm b}$ [°]	$V_{\rm c}$ [V]	$\angle V_{\rm c}$ [°]
1	201.4	0.0	201.4	-120.0	201.4	-240.0
2	200.765	0.0	203.31	-121.5	199.915	-240.75
3	203.31	1.0	203.52	-121.0	197.37	-240.0
4	205.215	1.5	203.52	-122.25	195.465	-239.5
5	204.37	1.75	206.7	-122.0	193.555	-240.75
6	205.43	2.25	207.76	-122.5	191.435	-240.75
7	212.0	0.0	212.0	-120.0	212.0	-240.0
8	212.0	0.25	214.12	-120.5	209.88	-240.75
9	212.0	0.5	216.24	-121.0	207.76	-241.25
10	212.0	1.0	218.36	-121.75	205.64	-241.75
11	212.0	1.25	219.21	-122.25	204.58	-242.25
12	212.0	1.5	221.115	-122.75	202.67	-242.75
13	222.6	0.0	222.6	-120.0	222.6	-240.0
14	223.025	0.5	224.3	-120.5	220.48	-240.5
15	221.755	0.5	226.84	-121.0	219.21	-241.5
16	219.845	0.25	229.17	-121.5	218.785	-242.75
17	220.69	0.25	231.08	-122.25	216.24	-243.0
18	219.42	0.5	233.2	-122.5	215.815	-243.25

Tabel 3.6: Instelwaarden asymmetrisch stel spanningen

wordt bereikt.

Het transformatormodel wordt nu uitgebreid met de bovenvermelde equivalente luchtspleetlengte door het aanpassen van het magnetisch equivalent circuit zoals gegeven in Fig. 3.33.

De magnetiseringsstromen worden berekend door de stappen, zoals beschreven in Fig. 3.34, te doorlopen.

Indien bovenstaande stappen worden vergeleken met het oorspronkelijk transformatormodel, dan valt er op te merken dat het model door de introductie van de luchtspleet enkel wordt aangepast in stap 4 via de tweede term in het rechterlid van de reluctantie. De equivalente luchtspleetlengte l_{ex} is een functie van de absolute waarde van de flux zoals aangegeven in Fig. 3.31. Hierbij is er van de veronderstelling uitgegaan dat de equivalente luchtspleetlengte gelijk blijft aan zijn minimale waarde voor lage fluxen en gelijk aan zijn maximale waarde voor grote flux-waarden.

In Fig. 3.35 zijn de simulaties van het transformatormodel, waarbij gebruik gemaakt werd van de werkelijke lengtes (zoals aangeduid op Fig. 3.17) en de equi-

Æ

 \oplus

 \oplus



Figuur 3.32: De equivalente luchtspleetlengte in functie van de flux berekend met de ongebalanceerde gevallen. Fase a: blauw, Fase b: zwart, Fase c: rood

valente luchtspleetlengte, vergeleken met de metingen. Er valt op te merken dat de stromen bekomen via de metingen en de simulaties grote overeenkomsten vertonen. Bijgevolg kan besloten worden dat de voorstelling van de transformator via het uitgebreide MEC een correctere benadering is van de werkelijke situatie.

3.7.2 Verificatie in een asymmetrisch onbelaste toestand

In de vorige paragraaf werden de metingen bij een asymmetrische onbelaste toestand gebruikt om aan te tonen dat de bekomen luchtspleetlengte enkel afhankelijk is van de verzadigingstoestand van de kern ter hoogte van de overgangszones en niet van het aangelegde stel spanningen. Hiervoor werden achttien verschillende gevallen bestudeerd zoals weergegeven in tabel 3.6. Deze gevallen konden in drie grote groepen worden opgedeeld afhankelijk van hun gemiddelde spanning. De gemiddelde spanning van de eerste groep is 201.4 V, van de tweede groep 212 V, en tenslotte van de derde groep 222.6 V. Binnen de drie groepen wordt er vervolgens

 \oplus

 \oplus

Æ

 \oplus

 \oplus

 \oplus



Figuur 3.33: Het uitgebreide magnetisch equivalent circuit

nog een onderscheid gemaakt in de graad van onbalans (i.e. de inverse component van de spanning op de directe component van de spanning). Het eerste geval in iedere groep levert de symmetrische situatie. De onbalansfactor voor de volgende gevallen loopt op van 1% tot 5%. Om aan te tonen dat het transformatormodel, uitgebreid met de equivalente luchtspleetlengte, kan worden aangewend in netten met een bepaalde graad van onbalans wordt voor iedere groep de magnetiserings-stroom vergeleken met de metingen voor een onbalansfactor van 2 en 4%. De resultaten van deze vergelijking worden weergegeven in Fig. 3.36. Hieruit blijkt duidelijk dat de gesimuleerde stromen de werkelijkheid voldoende benaderen. Hier valt terug op te merken dat het grootste verschil tussen de gesimuleerde en opgemeten waarden, namelijk de minder hoge harmonische inhoud, te wijten zijn aan het gebruik van een verliesloos model.

Uit de metingen en simulaties bij asymmetrische spanningen blijkt ook duidelijk de invloed van de verschillende fasen op elkaar. In tabel 3.7 zijn de piekwaarden van de magnetiseringsstromen vergeleken voor de simulaties en de metingen. Naast de goede overeenkomst valt op te merken dat voor de gevallen 7 tot 12, waar de spanning in fase a constant blijft, er toch een afname is van piekwaarde van de magnetiseringsstroom. Hierdoor valt nogmaals (zie paragraaf 3.5.2) op te merken dat bij het berekenen van de magnetiseringsstroom voor een bepaalde fase, ook de andere fasen in rekening moeten worden gebracht.

113

 \oplus

 \oplus

Figuur 3.34: Flowchart voor het berekenen van de magnetiseringsstromen



 \oplus

114

 \oplus

 \oplus

 \oplus



 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus



Figuur 3.35: De opgemeten (streeplijn) en gesimuleerde (volle lijn) magnetiseringsstroom. Fase a: blauw, Fase b: zwart, Fase c: rood

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus



117

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus



118

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus



Figuur 3.36: De opgemeten (streeplijn) en gesimuleerde (volle lijn) magnetiseringsstroom. Fase a: blauw, Fase b: zwart, Fase c: rood

 \oplus

 \oplus

 \oplus

	Simulatie			Meting		
Geval	<i>I</i> _{m,a} [A]	$I_{\rm m,b}$ [A]	$I_{\rm m,c}$ [A]	<i>I</i> _{m,a} [A]	$I_{\rm m,b}$ [A]	$I_{\rm m,c}$ [A]
1	2.37	2.12	2.20	2.52	2.08	2.25
2	2.27	2.42	1.94	2.38	2.63	1.88
3	2.74	2.43	1.60	2.89	2.45	1.67
4	3.11	2.66	1.40	3.12	2.74	1.50
5	2.96	3.15	1.20	3.06	3.07	1.32
6	3.22	3.47	1.03	3.20	3.36	1.21
7	5.48	4.74	5.05	5.31	4.54	4.78
8	5.43	5.31	5.43	5.25	5.04	4.34
9	5.25	6.39	3.84	5.05	5.98	3.85
10	5.22	7.42	3.19	5.00	7.05	3.30
11	4.95	7.83	2.96	4.69	7.65	3.24
12	4.87	8.93	2.54	4.62	8.74	2.82
13	10.36	9.58	10.01	10.38	9.57	9.81
14	10.29	10.46	9.03	9.94	10.39	9.23
15	9.61	11.61	8.63	9.32	11.67	8.81
16	8.47	12.51	9.14	8.18	12.41	9.19
17	8.60	13.49	8.06	8.37	13.34	8.11
18	8.20	14.42	7.67	7.90	14.49	7.76

Tabel 3.7: Vergelijking van de piekstromen bij het transformatormodel en de metingen

3.8 Besluit

In dit hoofdstuk werd een transformatormodel ontwikkeld dat op een eenvoudige manier kan worden gekoppeld met een iteratieve harmonische methode, gebruikt om de toestand van het elektrisch net te bestuderen. In eerste instantie werd een model opgebouwd voor een eenfasige transformator. Hierbij werd uitgegaan van de vergelijkingen bekomen via het elektrisch en magnetisch equivalent circuit. Deze vergelijkingen werden herschreven in het frequentiedomein, waarbij er gebruik werd gemaakt van de methode van het harmonisch evenwicht. Met behulp van deze methode wordt de m.m.k.-val over een reluctantie beschreven in het frequentiedomein. Op basis van de spanningen aan de primaire en secundaire zijde wordt in een eerste stap, met behulp van de Newton-Raphson methode, de globale saturatietoestand van het materiaal bepaald. De stromen in de windingen worden vervolgens berekend via een linearisering rond dit werkingspunt.

Het ontwikkelde eenfasig transformatormodel werd vervolgens uitgebreid naar een

model voor een driefasige en driebenige transformator. De vergelijkingen bekomen via de equivalente circuits werden zowel in de tijd als in de ruimte opgesplitst in hun harmonische componenten. De beschouwde reluctanties werden bijgevolg opgesplitst in symmetrische en frequentiecomponenten, wat resulteerde in een uitbreiding van de methode van het harmonisch evenwicht.

In eerste instantie werd de invloed van het aantal gekozen frequentiecomponenten in de eerste stap van de oplossingsmethode op de bekomen magnetiseringsstromen getest. Vervolgens werd het model vergeleken met een eindige-elementenmodel. Hierbij werd aangetoond dat het transformatormodel op een eenvoudige manier gekoppeld kan worden met een iteratieve harmonische methode. Daarenboven werden verschillende schakelmogelijheden van de transformator aangewend. Via een vergelijking met de stromen bekomen via EE-modellen blijkt het voorgestelde transformatormodel een accurate berekening te maken van de stromen in de windingen bij een transformator in belaste toestand. Tot slot werd via een vergelijking met metingen op een transformator in onbelaste toestand een uitbreiding bekomen van het voorgestelde transformatormodel. Het werd duidelijk dat ter hoogte van de overgangszone tussen de benen en het juk de dikte van de coating van de lamellen alsook de luchtspleet tussen twee lamellen in hetzelfde vlak een belangrijke invloed hebben op de magnetiseringsstromen. Hierdoor werd het model uitgebreid met een verzadigingsafhankelijke luchtspleet. Op deze manier werd een transformatormodel bekomen dat zowel in symmetrische als in asymmetrische situaties een goede benadering levert van de magnetiseringsstromen.

Bibliografie

- [1] V. Brandwajn, H. Dommel, and I. Dommel, "Matrix representation of threephase n-winding transformers for steady state and transient studies," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. 101, no. 6, pp. 1369–1378, Jun. 1982.
- [2] H. W. Dommel, A. Yan, and S. Wei, "Harmonics from transformer saturation," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 1, no. 2, pp. 209–215, Apr. 1986.
- [3] A. Semlyen, E. Acha, and J. Arrillaga, "Harmonic Norton equivalent for the magnetizing branch of a transformer," in *Proc. Inst. Elect. Eng. C*, vol. 134, Mar. 1987, pp. 162–169.
- [4] A. Medina and J. Arrillaga, "Simulation of a multilimb power transformers in the harmonic domain," in *Proc. Inst. Elect. Eng. C*, vol. 139, May 1992, pp. 269–276.

⊕

- [5] X. Chen, "A three-phase multi-legged transformer model in ATP using the directly-formed inverse inductance matrix," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 11, no. 3, pp. 1554–1562, Jul. 1996.
- [6] S.-R. Huang, S. C. Chung, B.-N. Chen, and Y.-H. Chen, "A harmonic model for the nonlinearities of single-phase transformer with describing functions," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 18, no. 3, pp. 815–820, Jul. 2003.
- [7] J. Pedra, L. Sainz, F. Córcoles, R. Lopez, and M. Salichs, "Pspice computer model of a nonlinear three-phase three-legged transformer," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 19, no. 1, pp. 200–207, Jan. 2004.
- [8] —, "Harmonic nonlinear transformer modeling," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 19, no. 2, pp. 884–890, Apr. 2004.
- [9] IEEE Task Force on Harmonics Modeling and Simulation, "Modeling devices with nonlinear voltage-current characteristics for harmonic studies," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 19, no. 4, pp. 1802–1811, Oct. 2004.
- [10] C. Koreman, "Determination of the magnetizing characteristic of three-phase transformers in field tests," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 4, no. 3, pp. 1779– 1785, Jul. 1989.
- [11] L. Degroote, L. Vandevelde, B. Renders, and J. Gyselinck, "Nonlinear transformer model in the frequency domain and with symmetrical components," *International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering (Compel)*, vol. 27, no. 6, pp. 1418–1437, 2008.
- [12] J. Brauer, "Simple equations for the magnetization and reluctivity curves of steel," *IEEE Trans. Magn.*, vol. 11, no. 1, p. 81, Mar. 1975.
- [13] S. Ratnajeevan and N. Ratnasuneeran, "Reluctivity characteristics in nonlinear finite element analysis of magnetostatic fields," *IEEE Trans. Magn.*, vol. 22, no. 5, pp. 1352–1353, Sep. 1986.
- [14] J. Gyselinck, P. Dular, L. Vandevelde, J. Melkebeek, A. M. de Oliveira, and P. Kuo-Peng, "Two-dimensional harmonic balance finite element modelling of electrical machines taking motion into account," *International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering* (*Compel*), vol. 22, no. 4, pp. 1021–1036, Apr. 2003.
- [15] L. Vandevelde and J. Melkebeek, "Numerical analysis of vibrations of squirrel-cage induction motors based on magnetic equivalent circuits and

structural finite element models," in *Conference Record of the 2001 IEEE Industry Applications Conference. 36th IAS Annual Meeting. (IAS'01)*, vol. 4, Chicago, Illinois, USA, Sep. 30 -Oct. 4 2001, pp. 2288–2295.

- [16] F. Córcoles, L. Sáinz, J. Pedra, J. Sánches-Navarro, and M. Salichs, "Threephase transformer modelling for unbalanced conditions. part I: core modelling and introductory examples," *IET Electr. Power Appl.*, vol. 2, no. 2, pp. 99–112, 2008.
- [17] —, "Three-phase transformer modelling for unbalanced conditions. part II: general formulation," *IET Electr. Power Appl.*, vol. 3, no. 1, pp. 19–39, 2009.
- [18] J. Gyselinck, M. De Wulf, L. Vandevelde, and J. Melkebeek, "Incorporation of vector hysteresis and eddy current losses in 2D FE magnetodynamics," in *Proc. of ELECTRIMACS*'99, vol. 3, Lisbon, Portugal, Sep. 14-16, 1999, pp. 37–44.
- [19] R. Carbone, M. Fantauzzi, F. Gagliardi, and A. Testa, "Some considerations on the iterative harmonic analysis convergence," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 8, no. 2, pp. 487–495, Apr. 1993.
- [20] J. Gyselinck, L. Vandevelde, and J. Melkebeek, "Coupling finite elements and magnetic and electrical networks in magnetodynamics," in *Proc. of ICEM*'98, vol. 2, Istanbul, Turkey, Sep. 2-4, 1998, pp. 1431–1436.
- [21] J. Gyselinck and J. Melkebeek, "Two-dimensional finite element modelling of overlap joints in transformer cores," *International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering (Compel)*, vol. 20, no. 1, pp. 253–268, 2001.
- [22] S. Tumanski, "Induction coil sensors a review," *Meas. Sci. Technol.*, vol. 18, pp. 31–46, Jan. 2007.
- [23] M. Elleuch and M. Poloujadoff, "Anisotropy in three phase transformer circuit model," *IEEE Trans. Magn.*, vol. 33, no. 5, pp. 4319–4326, Sep. 1997.

124 Niet-lineair transformatormodel in symmetrische componenten

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

Hoofdstuk 4

Harmonische analyse van de invloed van decentrale productie op de netkwaliteit van het distributienet

4.1 Inleiding

In het huidig hoofdstuk zal het simulatiemodel uit Hoofdstuk 2 worden aangewend om de invloed van decentrale productie op de netkwaliteit van het distributienet te onderzoeken. Als decentrale generator wordt in het huidig werk om het even welke energiebron beschouwd die door middel van een vermogenselektronische convertor is geconnecteerd met het distributienet. De manier waarop de convertor wordt gecontroleerd om de primaire energie om te zetten zodat deze kan worden geïnjecteerd in het distributienet en de mogelijkheid om deze convertor uit te breiden met extra controlemogelijkheden heeft een invloed op de geïnjecteerde stroom in het distributienet en bijgevolg op de resulterende netkwaliteit. De controlestrategieën voor de convertoren die hier worden beschouwd zijn de sinusoïdale en de dempende controlestrategie. In paragraaf 4.4, waar de niet-verdeelde belastingen worden gedefinieerd, wordt de invloed van de controlestrategie op de geïnjecteerde stroom in meer detail besproken.

De invloed van decentrale generatoren op de netkwaliteit kan op verschillende manieren worden uitgedrukt. Er bestaan immers verschillende indicatoren om de netkwaliteit te beschrijven. In paragraaf 4.3 worden de verschillende indicatoren die reeds in de literatuur werden gedefinieerd besproken. Hierbij wordt rekening gehouden met de gevolgen van de vermindering van de netkwaliteit en hoe de beschouwde indicator hiermee rekening houdt.

126 Invloed van decentrale productie op de netkwaliteit van het distributienet

De verliezen en de spanningskwaliteit in het distributienet zijn de twee belangrijkste aspecten die in het huidig hoofdstuk zullen worden besproken. Hiervoor wordt in hoofdzaak een vooraf gedefinieerd netwerk gebruikt. De topologie van dit netwerk wordt besproken in paragraaf 4.5. Verder wordt in deze paragraaf een basisbelasting gedefinieerd, zodat het netwerk zich ook zonder aangesloten decentrale productie reeds in een vervormde ongebalanceerde toestand bevindt. De niet-lineaire belasting die hiervoor wordt aangesloten langsheen het netwerk bestaat in de simulaties uit twee vaste types. Deze worden net zoals de verschillende controlestrategieën gedefinieerd in paragraaf 4.4.

Vooraleer de uitgevoerde simulaties worden besproken, wordt in wat volgt een overzicht gegeven van enkele recente publicaties omtrent de invloed van decentrale productie op het elektrisch net.

4.2 Voornaamste impact van decentrale productie op de netkwaliteit

De invloed van decentrale productie op het distributienet kan worden geobserveerd in verschillende commerciële aspecten en netkwaliteitsaspecten van het elektrisch net. In wat volgt zullen de belangrijkste aspecten worden besproken.

4.2.1 Spanningsprofiel

Het spanningsprofiel of de rms-waarde van de spanning langsheen het distributienet wordt beïnvloed door de het decentraal injecteren van vermogen. In het resistief/inductief distributienet leidt de injectie van vermogen immers tot een stijging van de spanning in de naburige knooppunten. Indien hiermee onderspanningen worden vermeden kan de decentrale productie-eenheid aanzien worden als een ondersteuning voor het net [1]. In sommige gevallen, bij een groot geïnjecteerd vermogen en een grote lijnweerstand, kan dit echter ook leiden tot overspanningen [2]. Het spanningsprofiel wordt het sterkst beïnvloed wanneer de decentrale productieeenheid meer stroomafwaarts is geconnecteerd. Een ander nadelig gevolg kan optreden wanneer de decentrale productie-eenheid dicht bij een spanningsregulator is geconnecteerd. Er vloeit dan immers minder vermogen door deze regulator. In [3] wordt daarom aangeraden om het vermogen van een decentrale generator te beperken tot 5% van de totale belasting op de feeder indien deze dicht bij een spanningsregulator wordt geconnecteerd.

⊕
4.2.2 Golfvormdistorsie

De term golfvormdistorsie verwijst naar een afwijking van de golfvorm van zijn ideaal sinuoïdaal verloop. Harmonische vervorming is het bekendste voorbeeld van golfvormdistorsie.

Oorzaak van harmonische vervorming: Harmonische vervorming wordt veroorzaakt door de aanwezigheid van niet-lineaire elementen in het elektrisch net. De overgrote meerderheid van de decentrale productie-eenheden wordt via vermogenselektronische omzetters geconnecteerd met het distributienet. Convertoren zijn typische niet-lineaire elementen en hebben bijgevolg een invloed op de harmonischen die voorkomen in het elektrisch net [3–13].

Analyse van decentrale productie en harmonische vervorming: Decentrale productie kan op verschillende manieren een invloed hebben op de harmonische vervorming. Ten eerste is er de invloed van de decentrale productie-eenheden op de harmonische componenten die een geheel veelvoud zijn van de fundamentele frequentie. In [7] wordt een analytisch model voorgesteld om het toelaatbaar aandeel decentrale generatoren in het distributienet te bepalen zodat de distorsielimieten niet overschreden worden. Via simulaties wordt aangetoond dat het penetratieniveau afhankelijk is van de eigenschappen van het net en van de aanwezige belasting. Vervolgens is er de spanningsflikkering, die kan gezien worden als een speciaal geval van interharmonische vervorming. Uit het onderzoek gepresenteerd in [4] blijkt immers dat het risico op flikker vergroot indien de X/R verhouding van het distributienet laag is en de aangesloten windturbines de neiging hebben om een groot variërend vermogen in het net te injecteren. Verder blijkt uit [8], waar de mogelijke interactie tussen een groot aantal fotovoltaïsche convertoren en het distributienet wordt beschreven, dat er resonantiefenomenen worden waargenomen in het net terwijl de individuele distorsielimieten niet worden overschreden. Tot slot wordt in [6] het positieve effect aangetoond van decentrale generatoren op de spanningsdistorsie.

Uit de huidige analyse blijkt duidelijk dat de invloed van decentrale productie op het distorsieniveau afhankelijk is van een groot aantal aspecten.

Maatregelen: De maatregelen die getroffen worden om problemen met harmonische vervorming te vermijden kunnen enerzijds worden opgedeeld in regelgevingen en anderzijds in de ontwikkeling van netelementen die de harmonische vervorming beperken.

In [11] is er een schema ontwikkeld om de problemen omtrent de netkwaliteit te evalueren bij de connectie van decentrale generatoren op het net. De klemtoon wordt hierbij ondermeer gelegd bij de harmonische emissie. Hiervoor wordt een

aanpak in drie stappen voorgesteld die gebaseerd is op de standaarden vooropgesteld door het IEC. In de eerste stap worden de aanvaardbare distorsieniveaus gedefinieerd. Vervolgens worden harmonische spanningslimieten toegekend aan de individuele verbruikers om tot slot te komen tot corresponderende stroomdistorsielimieten voor de specifieke installatie. Deze aanpak is echter behoorlijk naïef, want via metingen en simulaties uitgevoerd in [4, 6–8] werd de afhankelijkheid van de harmonische distorsie, de eigenschappen van het net, en de overige lasten aanwezig in het net aangetoond.

Om de afhankelijkheid aan al deze aspecten te verminderen wordt er onderzoek verricht om de convertoren zodanig te controleren dat ze in elk situatie de harmonische distorsie in het net verlagen [5, 9, 10, 12, 13]. In [5] wordt de spoel van een stroomgecontroleerde spanningsbronconvertor opgesplitst om een tweede orde filter te plaatsen op het middelpunt van de spoel. Op deze manier worden de harmonische problemen veroorzaakt door windturbines, op basis van een permanent-magneet-generator, met een variërende assnelheid verlaagd. Het onderzoek voorgesteld in [12] bespreekt een stabiliteitsanalyse van een convertor die is uitgebreid met een actief filter om de harmonische stromen in het net te compenseren. In [9, 10, 13] wordt de ontwikkeling van een convertor die uitgebreid is met harmonische spanningsdemping en harmonische stroomcompensatie besproken en vervolgens wordt de invloed van deze convertor op de spanningsdistorsie geanalyseerd en geverifieerd met behulp van metingen.

4.2.3 Netwerkverliezen

Decentrale productie beïnvloedt de vermogensstroom in het distributienet en bijgevolg de verliezen in het distributienet. Een analyse van de invloed van decentrale generatoren op de fundamentele netverliezen wordt besproken in [14–16].

Het onderzoek uitgevoerd in [14] toont aan dat zowel het actief als reactief vermogenverlies wordt verminderd indien een kleine hoeveelheid aan decentrale productie aanwezig is in het net. Indien de penetratie echter verhoogt is het mogelijk dat de verliezen terug hoger worden.

In [15] wordt een methode gepresenteerd om de jaarlijkse verliezen te berekenen met een verschil in penetratie en concentratie aan decentrale generatoren in het distributienet. Bovendien wordt de invloed van de verschillende primaire energiebronnen voor deze decentrale productie onderzocht. Daarbij worden de volgende gevallen beschouwd: warmte-krachtkoppeling, windenergie, zonne-energie en brandstofcellen. Net zoals in [14] wordt hier opgemerkt dat de verliescurves in eerste instantie dalen bij een stijgend aandeel aan decentrale productie om dan vervolgens terug te stijgen, waarbij het niveau zonder decentrale productie kan worden overschreden. Indien rekening wordt gehouden met de soort decentrale productie dan kon er worden opgemerkt dat windenergie de minst positieve in-

Æ

vloed heeft op de jaarlijkse verliezen (voor hetzelfde penetratieniveau), dit omdat het geïnjecteerd vermogen sterk fluctueert en niet goed aansluit bij het belastingsprofiel op een feeder. Het reactief vermogen geproduceerd of opgenomen door de decentrale productie heeft ook een invloed op de uiteindelijke verliezen. Er wordt net zoals in [16] aanbevolen dat enkel grote generatoren de spanning moeten regelen op elk ogenblik, terwijl er voor middelgrote en kleine generatoren een constante arbeidsfactor mag worden aangehouden, die op discrete ogenblikken kan worden aangepast. Verder werd in [16] geconcludeerd dat een stijging van de verliezen door decentrale productie enkel voorkomt in landelijke omgeving, terwijl in stedelijke omgeving de verliezen in het algemeen dalen door de aanwezigheid van decentrale generatoren.

4.2.4 Transiënte stabiliteit

Decentrale productie-eenheden worden in studies vaak beschouwd als een negatieve impedantie, waarbij zijn transiënt gedrag wordt verwaarloosd. Bij een hoger penetratieniveau van decentrale productie-eenheden wordt het echter belangrijk om de invloed van die eenheden op het transiënt gedrag te onderzoeken. In [17] wordt de invloed van decentrale productie op de transiënte stabiliteit onderzocht. Er wordt geconcludeerd dat de invloed op de transiënte stabiliteit afhangt van zowel het pentratieniveau als van de gebruikte technologie om de primaire energiebronnen te connecteren op het net. In tegenstelling tot asynchrone generatoren hebben synchrone generatoren een grote invloed op de transiënte stabiliteit. Ze verminderen de versnelling van de grote generatoren, maar daarentegen verhogen ze de oscillatieperiode. Decentrale generatoren die geconnecteerd zijn met behulp van convertoren verminderen het oversynchroon draaien van de grote generatoren tijdens een fout, omdat ze uitschakelen tijdens de fout.

De impact van decentrale productie-eenheden op de transiënte stabiliteit wordt in dit werk niet bestudeerd.

4.2.5 Economische aspecten

In [2] ligt de klemtoon op de mogelijke economische besparingen veroorzaakt door decentrale generatoren vanwege hun invloed op de netondersteuning (vermindering van de verliezen, spanningsondersteuning, arbeidsfactorcorrectie). Via simulaties werd de afhankelijkheid aan de overige belasting aangetoond om de invloed van decentrale generatoren op bovenstaande te bepalen.

In [18] werd het probleem van de tarificatie aangekaart en meer bepaald wat het verlies voor de distributienetbeheerder (DNB) is vanwege de opkomende decentrale productie. De leverancier betaalt immers een bepaald bedrag aan de DNB per hoeveelheid geleverd vermogen per jaar aan een klant. Op een volledig jaar

⊕

kan deze hoeveelheid verwaarloosbaar zijn, terwijl door het verschil in tijdstip van afname en productie van een klant, het netwerk toch het volledige jaar door werd belast. Hierdoor ontstaat de situatie dat de DNB geen vergoeding krijgt voor de geleverde diensten.

De impact van decentrale productie-eenheden op de economische aspecten wordt in dit werk niet bestudeerd.

4.3 Indicatoren voor de netkwaliteit

In de literatuur worden verschillende indicatoren voor de netkwaliteit voorgesteld. In wat volgt worden de indicatoren besproken die een aanduiding geven over de distorsie en de graad van onbalans van het systeem. De meeste van deze indices werden voorgesteld zodat het negatieve effect van de kwaliteitsvermindering duidelijk kan worden afgeleid. De indicatoren kunnen zowel gebruikt worden voor het spannings- als het stroomsignaal en daarom worden de indicatoren beschreven met de grootheid X, die zowel voor de stroom I als de spanning V kan staan. Traditioneel wordt de vervorming van een signaal gekarakteriseerd met behulp van

de volgende indicator:

$$\text{THD}_{X_{j}} = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{40} X_{j,h}^{2}}{X_{j,1}^{2}}}$$
(4.1)

De THD stelt de totale harmonische distorsie voor van een bepaald signaal. In deze vergelijking is $X_{j,h}$ de rms-waarde van de h^{de} harmonische orde van fase j (met j = a, b of c). Een uitbreiding van deze indicator wordt bekomen indien gebruikt wordt gemaakt van de totale vraagdistorsie-indicator (E: total demand distortion index).

$$\text{TDD}_{X_{j}} = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{40} X_{j,h}^{2}}{\sum_{h=1}^{40} X_{j,h}^{2}}}$$
(4.2)

Op deze manier wordt vermeden dat de distorsie-indicator oneindig zou worden indien de fundamentele component ontbreekt [19]. Een andere manier om de distorsie uit te drukken is met behulp van de Crest Factor (CF):

$$CF_{j} = \frac{X_{j,\text{piek}}}{X_{j}}$$
(4.3)

Om de onbalans in een netwerk te beschrijven wordt in het algemeen de onbalansfactor gebruikt (E: Unbalance Factor). Dit is de verhouding van de inverse op de directe component:

$$\% \text{XUF} = \frac{X_{2,1}}{X_{1,1}} \times 100 \tag{4.4}$$

 $X_{1,1}$ en $X_{2,1}$ zijn de fundamentele componenten van de directe en de inverse component van de spanning of de stroom. Deze indicator kan bijvoorbeeld gebruikt worden om het verband aan te geven tussen de onbalans in een net en de efficiëntie van asynchrone motoren [20]. Analoog aan (4.4) kan er een onbalansfactor worden beschouwd die rekening houdt met de homopolaire component.

Een opgegeven onbalansfactor resulteert echter niet in een unieke set van stromen of spanningen en zodoende kan uit de onbalansfactor niet worden opgemaakt wat de exacte invloed is op de efficiëntie van een asynchrone motor. Om deze reden werden er verschillende onderverdelingen van de onbalansfactor voorgesteld in [21]. Hierbij wordt de rms-waarde van de directe component in rekening gebracht. Om diezelfde reden wordt de complexe onbalansfactor gedefinieerd in [22]. De complexe onbalansfactor (CUF) houdt rekening met de fasehoek van de beschouwde symmetrische componenten.

Niet elke onbalansfactor maakt gebruik van symmetrische componenten. Zo is er bijvoorbeeld de onbalansfactor gedefinieerd door de National Electrical Manufactures Association:

$$\frac{\text{Maximale Afwijking van het Gemiddelde}}{\text{Gemiddelde}} \times 100$$
(4.5)

In [19] wordt een sinusoïdaal referentiesignaal gedefinieerd waarvan de rms-waarde (X_e) gelijk is aan de nominale waarde van het driefasig stel golfvormen. De deviatie-indicator is vervolgens gegeven door:

$$X_{j}DI = \sqrt{\frac{\left|X_{j}^{2} - X_{e}^{2}\right|}{X_{e}^{2}}} \times 100$$
 (4.6)

Vervolgens wordt in [19] een indicator gedefinieerd die rekening houdt met de drie indicatoren die berekend zijn via (4.6). Daarenboven kunnen nog gewichtsfactoren worden toegekend per deviatie-indicator om op deze wijze rekening te houden het vermogen dat per fase getransporteerd wordt.

Een ander standpunt om een onbalans te kwantificeren werd onlangs geformuleerd in [23–25]. De voorgestelde indicatoren houden rekening met het gezamenlijk voorkomen van onbalans en distorsie in het elektrisch net. De indicatoren (4.5) en (4.6) houden evenwel ook rekening met de distorsie in het net, maar niet op een relevante manier. De indicatoren die voorgesteld zijn in [24] zijn opgesteld in het kader van de symmetrische componenten en steunen bijgevolg op de basisonderstellingen zoals reeds geformuleerd in Hoofdstuk 1. Een driefasig golfvormstel kan worden opgesplitst in een gebalanceerd deel:

$$X^{b} = \sqrt{\sum_{k=0}^{2} \sum_{h=0}^{40} X_{k,3h+k}^{2}}$$
(4.7)

en een ongebalanceerd deel dat bijgevolg als volgt kan worden genoteerd:

$$X^{u} = \sqrt{\sum_{k=0}^{2} \sum_{h=0}^{40} [X_{k,3h+(k+1 \bmod 3)}^{2} + X_{k,3h+(k+2 \bmod 3)}^{2}]}$$
(4.8)

Deze onderverdeling heeft aanleiding tot de volgende indicator die de totale faseonbalans (E: Total Phase Unbalance) weergeeft:

$$TPU_X = \frac{X^u}{X^b}$$
(4.9)

Naast de onderverdeling van de golfvormen in een gebalanceerd en een ongebalanceerd deel kunnen deze ook worden opgesplitst in een fundamenteel (X^1) en een harmonisch (X^d) gedeelte:

$$X^{1} = \sqrt{\sum_{k=0}^{2} X_{k,1}^{2}}$$
(4.10)

$$X^{d} = \sqrt{\sum_{k=0}^{2} \sum_{h=2}^{40} X_{k,h}^{2}}$$
(4.11)

Dit heeft aanleiding tot de volgende indicator, namelijk, de totale fase-distorsie (E: Total Phase Distortion):

$$TPD_{X} = \frac{X^{d}}{X^{1}}$$
(4.12)

Zoals beschreven in [25] levert de TPU indicator een correcte informatie over de onbalans waar de klassieke onbalansfactor (UF) geen onbalans zou weergeven afkomstig van de invloed van de distorsie.

4.4 Overzicht van de gebruikte niet-verdeelde belasting

In de huidige paragraaf wordt een overzicht gegeven van de niet-verdeelde belasting die zal worden gebruikt in de simulaties. De belasting kan in twee groepen worden opgesplitst. Enerzijds zijn er de niet-lineaire lasten, waarvan er twee types zullen worden gedefinieerd en anderzijds zijn er de convertoren die worden aangewend om de decentrale generatoren te connecteren op het net.

Tabel 4.1: Harmonische stroomspectrum voor de niet-lineaire last van type 1

h	I_h/I_1 [%]
3	81
5	53
7	25
9	9
11	5
13	4
15	3

4.4.1 Niet-lineaire lasten

De niet-lineaire lasten die worden gebruikt in de simulaties zijn gesimuleerd als een constante stroombron. Afhankelijk van het type niet-lineaire last kan deze stroombron spanningsafhankelijk zijn of niet.

- **Type 1:** De niet-lineaire lasten van type 1 zijn enkel afhankelijk van de nominale spanning in het beschouwde knooppunt en zijn gebaseerd op het onderzoek gepresenteerd in [26]. In dit onderzoek wordt het harmonisch stroomspectrum van een groot aantal computers bepaald. De gemiddelde waarden bekomen via metingen en simulaties worden weergegeven in tabel 4.1. In de simulaties wordt deze last beschouwd als een worst case. De harmonische stromen zijn in tegenfase t.o.v. de grondgolfcomponent¹, waarbij de tijdsas zo wordt genomen dat de grondgolf een cosinus is. De THD_I van dit type belasting is 100.63 %.
- **Type 2:** De niet-lineaire lasten van type 2 zijn gebaseerd op [27]. In dit onderzoek werd het stroomspectrum bepaald van drie verschillende soorten gelijkrichters die gebruikt worden voor airconditioners. Verder is er rekening gehouden met het attenuatie- en diversiteitseffect, waardoor de resultaten van dit onderzoek geschikt zijn om te gebruiken in allerhande simulaties. De fasehoeken worden opgegeven ten opzichte van het sinusoïdaal referentiestelsel en worden voor gebruik in het simulatiemodel omgerekend naar het referentiestelsel ten opzichte van de cosinus. Dit levert het harmonisch spectrum zoals weergegeven in tabel 4.2, waarbij de fasor voor de harmonische orde h als volgt wordt genoteerd:

$$k_h I_1 \exp\left(j\left(h(\angle \underline{v}_1 + \frac{\pi}{2}) + \phi_h \frac{\pi}{180} - \frac{\pi}{2}\right)\right)$$
(4.13)

¹Het maximum van de grondgolfcomponent komt overeen met een minimum voor de harmonische component.

h	k_h	$\phi_h [^\circ]$
3	0.531	154
5	0.113	-79
7	0.066	-22
9	0.032	60
11	0.024	137
13	0.017	-150

Tabel 4.2: Harmonische stroomspectrum voor de niet-lineaire last van type 2

Uit bovenstaande vergelijking valt duidelijk op te merken dat de het harmonisch spectrum afhankelijk is van de grondgolfcomponent van de spanning in het beschouwde knooppunt. Dit zowel van de amplitude, die I_1 bepaalt, als van de fase. De THD_I van dit type belasting is 54.86 %.

4.4.2 Modelleren van controlestrategieën voor convertoren

De opdeling van de convertoren om een decentrale generator met het net te connecteren gebeurt op basis van de controlestrategie. In de simulaties zullen twee controlestrategieën worden besproken. Enerzijds is er de sinusoïdale controlestrategie, waarbij in het ideale geval een zuiver sinusoïdale stroom in het net wordt geïnjecteerd. Anderzijds is er de dempende strategie, waarbij de convertor naast zijn hoofdtaak, de toegeleverde energie omzetten zodat deze in het net kan worden geïnjecteerd, uitgebreid wordt om de harmonischen die voorkomen in het net te dempen.

A. Modellering van de sinusoïdale controlestrategie

De modellering van de sinusoïdale controlestrategie wordt in wat volgt onderverdeeld in drie groepen.

Type A: De sinusoïdale convertor van type A is een zuiver sinusoïdale convertor. Hiermee wordt bedoeld dat deze convertor een niet vervormde sinusoïdale stroom in het net injecteert, zelfs indien de spanning in het aansluitingspunt vervormd is. Dit is geen realistische situatie, want het ingangsfilter van de convertor zal ervoor zorgen dat er harmonische stromen vloeien in het geval de spanning vervormd is.

De wenswaarde van de stroom $i_{\rm L}^*$ wordt bekomen door de vermenigvuldiging van de conducantie g_1 en een sinusoïdaal referentiesignaal $\sin(\theta_{\rm PLL})$:

$$i_{\rm L}^* = g_1 V_{\rm g}^{\rm nom} \sin(\theta_{\rm PLL}) \tag{4.14}$$

h	$0 \rightarrow 5$	$5 \rightarrow 10$	$10 \to 15$	$15 \rightarrow 20$	$20 \to 40$	$40 \to 60$	> 60
3	23	7	6.5	5.8	3.6	2.2	2
5	11.8	6.6	4.3	3.9	2.1	1.6	1
7	8.8	5.8	3.7	3.2	2	1.6	1
9	5.2	2.1	1.6	1.7	1.2	0.9	0.6
11	2.2	1.4	0.8	1	0.9	0.7	0.5
13	2.2	1.4	1	0.9	0.8	0.7	0.5
15	3.8	2.4	1.6	1	0.8	0.7	0.5
17	2.2	1.4	1.1	0.8	0.7	0.6	0.5

Tabel 4.3: Verhouding [%] van de harmonische stroom t.o.v. de fundamentele stroom voor de verschillende percentages van de geïnjecteerde vermogens

De ingangsconductantie (g_1) wordt bepaald door de busspanningsregelaar en de fasehoek θ_{PLL} van het sinusïdaal referentiesignaal is gelijk aan de fasehoek van de fundamentele component van de netspanning v_g . De berekening van θ_{PLL} gebeurt aan de hand van een fasevolger (E: Phase Locked Loop, PLL) [28]. De geïnjecteerde stroom is in een steady-state situatie in fase (in het generatorreferentiestelsel, GRS) met de spanning. De amplitude van de stroom wordt ingesteld zodat het geïnjecteerd vermogen in het netwerk gelijk is aan het primair vermogen dat wordt toegevoerd aan de dc-bus, m.a.w. de gemiddelde waarde van de busspanning wordt constant verondersteld in de steady-state simulaties.

Type B: De stroom geïnjecteerd door de convertor van type B is gebaseerd op [29]. De convertor wordt gesimuleerd als een spanningsafhankelijke stroombron, waarbij het vermogen dat geïnjecteerd wordt in het net constant blijft. De harmonische stromen worden gedefinieerd d.m.v. een vast percentage t.o.v. de grondgolfcomponent. De fasehoek van de harmonische stromen is dezelfde als deze van de grondgolf, waarbij de arbeidsfactor gelijk is aan één, en bijgevolg wordt met behulp van dit type terug een worst case gesimuleerd.

Het harmonisch spectrum van deze convertor is verder nog afhankelijk van het geïnjecteerd vermogen t.o.v. het nominaal vermogen van de convertor. Hoe lager het geïnjecteerd vermogen t.o.v. het nominaal vermogen hoe hoger het aandeel van de harmonische stromen t.o.v. de fundamentele. In tabel 4.3 worden de verhoudingen weergegeven van de harmonische stroom t.o.v. de fundamentele stroom.

Type C: De convertor van type C is gebaseerd op een harmonische afdruk (E: Harmonic Fingerprint) van een fotovoltaïsche convertor zoals beschreven



Figuur 4.1: Harmonische afdruk van de convertor van type C.

in [30]. De stroom geïnjecteerd door dit type convertor kan worden bepaald met behulp van Fig. 4.1. Afhankelijk van de harmonische spanning in het beschouwde knooppunt, kan de geïnjecteerde harmonische stroom worden berekend. Dit schema bestaat uit drie elementen. Ten eerste is er een reactief element (C), vervolgens de conductantie G en tot slot een stroombron. Deze stroombron kan ervoor zorgen dat er kruiscorrelatie is tussen de verschillende harmonische componenten. De metingen die in [30] werden uitgevoerd toonden echter aan dat deze harmonische stroombron in hoofdzaak enkel afhankelijk is van de fundamentele component van de stroom.

De waarde van C wordt bepaald via:

$$C = 18.9 \ 10^{-6} \left| P_{\rm nom} \right| C_s \tag{4.15}$$

Hierbij hangt C_s af van de beschouwde harmonische orde zoals weergegeven in tabel 4.4 en stelt P_{nom} het nominaal vermogen van de convertor voor. Afhankelijk van het teken van C_s wordt de impedantie van C berekend als een spoel (negatief) of als een condensator (positief).

De conductiviteit wordt berekend via:

$$G = 60 \ 10^{-6} \left| P_{\text{nom}} \right| G_s \tag{4.16}$$

De term G_s wordt beschreven door de volgende vergelijking:

$$G_s = 0.0012h^2 + 0.022h - 1.0443 \tag{4.17}$$

	h	C_s	k_h
ſ	3	-0.18	0.10
	5	-0.08	0.02
	7	0.05	0.01
	9	0.09	0.0075
	11	0.10	0.005
	13	0.12	0.0075
	15	0.12	0.005
	17	0.12	0.005
	÷	:	•
	35	0.12	0.005

Tabel 4.4: Eigenschappen voor de harmonische afdruk van de convertor van type C

De harmonische stromen worden bepaald met behulp van hun verhouding (k_h) tot de fundamentele stroom zoals weergegeven in tabel 4.4. De harmonische stromen zijn t.o.v. de tijdsas, waarbij de grondgolf een cosinus is, verdraaid over een hoek van $-\pi/15$ radialen.

B. Modellering van de dempende controlestrategie

Naast zijn functie om een primaire energiebron met het net te connecteren is deze convertor uitgebreid met een bijhorende controlefunctie die als doel heeft om de harmonische spanningscomponenten in het net te dempen [9]. Dit doel wordt bereikt indien de convertor reageert als een weerstand voor deze harmonische spanningscomponenten [10]. Op deze manier worden harmonische stromen opgenomen door de convertor in verhouding met de harmonische spanning in het beschouwde knooppunt. De waarde van deze harmonische strome wordt bepaald door de de programmeerbare dempende weerstand $1/g_{\rm h}$. De conductiviteit $(g_{\rm h})$ wordt gelijk gekozen aan $P_{\rm nom}/(V_{\rm g}^{\rm nom})^2$ waarbij $P_{\rm nom}$ het nominaal vermogen is van de convertor en $V_{\rm g}^{\rm nom}$ de nominale spanning in het beschouwde knooppunt. Op deze manier wordt een conductantie met een waarde van 1 pu bekomen in het referentiestelsel van de beschouwde convertor, en bovendien is het dempend potentieel van deze convertor onafhankelijk van het geïnjecteerde actief vermogen.

Dit type convertor wordt gesimuleerd met behulp van de volgende parameters: het nominaal vermogen en de nominale spanning van de convertor, die de waarde bepalen van de conductantie g_h , het geïnjecteerd vermogen van de energiebron op de dc-bus van de convertor en het frequentiespectrum van de spanning in het beschouwde knooppunt. De uitdrukking van de wenswaarde van de geïnjecteerde



Figuur 4.2: Topologie van het beschouwde distributienetwerk

stroom in het net wordt bekomen via de volgende vergelijking:

$$i_{\rm L}^* = g_1 V_{\rm g}^{\rm nom} \sin(\theta_{\rm PLL}) + g_{\rm h} \left(v_{\rm g} - V_{\rm g}^{\rm nom} \sin(\theta_{\rm PLL}) \right)$$
(4.18)

De amplitude van de fundamentele component van de stroom wordt berekend zodat het fundamenteel vermogen dat in het net wordt geïnjecteerd gelijk is aan het vermogen geleverd door de primaire energiebron en het vermogen geassocieerd met de dempende werking van de convertor (via de busspanningsregeling die g_1 aanpast). Op deze manier wordt de spanning op de dc-bus van de convertor gemiddeld constant gehouden, waarbij de verliezen in de convertor verwaarloosd worden. De fasehoek van de stroom wordt bepaald door de fasevolger die de fasehoek van de spanning bepaalt. De geïnjecteerde stroom is in een steady-state situatie in fase (in het generatorreferentiestelsel) met de spanning.

4.5 Topologie van het beschouwde netwerk

Het netwerk dat wordt gebruikt voor de simulaties is gebaseerd op de algemene voorstelling van het distributienet zoals gegeven in Hoofdstuk 2. Het distributienet weergegeven in Fig. 4.2 heeft een radiale layout, waarbij er drie feeders vertrekken van een gemeenschappelijk punt, pcc genaamd, die via de feeder S is verbonden met de distributietransformator. De derde feeder bevat bovendien nog drie subfeeders. De lijnen, zowel de luchtlijnen (zwart) als de kabels (grijs), zijn driefasig en bezitten een neutrale. In tabel 4.5 worden de eigenschappen van de lijnen gegeven. Deze eigenschappen zijn enkel geldig voor de fundamentele component, de weerstandswaarden voor de hogere harmonischen worden immers aangepast volgens [31].

De invloed van de decentrale productie zal op dit netwerk worden bestudeerd, waarbij er wordt vertrokken van een basissituatie. In deze basissituatie zijn er ver-

⊕

Feeder	Lengte [m]	$S_{\rm nom} [{\rm kVA}]$	$R \left[\Omega / \mathrm{km} \right]$	$L [{\rm mH/km}]$	$C \; [\mu {\rm F/km}]$
S	620	90	0.0439	0.0573	/
I	155	38	0.351	0.344	/
II	248	36	0.226	0.223	0.29
III	806	40	0.0585	0.086	/
III _a	310	9	0.351	0.344	/
$\mathbf{III}_{\mathrm{b}}$	155	25	0.226	0.223	0.29
III_{c}	248	18	0.226	0.223	0.29

Tabel 4.5: De eigenschappen van het netwerk

Tabel 4.6: De verdeling van de belasting

Knooppunt	RL-last [kVA]	dPF	NL-last [kVA]	Fase
1	20	0.9	6	a-b-c
2	15	0.95	5	a-b-c
3	7	0.9	/	/
4	4	0.9	/	/
5	7	0.95	3	а
6	3	0.85	1	a-b-c
7	2	0.9	2	a-b-c
8	6	0.9	/	/
9	2	0.9	3	a-b-c

schillende lineaire en niet-lineaire lasten aangesloten op het netwerk zoals weergegeven in tabel 4.6. In deze tabel zijn de lineaire lasten ingegeven door middel van hun opgenomen driefasig schijnbaar vermogen en hun arbeidsfactor, waarbij enkel rekening wordt gehouden met de fundamentele component van spanning en stroom (E: displacement Power Factor, dPF) [32]. Indien de spanningsdistorsie verwaarloosbaar zou worden verondersteld, dan geldt het volgende verband tussen de arbeidsfactor (PF) en de dPF:

$$PF = \frac{dPF}{\sqrt{1 + (\frac{THD_I}{100})^2}}$$
(4.19)

De niet-lineaire lasten die voorkomen in tabel 4.6 zijn ofwel alle van type 1 of van type 2. De resulterende spanningsvervorming voor beide gevallen wordt weergegeven in tabel 4.7 en 4.8. In eerste instantie valt de aanwezigheid van de eenfasige

 \oplus

Knooppunt	v_1 [pu]	$\mathrm{THD}_{\mathrm{V}_{\mathrm{a}}}$ [%]	$\mathrm{THD}_{\mathrm{V}_{\mathrm{b}}}$ [%]	$\mathrm{THD}_{\mathrm{V_c}}$ [%]
1	0.973	2.142	1.123	1.152
2	0.976	1.908	0.915	0.929
3	0.975	1.909	0.915	0.928
4	0.974	3.213	1.092	1.097
5	0.973	3.431	1.148	1.156
6	0.973	3.441	1.154	1.162

Tabel 4.7: Spanningsvervorming met niet-lineaire lasten van type 1

Tabel 4.8: Spanningsvervorming met niet-lineaire lasten van type 2

Knooppunt	v_1 [pu]	$\mathrm{THD}_{\mathrm{V}_{\mathrm{a}}}$ [%]	$\mathrm{THD}_{\mathrm{V}_{\mathrm{b}}}$ [%]	$\mathrm{THD}_{\mathrm{V_c}}$ [%]
1	0.973	2.546	2.321	2.324
2	0.976	2.132	1.909	1.912
3	0.975	2.125	1.903	1.905
4	0.974	2.898	2.364	2.370
5	0.973	3.049	2.467	2.474
6	0.973	2.066	2.484	2.490

niet-lineaire last in knooppunt 5 op te merken. Dit resulteert in hogere waarden voor de vervorming in fase a, en dan vooral langs feeder III. Verder kan het onderscheid van het type niet-lineaire last worden waargenomen. Terwijl de THD_I voor type 1 beduidend groter is dan voor type 2, blijkt dat de spanningsdistorsie in het algemeen hoger is indien de niet-lineaire last van type 2 wordt aangewend.

Het onderscheid tussen beide types lasten is echter te wijten aan de manier waarop de niet-lineaire last is gemodelleerd. Het stroomspectrum van de niet-lineaire last van type 1 is enkel afhankelijk van de nominale spanning in het beschouwde knooppunt. Bijgevolg worden voor drie eenfasige lasten van dit type, op hetzelfde knooppunt maar op een verschillende fase, drie identieke golfvormen opgenomen met een verschuiving van $\pm \frac{1}{3}$ van de fundamentele periode. Dit resulteert in een homopolaire stroom die enkel drievoudige harmonischen bevat zoals reeds besproken in paragraaf 1.3. In het geval van de niet-lineaire last van type 2, is het stroomspectrum afhankelijk van de werkelijke spanning in het beschouwde knooppunt. Wanneer bijgevolg in een ongebalanceerd net drie eenfasige lasten van dit type, op hetzelfde knooppunt maar op een verschillende fase, worden geplaatst, dan zal de opgenomen stroomgolfvorm gelijk zijn maar niet meer verschoven over $\pm \frac{1}{3}$ van de fundamentele periode. Dit leidt uiteindelijk tot homopolaire stromen die niet enkel meer de drievoudige harmonischen bevatten en bijgevolg tot een hogere spanningsvervorming. De hogere waarde van de $\mathrm{THD}_{\mathrm{I}}$ komt wel tot uiting indien wordt gekeken naar de invloed van de eenfasige niet-lineaire last. De $\mathrm{THD}_{\mathrm{V}_{\mathrm{a}}}$ is immers wel groter in knooppunt 5 indien de niet-lineaire last van type 1 is.

4.6 Invloed op de verliezen in het netwerk

In wat volgt wordt de invloed van de decentrale productie op de netverliezen besproken. Hierbij wordt zowel rekening gehouden met de fundamentele als met de harmonische verliezen. De resultaten uit de huidige paragraaf zijn gebaseerd op de resultaten gepresenteerd in [33–35].

De fundamentele en de harmonische verliezen langs de verschillende lijnen worden berekend met behulp van de stromen resulterend uit het simulatiemodel. De verliezen worden hier echter berekend voor elke fase en de neutrale waardoor de stromen worden omgerekend van symmetrische componenten naar fasecomponenten. Dit levert vervolgens de volgende uitdrukking voor de verliezen:

$$P_{J,1} = R_{ph,1}(I_{a,1}^2 + I_{b,1}^2 + I_{c,1}^2) + R_{n,1}I_{n,1}^2$$

$$(4.20)$$

$$P_{\rm J,h} = \sum_{i=2}^{\infty} R_{\rm ph,i} (I_{\rm a,i}^2 + I_{\rm b,i}^2 + I_{\rm c,i}^2) + R_{\rm n,i} I_{\rm n,i}^2$$
(4.21)

In de simulaties wordt rekening gehouden met de harmonische orde om de weerstandswaarde aan te passen. Dit gebeurt door de dc-weerstand te vermenigvuldigen met de wortel van de harmonische orde [31]. Dit is echter een vereenvoudiging omdat de weerstandswaarde voor de harmonische componenten, wegens het stroomverdringings- en proximiteitseffect, stijgt in functie van de wortel van f over R_{dc} . Bijgevolg is de stijging van een de weerstand voor een bepaalde harmonische orde afhankelijk van de harmonische orde en de sectie van de geleider [36].

4.6.1 Beschouwde scenario's voor de simulaties

In deze paragraaf worden de verschillende scenario's besproken waarmee in de volgende paragraaf zal worden gewerkt om de invloed van decentrale productie op de verliezen te bespreken. In eerste instantie worden de verliezen in de basissituatie besproken waarbij de niet-lineaire lasten die geconnecteerd zijn met het netwerk zoals voorgesteld in Fig. 4.2 van het type 1 zijn.

De eerste aanpassing aan deze basissituatie wordt bekomen door een decentrale generator te connecteren in fase a van knooppunt 1. De convertor die wordt aangewend voor de interconnectie heeft een sinusoïdale regelstrategie en is van type B. Het geïnjecteerd vermogen wordt in stappen van 1 kW verhoogd tot 30 kW. Vervolgens wordt de beschouwde convertor vervangen door een convertor uitgerust met

	geval	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	<i>P</i> [kW]		3	9	15				3							3
1	fase		а	a	a				а							а
	<i>P</i> [kW]									3	9					3
4	fase									а	а					а
	<i>P</i> [kW]											3	9	3	3	3
6	fase											а	a	b	c	а
	<i>P</i> [kW]					3	9	15	3							3
8	fase					а	а	а	а							а

Tabel 4.9: Connectie van de decentrale generatoren voor de verschillende gevallen

de dempende regelstrategie. Hierbij wordt een vergelijking gemaakt tussen beide convertoren, indien het actief vermogen varieert en het nominale vermogen al dan niet gelijk blijft aan het geïnjecteerd vermogen.

Verder wordt met behulp van 15 verschillende gevallen de invloed van de locatie op de feeder en de ongebalanceerde belasting besproken en vervolgens de geldigheid van het superpositieprincipe. Deze 15 gevallen hebben alle dezelfde lastverdeling als in de basissituatie, maar nu wordt in de knooppunten 1, 4, 6 en/of 8 een decentrale generator geplaatst zoals aangetoond in tabel 4.9. In wat volgt worden in eerste instantie de resultaten weergegeven indien de convertor van type B is. Waar expliciet vermeld kan deze convertor uitgerust zijn met de dempende regelstrategie om op deze manier de invloed op de harmonische verliezen meer in detail te bespreken.

4.6.2 Simulatieresultaten

In de huidige paragraaf worden de resultaten besproken van de verschillende scenario's zoals gepresenteerd in paragraaf 4.6.1. In het algemeen worden de resultaten besproken voor de fundamentele en harmonische verliezen voor elke fase en de neutrale. De verliezen in de verschillende delen van het netwerk worden weergegeven in Fig. 4.3. De verliezen in feeder II worden in deze figuur niet getoond omdat de invloed van de verschillende scenario's op de verliezen in feeder II bijna verwaarloosbaar is. Per geval worden vier staven getoond, de eerste drie staven leveren de totale verliezen in fase a, b en c en de vierde de verliezen in de neutrale geleider. De hoogte van de staven geeft de totale verliezen weer, waarbij het grijze gedeelte de verliezen weergeeft veroorzaakt door de fundamentele component van de stroom en het zwarte gedeelte door de harmonische componenten van de stroom.



 \oplus

 \oplus

 \oplus

Figuur 4.3: De verliezen in de verschillende onderdelen van het netwerk. zwart: harmonische verliezen, grijs: fundamentele verliezen

In wat volgt worden de verliezen in de basissituatie besproken (geval 1) om daarna de invloed van de convertor-gekoppelde decentrale generatoren te bespreken uitgaande van de basissituatie.

A. Verliezen in de basissituatie

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

De verliezen in de basissituatie, bij een totaal verbruik van 86 kVA, voor het volledige netwerk lopen op tot 2.36 kW of 2.7 % van het totaal verbruik. De harmonische verliezen bedragen in deze situatie 10.3 % van de totale verliezen.

Uit Fig. 4.3 kan worden geconcludeerd dat de verliezen in geval 1 vooral gelokaliseerd zijn in feeder S die het vermogen transporteert afkomstig van de centrale generatie. De harmonische verliezen in feeder S voor de fasen b en c lopen op tot 7.2 % van de verliezen in deze fasen, terwijl de harmonische verliezen in fase a goed zijn voor 15.2 % van de verliezen in fase a. Dit wordt veroorzaakt door de aanwezigheid van de eenfasige niet-lineaire last in knooppunt 5.

De verliezen in de neutrale geleider bedragen 0.3~% van de totale verliezen en ze



Figuur 4.4: De harmonische (streeplijn) en fundamentele (volle lijn) verliezen in feeder I

worden veroorzaakt door de aanwezige onbalans in het netwerk.

B. Invloed van een verhoogd geïnjecteerd vermogen

De invloed van een verhoogd geïnjecteerd vermogen wordt onderzocht door een decentrale generator in knooppunt 1 te connecteren op fase a. Het vermogen loopt op in stappen van 1 kW tot aan 30 kW. In Fig. 4.4 worden de verliezen in feeder I gegeven voor fase a en b in functie van het vermogen geïnjecteerd door de decentrale generator.

In Fig. 4.4(a) worden de fundamentele (volle lijn en linker as) en de harmonische verliezen (streeplijn en rechter as) in fase a voor feeder I gegeven. In eerste instantie is duidelijk merkbaar dat de fundamentele verliezen kleiner worden bij een stijgend geïnjecteerd vermogen. Vanaf het punt waar het geïnjecteerd vermogen gelijk is aan het totaal opgenomen actief vermogen beginnen de verliezen terug te stijgen. Voor hogere vermogens afkomstig van de decentrale generator, ongeveer twee keer het verbruikte actief vermogen in fase a van feeder I, worden de verliezen terug hoger dan in de basissituatie. De verliezen in het volledige netwerk blijven dan echter nog steeds kleiner dan in de basissituatie en dit tot het geïnjecteerd vermogen 26 kW bedraagt. Dit wordt voornamelijk veroorzaakt door de verliezen in feeder S. De harmonische verliezen in fase a van feeder I nemen steeds toe met een groter geïnjecteerd vermogen. Op een bepaald moment worden deze harmonische verliezen zelfs even belangrijk als de fundamentele verliezen.

In Fig. 4.4(b) worden de verliezen getoond in fase b van feeder I. Hier valt op te merken dat de fundamentele verliezen steeds dalen met een stijgend geïnjecteerd

 \oplus

vermogen. Dit wordt veroorzaakt door de manier waarop de lineaire lasten worden gemodelleerd. Het zijn immers constant-vermogenlasten die zodanig worden gecontroleerd dat het vermogen opgenomen door de fundamentele directe component constant is. Fysisch gezien volgt hieruit dat de fase met de hoogste spanning het grootste deel van het totaal opgenomen vermogen opneemt. Indien de decentrale generator de spanning ondersteunt in fase a resulteert dit in een hoger afgenomen vermogen in deze fase met als gevolg dat het vermogen opgenomen in de andere fasen kleiner wordt.

Uit de gevallen 2-4 beschreven in tabel 4.9 kunnen nog verdere conclusies worden getrokken omtrent de invloed van decentrale generatoren op de verliezen in het net. Met behulp van Fig. 4.3(a) kan worden opgemerkt dat de verliezen in de neutrale geleider belangrijker worden. Voor geval 4 zijn de verliezen in de neutrale geleider immers al even groot als de verliezen in fase a van feeder I. Indien wordt gekeken naar de resultaten voor het volledige netwerk kan worden opgemerkt dat voor geval 4 de verliezen in de neutrale geleiders 4.7 % bedragen van het totale verlies.

De gevallen 5-7 en Fig. 4.3(b) leveren dezelfde conclusies. Het enige verschil ligt in de evolutie van de verliezen in de neutrale geleider. Voor geval 5 zijn deze immers kleiner dan in de basissituatie. De reden hiervoor kan worden gevonden in de compensatie van de eenfasige last in knooppunt 5 op fase a van dezelfde feeder. Indien de sinusoïdale convertor van type B wordt vervangen door een convertor

die is uitgebreid met de dempende controlestrategie dan kunnen dezelfde conclusies worden getrokken in verband met de fundamentele verliezen langsheen het netwerk. De fundamentele verliezen liggen in de buurt van deze bekomen met de sinusoïdale convertor, soms zijn ze echter iets hoger of lager vanwege het extra fundamenteel vermogen dat wordt geïnjecteerd afkomstig van het harmonisch vermogen geassocieerd met de demping van de harmonische spanningscomponenten.

De invloed op de harmonische verliezen van de twee beschouwde convertoren is echter wel verschillend. In Fig. 4.5 worden de totale harmonische verliezen getoond voor de twee types convertoren. Indien de decentrale generator is geconnecteerd met behulp van een sinusoïdale convertor van het type B en het nominaal vermogen gelijk blijft aan het geïnjecteerd vermogen ($P_{\rm DG}$) van de decentrale generator, dan wordt de grijze volle curve bekomen. Deze curve vertoont een knik bij een geïnjecteerd vermogen van ongeveer 6 kW en deze is afkomstig van een knik in de harmonische verliezen in feeder S. Dit wijst erop dat vanaf dit geïnjecteerd vermogen er bepaalde harmonische stromen vloeien tussen de decentrale generator en de niet-lineaire lasten waardoor deze niet meer voorkomen in feeder S. Indien het nominaal vermogen van de sinusoïdale convertor constant wordt gehouden op een waarde van 25 kW en het geïnjecteerd vermogen varieert tussen 0 en 100 % van dit nominaal vermogen, wordt de curve bekomen in grijze streeplijn. De in-

Ĥ

 \oplus



Figuur 4.5: De harmonische verliezen indien een sinusoïdale convertor van type B (grijs) of een dempende convertor (zwart) wordt gebruikt waarbij het nominaal vermogen variabel (volle lijn) of vast (streeplijn) is

vloed van de verschillende harmonische profielen die reeds werden gedefinieerd in tabel 4.3 komt hier duidelijk tot uiting. Het harmonisch spectrum van de convertor hangt immers af van de verhouding van het geïnjecteerd vermogen tot het nominaal vermogen. Hoe lager dit percentage, hoe hoger het aandeel van de harmonische stromen in de totale stroom. Dit verklaart de stappen in de curve in Fig. 4.5 en de kleinere helling na iedere stap.

Indien een dempende convertor wordt gebruikt om de decentrale generator te connecteren met het net, dan worden de zwarte curves bekomen. De volle zwarte curve wordt bekomen indien het nominaal vermogen gelijk blijft aan het geïnjecteerd vermogen. De knik in deze curve kan op dezelfde manier worden verklaard als bij de sinusoïdale convertor. De zwarte streeplijn wordt analoog bekomen als in het geval van de sinusoïdale convertor. Het nominaal vermogen van de convertor is 25 kW en het actief vermogen stijgt van 0 tot 100 % van dit nominaal vermogen.

Met behulp van de volle lijnen in Fig. 4.5 wordt de invloed van de grootte van de decentrale generator besproken. Indien de decentrale generator zijn nominaal vermogen levert, dan is er een duidelijk verschil merkbaar in de invloed op de harmonische verliezen. In het geval van een 30 kW convertor bedraagt de reductie van de harmonische verliezen 13.49 % indien een dempende convertor wordt gebruikt in plaats van een sinusoïdale convertor van het type B.

Indien de grootte van de convertor vast wordt beschouwd, tonen de streeplijnen de



Figuur 4.6: De totale verliezen voor de gevallen 9-12 met opsplitsing in fundamentele (zwart) en harmonische (grijs) verliezen

invloed van een variërend actief vermogen. Voor de sinusoïdale convertor zijn de harmonische verliezen afhankelijk van het geïnjecteerd vermogen en worden deze harmonische verliezen gelijk aan deze in de basissituatie indien de decentrale generator geen vermogen in het net injecteert. Voor de dempende convertor ontstaat er echter een totaal andere situatie. De harmonische verliezen zijn hier enkel afhankelijk van het nominaal vermogen van de convertor en de harmonische verliezen in het net worden dus nog gereduceerd zelfs al levert de primaire energiebron geen vermogen aan de dc-bus.

C. Invloed van de plaatsing langsheen de feeder

 \oplus

Wanneer de gevallen 9 en 10 worden vergeleken met de gevallen 11 en 12 kan de invloed van de plaatsing op de feeder worden bestudeerd. Voor de gevallen 9 en 10 wordt telkens een decentrale generator geplaatst op fase a in knooppunt 4, de eerste maal levert deze 3 kW en de tweede maal 9 kW. De gevallen 11 en 12 zijn analoog maar dan is de decentrale generator meer stroomafwaarts geplaatst, namelijk in knooppunt 6.

De totale verliezen voor deze gevallen worden weergegeven in Fig. 4.6, waarbij deze verliezen zijn opgesplitst in fundamentele (zwart) en harmonische (grijs) ver-

4.6 Invloed op de verliezen in het netwerk

147

liezen. Uit deze figuur kan worden afgeleid dat de totale verliezen voor een decentrale generator met een vermogen van 3 kW het grootst zijn indien deze is geplaatst op knooppunt 4. Het omgekeerde kan worden waargenomen indien de decentrale generator 9 kW injecteert in het net. In dit geval zijn de verliezen immers het grootst wanneer de decentrale generator meest stroomafwaarts is geconnecteerd. Deze observaties kunnen worden verklaard met behulp van de verdeling van de lasten zoals weergegeven in tabel 4.6. Het verbruik in knooppunt 4 en 6 ligt tussen 3 en 9 kW, dus wanneer het geleverd vermogen door de decentrale generator gelijk is aan 3 kW zullen minder transportverliezen optreden indien deze meer stroomafwaarts is geplaatst. Wanneer het geïnjecteerd vermogen nu echter gelijk is aan 9 kW dan kan de omgekeerde conclusie worden getrokken. Het overschot aan vermogen moet in geval 12 immers stroomopwaarts worden getransporteerd.

Indien de sinusoïdale convertor wordt vergeleken met de dempende convertor dan kan worden opgemerkt dat een meer stroomafwaartse plaatsing bij de sinusoïdale convertor leidt tot een stijging van de harmonische verliezen. Bij de dempende convertor treedt een daling op van de harmonische verliezen.

D. Invloed van een ongebalanceerde last

Het verband tussen de ongebalanceerde belasting en de fase waarin de eenfasige decentrale generator vermogen injecteert kan worden besproken met behulp van de gevallen 11, 13 en 14. In geval 11 wordt de decentrale generator geconnecteerd met knooppunt 6 op de meest belaste fase, namelijk fase a. In de gevallen 13 en 14 wordt de decentrale generator respectievelijk geconnecteerd met fase b en c. De totale verliezen voor de gevallen 13 en 14 bedragen 2243 W, terwijl in geval 11 de verliezen gelijk zijn aan 2210 W. Er kan dus worden besloten dat de grootste reductie optreedt indien de decentrale generator geconnecteerd is met de meest belaste fase. De grotere reductie kan worden verklaard aan de hand van de volgende redenering. Ten eerste zijn er de hogere verliezen in de neutrale geleider voor de gevallen 13 en 14 ten opzichte van geval 11 zoals kan worden opgemerkt in Fig. 4.3(b). Een tweede belangrijkere reden is dat de connectie van een decentrale generator op een meer belaste fase een grotere invloed heeft op de verliezen, die kwadratisch zijn met de stroom, zoals wordt aangetoond via de volgende afleiding. Om de hogere reductie van de verliezen te verklaren voor geval 11 moet aan de volgende vergelijking worden voldaan (waarbij I_{DG} de stroom voorstelt die geïnjecteerd wordt door de decentrale generator).

$$RI_a^2 - R(I_a - I_{\rm DG})^2 \stackrel{?}{>} RI_b^2 - R(I_b - I_{\rm DG})^2$$
$$I_a \stackrel{?}{>} I_b$$

Geval	Sinusoïdale Convertor [W]	Dempende Convertor [W]
11	245.33	239.85
13	242.02	240.64
14	242.02	240.18

Tabel 4.10: De harmonische verliezen bij een asymmetrische THD_V

Deze laatste vergelijking is juist omdat de onbalans in de belasting in het basisgeval leidt tot een groter verbruik in fase a en dus tot een hogere stroom in fase a dan in fase b.

Indien de sinusoïdale convertor wordt vervangen door een dempende convertor dan kan via de gevallen 11, 13 en 14 hun verschillende invloed op de harmonische verliezen worden onderzocht bij een asymmetrische spanningsdistorsie (tabel 4.7). In het basisgeval bedragen de harmonische verliezen voor het volledige netwerk 243.08 W.

De harmonische verliezen voor bovenstaande gevallen worden weergegeven in tabel 4.10. Met behulp van deze tabel kunnen de volgende conclusies worden getrokken:

- De dempende convertor heeft een betere invloed op de harmonische verliezen dan de sinusoïdale convertor
- De harmonische verliezen worden het meest gereduceerd indien de dempende convertor wordt geplaatst in de fase met de hoogste spanningsvervorming, zelfs een klein verschil in THD_V leidt tot een verschil in reductie zoals kan worden opgemerkt met behulp van de gevallen 13 en 14

E. Ongeldigheid van het superpositieprincipe

Met behulp van geval 8 kan de geldigheid van het superpositieprincipe worden onderzocht. Geval 8 is immers een combinatie van geval 2, waarbij de totale verliezen worden gereduceerd met 138 W, en geval 5, wat leidt tot een reductie van 146 W. De vermindering voor geval 8 is echter 270 W en niet 284 W, hetgeen zou worden bekomen via het superpositieprincipe. Hieruit volgt dat de het superpositieprincipe ongeldig is en dat de reductie van de verliezen in het huidige geval kleiner is dan zou worden bekomen via het superpositieprincipe.

Analoge conclusies kunnen worden getrokken met behulp van geval 15. De vermindering bedraagt hier 449 W en niet 582 W zoals zou worden bekomen via de afzonderlijke gevallen.

F. Conclusies

De verliezen in elektrische netten kunnen worden opgesplitst in fundamentele en harmonische verliezen. Decentrale productie-eenheden die door middel van convertoren met het distributienet zijn gekoppeld hebben een invloed op zowel de fundamentele als de harmonische verliezen. Deze invloed is weliswaar afhankelijk van de gebruikte controlestrategie voor de convertor.

De fundamentele verliezen zijn afhankelijk van het geïnjecteerd vermogen en de belasting, maar in het algemeen kan worden opgemerkt dat de verliezen in eerste instantie dalen, om daarna, bij grotere geïnjecteerde vermogens, terug te stijgen. Daarnaast kan worden vastgesteld dat de harmonische verliezen een belangrijk aandeel kunnen krijgen ten opzichte van de totale verliezen. Een vergelijking tussen de dempende en de sinusoïdale controlestrategie toont een belangrijke reductie aan van de harmonische verliezen indien de dempende controlestrategie wordt aangewend. Bovendien zijn de bekomen harmonische verliezen bij de dempende controlestrategie enkel afhankelijk van het nominaal vermogen van de eenheid, terwijl bij de sinusoïdale controlestrategie zowel het nominaal als het geïnjecteerd vermogen van belang is.

Indien de decentrale productie-eenheid een vermogen in het net injecteert dat lager is dan het verbruik in de naburige knooppunten dan kan worden besloten dat een meer stroomafwaartse connectie de meest gunstige invloed heeft op fundamentele verliezen. Indien de harmonische verliezen worden beschouwd, kan worden besloten dat de dempende convertor het best meer stroomafwaarts wordt geconnecteerd. In een ongebalanceerd net dient een eenfasige productie-eenheid te worden geconnecteerd op de meest belaste fase. Een hoger geïnjecteerd vermogen kan in het geval van een eenfasige aansluiting echter leiden tot verhoogde verliezen in de neutrale geleider.

Tot slot werd in de huidige paragraaf aangetoond dat de verliezen in het net niet kunnen worden berekend door de beschouwing van de combinatie van afzonderlijke gevallen.

4.7 Invloed op de spanningskwaliteit

In wat volgt zal de invloed van de convertor-gekoppelde decentrale generatoren op de spanningskwaliteit worden onderzocht. Er wordt in het bijzonder aandacht besteed aan de controlestrategie van de convertor. De resultaten van de simulaties die hier worden besproken zijn gebaseerd op [37–39]. De simulaties zijn terug gebaseerd op het netwerk uit Fig. 4.2, maar in tegenstelling tot paragraaf 4.6 zijn de niet-lineaire lasten van type 2 en de convertoren die worden beschouwd zijn de sinusoïdale van type A of C en de convertor met de dempende controlestrategie.

⊕



Figuur 4.7: Radiaal distributienet met een eenfasige decentrale generator

De invloeden op de spanningskwaliteit die worden beschouwd zijn in eerste instantie de effectiefwaarde en de harmonische vervorming van de spanning. Vervolgens wordt de onbalans onderzocht om tot slot de invloed van de decentrale generatoren in het geval van spanningsdips te bekijken.

4.7.1 Effectiefwaarde van de spanning

A. Analytische beschouwing

De invloed van decentrale generatoren op de rms-waarde van de fasespanningen wordt in eerste instantie op een analytische manier bekeken. Hiervoor wordt het radiale distributienet zoals weergegeven in Fig. 4.7 beschouwd. Dit netwerk omvat één driefasige feeder (zwart) met drie knooppunten. Deze feeder is geconnecteerd door middel van een driehoek/geaarde ster-transformator met het net, voorgesteld door zijn Thévenin-equivalent, dat perfect gebalanceerd kan worden verondersteld. Bovendien is er in elk knooppunt een driefasige constante impedantielast in ster geconnecteerd en doorverbonden met de neutrale geleider. In het tweede knooppunt is er een eenfasige decentrale generator geconnecteerd met fase a.

De invloed van deze eenfasige decentrale generator kan worden gevonden door het beschouwen van Fig. 4.8. De decentrale generator is in deze figuur voorgesteld door middel van zijn Norton-equivalent wat resulteert in de volgende vergelijkingen voor de lijnstromen:

$$i_{\rm b} = i_{\rm c} = 0 \tag{4.22}$$

$$i_{\rm a} = i - v_{\rm a} y \tag{4.23}$$

De omzetting van deze stromen in symmetrische componenten geeft aanleiding tot het volgende stel vergelijkingen:

$$i_0 = i_1 = i_2$$
 (4.24)

$$i_0 = \frac{i}{3} - (v_0 + v_1 + v_2)\frac{y}{3}$$
(4.25)



Figuur 4.8: Connectie van de eenfasige decentrale generator

Vergelijking (4.24) resulteert in de serieschakeling van de drie netwerken in symmetrische componenten, terwijl (4.25) leidt tot de connectie van de drie netwerken met het Norton-equivalent. In Fig. 4.9 wordt het bekomen equivalent schema weergegeven, de homopolaire(v_0), directe (v_1) en inverse (v_2) spanningsval veroorzaakt door de eenfasige decentrale generator zijn eveneens aangeduid op deze figuur.

Via een klein numeriek voorbeeld zal worden uitgelegd wat de invloed is van een eenfasige decentrale generator die geconnecteerd is langsheen het distributienet. De impedantie per equidistant segment van het netwerk bedraagt $0.06 + j0.03 \Omega$ voor zowel de directe als de inverse component, voor de homopolaire component wordt drie maal deze waarde gebruikt. De lasten geconnecteerd langsheen dit netwerk nemen een vermogen op van 4 kVA met een dPF van 0.9 indien de fasespanning 230 V bedraagt. In Fig. 4.10 wordt de invloed van decentrale generator visueel voorgesteld. De spanning voor de connectie wordt in deze figuur aangeduid door de vectoren weergegeven in volle lijn. De invloed van een decentrale generator die 10 kW injecteert in fase a kan worden berekend door de spanningsbron in Fig. 4.9 kort te sluiten en de spanningscomponenten te berekenen in het knooppunt waar de decentrale generator is geconnecteerd. Het uiteindelijk spanningsprofiel wordt voorgesteld door de vectoren weergegeven in streeplijn en deze worden bekomen door de directe en inverse spanningscomponenten op te tellen bij de oorspronkelijke vectoren en door het neutraal punt te verschuiven over het inverse van de homopolaire spanningscomponent.

Uit bovenstaande analyse en Fig. 4.10 kan worden geconcludeerd dat de grootste invloed op de rms-spanning afkomstig is van de nulpuntsverschuiving. Opmerkelijk hierbij is de richting van deze verschuiving. Wegens de resistieve/inductieve aard van het distributienet valt op te merken dat de verschuiving is gericht tussen

⊕



Figuur 4.9: Equivalent schema van het radiaal distributienet in symmetrische componenten

de fase spanningen $v_{\rm b}$ en $v_{\rm c}$ maar merkbaar meer richting $v_{\rm b}$. Bijgevolg kan er worden opgemerkt dat indien een decentrale generator wordt geconnecteerd met fase a, de spanning in fase a zal toenemen, maar dat tegelijkertijd de spanning in fase b en c zal afnemen, met een grotere afname voor fase b.

B. Invloed van een verhoogd geïnjecteerd vermogen

 \oplus

De invloed van een verhoogd geïnjecteerd vermogen wordt onderzocht door op het netwerk van Fig. 4.2 een decentrale generator te connecteren op knooppunt 8. Deze decentrale generator wordt geconnecteerd met fase a met behulp van een sinusoïdale convertor van het type C. Het geïnjecteerd vermogen wordt verhoogd in stappen van 5 kW. De resultaten van de simulaties worden weergegeven in Fig. 4.11. Het geval waarbij het geïnjecteerd vermogen 0 kW is komt overeen met de basissituatie. Op de abscis van deze figuren wordt de plaats langsheen het netwerk opgegeven. Ten eerste is er het begin van het netwerk (S), gevolgd door de secundaire van de hoogspanningstransformator en de distributietransformator, het pcc en dan de knooppunten langs feeder III.

De gevolgen van de richting van de nulpuntsverschuiving zoals aangegeven bij de analytische beschouwing zijn duidelijk waarneembaar in Fig. 4.11. De spanning in fase a wordt groter bij een stijgend geïnjecteerd vermogen, terwijl de spanning

153

 \oplus



Figuur 4.10: Invloed van een eenfasige decentrale generator op de drie fasespanningen. Volle lijn: Voor de connectie van de decentrale generator. Streeplijn: Na de connectie van de decentrale generator.

in fase b en c daalt met weliswaar een grotere daling voor fase b. Dit fenomeen maakt duidelijk dat indien er met een netwerk een groot aantal eenfasige decentrale generatoren worden geconnecteerd, er niet enkel aandacht moet worden besteed aan de fase waarmee deze zijn geconnecteerd, maar ook de andere fasen moeten in aanmerking worden genomen.

4.7.2 Harmonische vervorming van de spanning

In de huidige paragraaf wordt de invloed van verschillende types convertoren op de harmonische spanningsdistorsie besproken. Er wordt een vergelijking gemaakt tussen de convertor met dempende controlestrategie en sinusoïdale controlestrategie, waarvan het type A en C worden beschouwd.

De harmonische vervorming wordt in wat volgt uitgedrukt met behulp van de TPDindicator. Zoals reeds vermeld in paragraaf 4.7.1 heeft een eenfasige decentrale generator invloed op de drie fasespanningen. Indien de convertor harmonische stromen injecteert of opneemt uit het net beïnvloedt deze bijgevolg ook de harmonische distorsie in de andere fasen. Met behulp van de TPD-indicator kan deze

 \oplus

Æ

 \oplus

 \oplus



Figuur 4.11: Invloed van een verhoogd geïnjecteerd vermogen op het spanningsprofiel

invloed in een enkele term worden gebundeld.

Net zoals bij de voorgaande aspecten zal de invloed van de decentrale generator besproken worden aan de hand van de basissituatie. In tabel 4.11 wordt het verband gegeven tussen de THD in de basissituatie en de bijhorende TPD. Dit wordt zowel gedaan voor de spanning als voor de stroom.

Uitgaande van tabel 4.11 worden de TPD-waarden vergeleken bekomen via de gevallen waarbij een decentrale generator met een vermogen van 3 kW is aangesloten op fase a in het knooppunt 1, 4, 6 of 8. Verder wordt naar deze gevallen verwezen als poc x (E: point of connection, aansluitingspunt), met x het beschouwde knoop-

155

 \oplus

 \oplus

(+)

	$\mathrm{TPD}_{\mathrm{V}}$ (%)	$\mathrm{THD}_{\mathrm{V}_{\mathrm{a}}}$ (%)	$\mathrm{THD}_{\mathrm{V}_{\mathrm{b}}}$ (%)	$\mathrm{THD}_{\mathrm{V_c}}$ (%)
1	2.40	2.54	2.32	2.32
2	1.99	2.13	1.91	1.91
3	1.98	2.13	1.90	1.90
4	2.55	2.90	2.36	2.37
5	2.67	3.05	2.47	2.47
6	2.69	3.07	2.48	2.49
	TPD_{I} (%)	$\mathrm{THD}_{\mathrm{I}_{\mathrm{a}}}(\%)$	$\mathrm{THD}_{\mathrm{I}_{\mathrm{b}}}(\%)$	$\mathrm{THD}_{\mathrm{I_c}}~(\%)$
1	11.82	11.78	11.83	11.84
2	9.17	9.11	9.20	9.21
3	1.31	1.40	1.27	1.27
4	15.86	20.68	10.20	10.20
5	22.53	28.15	12.64	12.65
6	13.04	12.97	13.06	13.08

Tabel 4.11: De distorsie in de basissituatie

punt. Daarenboven wordt het geval beschouwd waar op de vier bovenvermelde knooppunten een decentrale generator van 3 kW is aangesloten.

In Fig. 4.12 wordt de invloed van de verschillende gevallen op de TPD-indicator getoond voor de verschillende convertoren die beschouwd worden. Hierbij wordt de relatieve verandering uitgedrukt t.o.v. de basissituatie en dit voor de knooppunten startend bij het begin van het netwerk en vanaf het pcc, de knooppunten langs feeder III.

In Fig. 4.12(a) wordt de invloed van de dempende convertor getoond. De volgende conclusies kunnen worden getrokken met behulp van deze figuur.

• De kleinste reductie wordt waargenomen indien de decentrale generator is geconnecteerd met knooppunt 8. Wegens de harmonische spanningsval over het segment tussen knooppunt 4 en 8 is de reductie van de TPD in knooppunt 4 immers minder efficiënt dan het geval waar de decentrale productieeenheid is aangesloten op knooppunt 4.

Een grotere reductie voor poc 1 valt te verklaren indien de elektrische afstand tot de bronnen van de distorsie wordt bekeken. Het knooppunt 1 ligt immers minder ver van deze bronnen.

• Via de gevallen poc 4 en poc 6 kan worden besloten dat de reductie van de TPD efficiënter is indien de dempende convertor wordt geplaatst in het knooppunt met de grootste distorsie.

Ĥ

Œ

Œ

 \oplus



Figuur 4.12: Invloed van het aansluitingspunt op de ΔTPD_V voor verschillende types convertoren

• Indien er meerdere dempende convertoren worden geplaatst langsheen het netwerk, dan wordt de TPD meer gereduceerd dan in de afzonderlijke gevallen. Deze reductie is ongeveer gelijk aan de relatieve som van de reducties bekomen bij de individuele gevallen.

Indien Fig. 4.12(b) wordt vergeleken met Fig. 4.12(a) komt de positieve invloed van de dempende convertor tot uiting. De harmonische vervorming wordt immers veel minder gereduceerd indien de geïnjecteerde stroom zuiver sinusoïdaal is. De reductie kan overigens volledig worden toegekend aan de stijging van de spanning in fase a. Bovendien kan voor de de sinusoïdale convertor van type A nog worden

157

Ð

 \oplus

besloten dat de hoogste reductie wordt bekomen indien de decentrale generator is aangesloten op een knooppunt of een subfeeder van een knooppunt dat meer stroomafwaarts is gelegen. Op deze manier is het duidelijk dat de reductie groter is voor poc 8 dan voor poc 1.

Tot slot toont Fig. 4.12(c) de invloed van een sinusoïdale convertor van het type C, of m.a.w. van een meer realistische modellering van een convertor uitgerust met de sinusoïdale controlestrategie. Het is duidelijk merkbaar in deze figuur dat een voorspelling van de reductie onmogelijk te maken valt. De geïnjecteerde stroom is immers volledig afhankelijk van de spanning via de harmonische afdruk. Zo is het mogelijk dat de distorsie minder uitgesproken wordt indien de decentrale generator is geconnecteerd met het knooppunt 4, terwijl de distorsie erger wordt indien deze is aangesloten op knooppunt 6. De conclusies die voorheen werden getrokken omtrent de plaats van connectie gaan dus niet meer op voor de sinusoïdale convertor van type C.

Een verklaring van bovenstaand fenomeen kan gevonden worden indien de vervorming van de fasespanningen voor het geval poc 6 van naderbij wordt bestudeerd. Er kan worden opgemerkt dat de THD_{V_a} (3.05 %) afneemt ten opzichte van de basissituatie (3.07 %). Terwijl de distorsie toeneemt in de overige twee fasen tot een waarde van 2.61 %. Dit is te wijten aan de toename van de harmonische stroom in de neutrale geleider. Bovenstaande wijst er nogmaals op dat invloeden van eenfasige decentrale generatoren niet enkel in de geconnecteerde fase moeten worden beschouwd, maar ook in de overige fasen. De TPD voor dit geval is immers groter dan in de basissituatie, waar dit niet tot uiting zou komen indien enkel de THD in fase a zou beschouwd worden.

Verder kan uit Fig. 4.12(c) worden besloten dat de reductie in distorsie voor een gecombineerd geval (poc 1, 4, 6 en 8) niet kan worden afgeleid uit de afzonderlijke gevallen. Het attenuatie- en het diversiteitseffect spelen immers een belangrijke rol in een net met verschillende harmonische bronnen.

4.7.3 Spanningsonbalans

In de huidige paragraaf wordt de invloed van eenfasige decentrale generatoren op de spanningsonbalans besproken. De onbalans zal in eerste instantie worden besproken met behulp van de VUF-indicator, waarbij enkel de sinusoïdale convertor van type C zal worden beschouwd. Daarna wordt de invloed van verschillende types convertoren besproken aan de hand van de TPU-indicator. Tot slot wordt een vergelijking gemaakt tussen de invloed in landelijke en stedelijke netten.

	$\mathrm{TPU}_{\mathrm{V}}$ (%)	$\operatorname{VUF}_2(\%)$	VUF_0 (%)
1	0.27	0.06	0.22
2	0.27	0.06	0.22
3	0.27	0.06	0.22
4	0.65	0.15	0.54
5	0.71	0.16	0.59
6	0.71	0.16	0.59
	TPU _I (%)	IUF_2 (%)	IUF ₀ (%)
1	TPU _I (%) 0.21	IUF ₂ (%) 0.03	IUF ₀ (%) 0.20
1 2	TPU _I (%) 0.21 0.22	IUF ₂ (%) 0.03 0.04	IUF ₀ (%) 0.20 0.20
1 2 3	TPU _I (%) 0.21 0.22 0.25	IUF ₂ (%) 0.03 0.04 0.06	IUF ₀ (%) 0.20 0.20 0.23
1 2 3 4	TPU _I (%) 0.21 0.22 0.25 14.63	IUF ₂ (%) 0.03 0.04 0.06 9.25	IUF ₀ (%) 0.20 0.20 0.23 9.06
1 2 3 4 5	TPU _I (%) 0.21 0.22 0.25 14.63 25.34	IUF2 (%) 0.03 0.04 0.06 9.25 16.13	IUF ₀ (%) 0.20 0.20 0.23 9.06 15.85

Tabel 4.12: De onbalans in de basissituatie

A. Spanningsonbalans beschreven met behulp van de VUF-indicator

Het netwerk uit Fig. 4.2 wordt terug aangewend waarbij de niet-lineaire lasten van het type 2 zijn. De onbalans in de basissituatie wordt weergegeven met behulp van tabel 4.12. In deze tabel is de onbalansfactor gegeven waarbij rekening wordt gehouden met de inverse (XUF_2) en met de homopolaire (XUF_2) component. Bovendien wordt in deze tabel ook de TPU in de verschillende knooppunten weergegeven.

Invloed van de plaats van connectie De invloed van de plaats waar de decentrale generator wordt geplaatst is onderzocht met behulp van de volgende gevallen: poc 1, poc 4, poc 6 en poc 8. De decentrale generator injecteert hier telkens een vermogen van 3 kW in het net met behulp van een sinusoïdale convertor van het type C. De relatieve verandering van de onbalansfactor voor de inverse component ten opzichte van de basissituatie wordt weergegeven in Fig. 4.13. Op deze figuur wordt het resultaat van de combinatie van voorgaande gevallen ook getoond.

Ten eerste kan er worden besloten dat het aansluiten van een kleine decentrale generator op de hoogst belaste fase een daling oplevert van de onbalans in het net. Indien echter meerdere decentrale generatoren worden aangesloten op deze fase kan de onbalans in het net terug gaan stijgen. In verband met de locatie langsheen het netwerk kan worden besloten dat voor een punt meer stroomopwaarts ten opzichte van het poc het niet uitmaakt waar de decentrale generator is geconnecteerd.

⊕

 \oplus



Figuur 4.13: Invloed van het aansluitingspunt op de inverse onbalansfactor

Zo kan immers worden opgemerkt dat de onbalansfactor in het pcc identiek is voor de gevallen poc 1, poc 4, poc 6 en poc 8.

Invloed van de fase van connectie De invloed van de geconnecteerde fase wordt onderzocht met behulp van de gevallen poc 6_a , poc 6_b en poc 6_c . In deze gevallen wordt er telkens een decentrale generator van 3 kW geconnecteerd met knooppunt 6, maar dan achtereenvolgens op fase a, b en c. In Fig. 4.14 worden de inverse onbalansfactoren gegeven in functie van de plaats. Bij wijze van illustratie is in deze figuur ook de onbalansfactor getoond indien geen decentrale generator (DG) is aangesloten op het net (geen DG).

Wegens de eenfasige last geconnecteerd met fase a is er reeds een onbalans aanwezig in het net. De connectie van de decentrale generator op fase a leidt tot een daling van de onbalans in het net. Indien de decentrale generator echter wordt aangesloten op een andere fase wordt de bestaande onbalans nog groter. De stijging is niet identiek voor poc 6_b en poc 6_c wegens de nulpuntsverschuiving veroorzaakt door de eenfasige last.

B. Spanningsonbalans beschreven met behulp van de TPU-indicator

In bovenstaande werd de invloed op de VUF-indicator beschreven van een decentrale generator geconnecteerd met het net via een sinusoïdale convertor van het type C. In wat volgt zal een vergelijking worden gemaakt tussen drie types convertoren, namelijk de dempende convertor en de sinusoïdale convertoren van type A



Figuur 4.14: Invloed van de geconnecteerde fase op de inverse onbalansfactor

en C. De invloed op de onbalans zal echter niet meer worden aangetoond met behulp van de VUF-indicator maar wel met de TPU-indicator. De VUF-indicator geeft namelijk een beschrijving van de onbalans waarbij enkel de fundamentele component van de inverse en directe component wordt gebruikt. De beschouwde convertoren injecteren echter ongeveer dezelfde fundamentele stroom in het net en bijgevolg zou een vergelijking, gebruik makende van de VUF-indicator weinig resultaat opleveren.

De gevallen die in onderstaande worden beschouwd zijn identiek aan die in paragraaf 4.7.3A. en worden daarom in wat volgt niet meer expliciet besproken. Enkel de resultaten zullen worden behandeld.

Invloed van de plaats van connectie De invloed van het aansluitingspunt voor de drie verschillende convertoren kan worden aangetoond met behulp van Fig. 4.15. In deze figuur wordt de relatieve verandering van de TPU-indicator ten opzichte van de TPU in de basissituatie (tabel 4.12) weergegeven.

Het verschil tussen de beschouwde convertoren is zoals te verwachten nogal klein. Enkel het verschil in invloed op de harmonische componenten kan immers leiden tot een onderscheid in de TPU-indicator. Behalve in het geval poc 4 waar de sinusoïdale convertor van type C de beste invloed heeft kan besloten worden dat de dempende convertor de meest positieve invloed heeft ten opzichte van de onbalans. De verschillen zijn echter klein behalve in poc 6 waar de convertor van type C een merkbaar slechtere invloed heeft op de onbalansreductie zoals kan gezien

 \oplus



Ð

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

Figuur 4.15: Invloed van het aansluitingspunt op de ΔTPU_V voor verschillende types convertoren

worden in Fig. 4.15(c). De reden hiervoor kan verklaard worden met behulp van Fig. 4.12(c). Daar is immers duidelijk een toename merkbaar van de harmonische inhoud van de spanning wat leidt tot de bekomen TPU.

Tot slot kan ook hier worden opgemerkt dat het connecteren van meerdere decentrale generatoren op dezelfde fase een negatieve invloed heeft op de bekomen onbalans.

Invloed van de fase van connectie De invloed van de fase waarmee de decentrale generator is geconnecteerd wordt weergegeven in Fig. 4.16. Voor de drie
Œ

 \oplus

 \oplus



Figuur 4.16: Invloed van de geconnecteerde fase op de ΔTPU_V voor verschillende types convertoren

beschouwde convertoren is de relatieve invloed op de TPU-indicator gegeven ten opzichte van de onbalans in de basissituatie.

Dezelfde conclusies als voorheen kunnen hier worden getrokken. De onbalans verbetert indien de decentrale generator wordt geconnecteerd met de meest belaste fase en de dempende convertor toont de beste resultaten wegens het dempen van de harmonische componenten in het net.

163

Æ

 \oplus

 \oplus

	BAXB	EAXVB
doorsnede [mm ²]	$3 \times 95 + 54.6$	4×150
$R_{\rm f} \; [\Omega/{\rm km}]$	0.410	0.265
$R_{\rm n} \left[\Omega / {\rm km} \right]$	0.713	0.265
L [mH/km]	0.243	0.248
Lengte [m]	800	400

Tabel 4.13: Eigenschappen van landelijke en stedelijke kabels

C. Onderscheid tussen landelijke en stedelijke netten

Het onderscheid tussen landelijke en stedelijke netten wordt gemaakt door enerzijds het verschil in eigenschappen van de geplaatste kabels en anderzijds door de afnemers die geconnecteerd zijn met dit net. De twee types kabel die worden beschouwd zijn de BAXB-kabel voor landelijke netten en de EAXVB-kabel voor stedelijke netten. De eigenschappen voor beide kabels zijn weergegeven in tabel 4.13. Op het landelijke net worden vijf identieke klanten geplaatst die equidistant verdeeld zijn langs de feeder. Deze driefasige klanten nemen elk een lineair vermogen af van 2 kVA met een dPF van 0.9 en een niet-linair vermogen van 1 kW van het type 2. Met het stedelijk net daarentegen worden 33 eenfasige klanten, equidistant verdeeld, geconnecteerd. Ze nemen een lineair vermogen af van 1 kVA met een dPF van 0.9 en daarenboven nog 100 W niet-lineair vermogen van type 2. De eenfasige klanten aangesloten op het stedelijk net worden cyclisch verdeeld over de fasen a, b en c.

Op de voorgestelde netten zullen telkens vier simulaties worden uitgevoerd. In eerste instantie wordt er terug een basissituatie gecreëerd waarbij geen decentrale generator op het net is geplaatst (geen DG). Vervolgens wordt een eenfasige decentrale generator geplaatst op het begin van de lijn (poc b), op het midden van de lijn (poc m, waarbij m gelijk is aan 3 in het landelijk net en aan 16 in het stedelijk net) en op het einde van de lijn (poc e, waarbij e gelijk is aan 5 in het landelijk net en aan 31 in het stedelijke). De decentrale generator wordt via een sinusoïdale convertor van het type C aangesloten op fase a en injecteert een vermogen van 4 kW.

In Fig. 4.17 wordt de vergelijking gemaakt tussen landelijke (zwart) en stedelijke (grijs) netten voor de bovenvermelde gevallen. Indien er geen decentrale generatoren zijn aangesloten op het net, valt op te merken dat er in het stedelijk net reeds een onbalans aanwezig is. Dit wordt veroorzaakt door de eenfasige lasten, hoewel die in de simulaties identiek werden verondersteld. Vervolgens komt de invloed van de plaatsing terug tot uiting. Hoe meer een decentrale generator stroomafwaarts wordt geplaatst, hoe groter zijn invloed is op de onbalans in het net. De onbalans in een punt meer stroomafwaarts gelegen van het aansluitingspunt, ondervindt ongeveer Ĥ

 \oplus

Æ



Figuur 4.17: Invloed van decentrale generatoren in landelijke (zwart) en stedelijke (grijs) netten

dezelfde onbalans als in het knooppunt waarop de onbalans wordt gecreëerd. Voor beide netten valt op te merken dat één enkele decentrale generator de limieten voor de inverse onbalans niet zal overschrijden. Voor de nulpuntsverschuiving daarentegen valt op te merken dat die vooral in landelijke netten hogere waarden kan aannemen, wegens de grotere weerstandswaarde (R_n) van de neutrale geleider. Het gevaar bestaat dat de fasespanning van de geconnecteerde fase te veel zou stijgen of de spanning in de andere fasen teveel zou afnemen zoals reeds verklaard in paragraaf 4.7.1.

4.7.4 Spanningsdips

De invloed van de controlestrategie op de spanning tijdens dips zal worden onderzocht op het netwerk uit Fig. 4.2. De aandacht zal hier worden gevestigd op de fundamentele component van de spanning en bijgevolg wordt het basisgeval aangepast door de niet-lineaire lasten uit tabel 4.6 te verwijderen en de magnetiseringsstroom van de transformatoren te verwaarlozen. Bijgevolg kan worden opgemerkt dat het net in deze nieuwe basissituatie zich in een gebalanceerde onvervormde toestand bevindt. Bovendien wordt de impedantie van de lasten tijdens de dip identiek gekozen als juist voor de dip. Er wordt immers verondersteld dat de reactie van de constant-vermogenlasten traag is t.o.v. de dipduur.

Om de invloed van de controlestrategie te onderzoeken zal een quasi-steady state simulatie worden uitgevoerd. Hiermee wordt bedoeld dat er een simulatie zal worden uitgevoerd juist voor de dip, en een simulatie tijdens de dip, waarbij de groot-

165

Æ

 \oplus

166 Invloed van decentrale productie op de netkwaliteit van het distributienet



Figuur 4.18: De drie meest voorkomende types spanningsdips

heden bekomen tijdens de eerste simulatie in rekening zullen worden gebracht. In de simulaties worden geen transiënten beschouwd en worden de stroomregelaars als ideaal verondersteld. De huidige simulaties kunnen aanzien worden als een uitbreiding van [40] waar de invloed van eenfasige decentrale productie-eenheden op spanningsdips in eenfasige netten werd onderzocht.

Zoals getoond in Fig. 4.18 kunnen spanningsdips worden opgedeeld in drie categorieën [41, 42]. Er wordt een onderscheid gemaakt in functie van het aantal betrokken fasen:

Type I: Daling van voornamelijk één van de fasespanningen

Type II: Daling van voornamelijk één van de gekoppelde spanningen

Type III: De drie fasespanningen worden op dezelfde wijze getroffen

De types I en II worden typisch veroorzaakt door een- of tweefasige kortsluitingen. Dips van het type III worden veroorzaakt door driefasige kortsluitingen. Het onderzoek in [42] presenteert verschillende metingen in netten van 6 kV tot 15 kV omtrent spanningsdips. Het grootste aantal dips blijkt van type I te zijn, terwijl de dips van type III het zwaarst zijn.

Een spanningsdip is zelden een lokaal fenomeen. Een spanningsdip plant zich immers voort in het elektrisch net volgens de volgende basisregels: weinig of geen verzwakking in stroomafwaartse richting, wel verzwakking stroomopwaarts (naar hogere spanningsniveaus). Bij de overgang naar een ander spanningsniveau kan de spanningsdip ook van type wijzigen (met uitzondering van type III).

De invloed van de convertoren gebruikt voor de decentrale generatoren op spanningsdips zal worden aangetoond via een dip van het type I. De rms-waarde van de spanning in fase a valt hier terug op 50 % van zijn nominale waarde en ondergaat geen faseverdraaiing. De spanning in fase b en c vallen terug op 90 % van hun nominale waarde. De spanning in fase b ondergaat een faseverdraaiing



Figuur 4.19: Evolutie van de fasehoek bij dempende convertoren voor een dip met fasesprong. Zwart: voor de dip, grijs: tijdens de dip. Volle lijn: spanning, streeplijn: stroom

van 13.9° terwijl die bij fase c gelijk is aan -13.9° . Bovenstaande beschrijving van de dip kan worden herschreven in symmetrische componenten. Hierbij is $V_0 = 0$ pu, $V_1 = 0.75$ pu en $V_2 = -0.25$ pu. Dit type dip wordt in de simulaties geïnitieerd in het begin van het netwerk. Deze plaats kan immers aanzien worden als een Thévenin-equivalent van het net, waarbij het aangelegde stel spanningen is beïnvloed door een fout op dit spanningsniveau. Verder kan gesteld worden dat de voortplanting van de dip naar een lager spanningniveau het type dip niet beïnvloedt. De schakeling van de beschouwde transformatoren houdt immers enkel de homopolaire component van de spanning tegen en deze is niet aanwezig in de initiële dip. De dipduur wordt in de simulaties gelijk gekozen aan een halve periode.

De convertoren die worden gebruikt in de simulaties zijn de sinusoïdale convertor van het type A en de dempende convertor. De stromen die in het net worden geïnjecteerd worden voor deze convertoren respectievelijk bepaald door (4.14) en (4.18). In beide vergelijkingen wordt de term g_1 bepaald door de busspanningsregelaar. Aangezien spanningsdips snelle fenomenen zijn, zal worden verondersteld dat de busspanningsregelaar geen invloed heeft op de waarde van g_1 tijdens de dip en bijgevolg zal deze gelijk blijven aan de waarde voor de dip. Verder kan verondersteld worden dat het signaal, $\sin(\theta_{PLL})$, geleverd door de fasevolger traag reageert en bijgevolg blijft doorlopen gedurende de spanningsdip.

In regime zijn de netspanning en de ingangsstroom van de convertor in fase. Tijdens een spanningsdip met fasesprong, zoals hier zal worden beschouwd, zal het sinusoïdaal referentiesignaal voor- of naijlen ten opzichte van de netspanning. Dit leidt tot een arbeidsfactor verschillend van één, maar deze zou worden weggeregeld indien de dip langer zou duren. Voor de dempende convertor kan nog worden opgemerkt dat de arbeidsfactor verder wordt gewijzigd door de reactie van de

 \oplus

⊕

168 Invloed van decentrale productie op de netkwaliteit van het distributienet

tweede term in vergelijking (4.18) zoals aangetoond in Fig. 4.19 waar het generatorreferentiestelsel wordt gebruikt. In deze figuur wordt de spanningsvector voor de dip (V) voorgesteld door de vector in volle zwarte lijn, waarbij wordt verondersteld dat deze gelijk is aan de de nominale spanning. De geïnjecteerde stroom, bepaald door g_1 , is voor beide types convertoren gelijk aan de vector weergegeven in zwarte streeplijn (I). Indien er nu een dip optreedt en de spanning wordt gegeven via de vector in grijze volle lijn (V_D), dan blijft de stroom in het geval van de sinusoïdale convertor identiek. In het geval van de dempende convertor wordt er bij deze stroom nog een stroom opgeteld bepaald door het verschil in de huidige spanning en de nominale spanning (vector in grijze punt-streeplijn). Deze spanning wordt vermenigvuldigd met $g_{\rm h}$ en de bekomen stroom wordt in de figuur weergegeven via de vector in grijze puntlijn. Het is duidelijk dat de uiteindelijke stroom voor de dempende convertor (vector in grijze streeplijn, $I_{\rm D}$) verdraaid is de tegengestelde richting, wat leidt tot een verminderde arbeidsfactor. Desalniettemin zal voor bijna elk praktisch geval kunnen besloten worden dat het actief vermogen dat in het net wordt geïnjecteerd voor de dempende convertor groter zal zijn dan voor de sinusoïdale convertor en dit door de toename van de amplitude van de ingangsstroom ($|\underline{I}_{D}| > |\underline{I}|$).

De invloed van de convertoren wordt beschreven door de volgende gevallen te vergelijken met de hierboven gedefinieerde basissituatie (geen DG):

- Een driefasige decentrale productie-eenheid met een geïnjecteerd vermogen van 75 kW wordt aangesloten in knooppunt 1 (poc 1)
- Een driefasige decentrale productie-eenheid met een geïnjecteerd vermogen van 75 kW wordt aangesloten in knooppunt 5 (poc 5)

Verder wordt er gebruik gemaakt van de verhouding van de spanning tijdens de dip (V_D) en de spanning juist voor de dip (V) [43]:

$$V_{\rm r} = \frac{V_{\rm D}}{V} \tag{4.26}$$

In Fig. 4.20 worden de spanningsverhoudingen gegeven voor de drie fasen in de verschillende gevallen. Bovendien wordt een gemiddelde genomen van de resultaten voor de drie fasen ($V_{r,t}$). Hierbij wordt de plaats overlopen vanaf de secundaire van de distributietransformator tot op het eind van feeder III. De volle lijn stelt het geval voor zonder decentrale generator, de punt-streeplijn voor het geval poc 1 en de streeplijn voor het geval poc 5. De grijze lijnen worden bekomen indien de decentrale generator met het net is geconnecteerd m.b.v. een sinusoïdale convertor, analoog worden de zwarte lijnen bekomen voor de dempende convertor. Bij deze figuren dient nog opgemerkt te worden dat de schalen op de verticale as niet gelijk zijn.

Æ

 \oplus

 \oplus



Figuur 4.20: De spanningsverhouding (V_r) bij geen DG (volle lijn), bij poc 1 (puntstreeplijn) met een dempende (zwart) en een sinusoïdale (grijs) convertor en bij poc 5 (streeplijn) met een dempende (zwart) en een sinusoïdale (grijs) convertor

In eerste instantie wordt het resultaat van Fig. 4.20(a) bestudeerd. Het minst ondersteuning wordt geleverd indien er geen decentrale generator met het net is geconnecteerd. Verder valt er op te merken dat de spanningsverhouding in het pcc niet wordt beïnvloed door de plaats van aansluiting, maar wel door de controlestrategie van de convertor. De convertor met een dempende controlestrategie blijkt de beste ondersteuning te geven voor het spanningsprofiel in het pcc. Vervolgens kan worden geconcludeerd dat de spanning langs feeder III het meest wordt ondersteund indien de decentrale generator ergens langs deze feeder wordt geconnecteerd. Indien het resultaat voor de fasen b en c wordt beschouwd, dan valt op te merken dat de spanningsverhoudingen voor deze fasen niet identiek zijn. Dit kan op het

169

 \oplus

 \oplus

170 Invloed van decentrale productie op de netkwaliteit van het distributienet

eerste zicht verrassend lijken want deze fasen ondervinden ongeveer dezelfde dip. Enkel de faseverdraaiing is tegengesteld. Het is duidelijk dat het verschil in interactie voor deze fasen te wijten is aan de zin van deze faseverdraaiing. In wat volgt zal de redenering worden uitgevoerd met behulp van het geval poc 5. Uit de simulaties blijkt dat indien in dit knooppunt een decentrale generator is geconnecteerd, het stel spanningen in dit knooppunt verdraaid is in tegenwijzerzin t.o.v. de spanning in de knooppunten stroomopwaarts. Dit wordt veroorzaakt door de combinatie van het resistief/inductief distributienet en de injectie van vermogen in knooppunt 5. Het is immers algemeen gekend dat in zuiver inductieve netten de spanning in een knooppunt voorijlt t.o.v. een ander knooppunt indien er vermogen van dit knooppunt naar het andere vloeit. De stromen die (in GRS) in fase zijn met de spanningen zijn bijgevolg verdraaid in tegenwijzerzin. Indien nu echter een dip optreedt van type I, zoals hierboven beschreven, valt op te merken dat de spanning in fase b in tegenwijzerzin verdraait en in fase c in wijzerzin. Wegens de gemaakte veronderstelling dat de fasehoek bij de convertoren met sinusoïdale controlestrategie niet wordt aangepast door de dip, en bij de convertoren met dempende controlestrategie een faseverdraaiing wordt geïnitieerd in de tegenovergestelde richting van de verdraaiing voor de spanning volgt, dat de spanning in fase b meer wordt ondersteund dan in fase c. Het faseverschil tussen de geïnjecteerde stroom en de spanning in het beschouwde knooppunt is immers kleiner voor fase b dan voor fase c.

Uit een vergelijking van Fig. 4.20(a) en 4.20(b) blijkt dat dezelfde conclusies als voorheen kunnen worden getrokken. De spanningsverhouding in fase c, zoals weergegeven in Fig. 4.20(c) toont aan dat de omgekeerde conclusies kunnen worden genomen. Indien echter de rms-waarde van de spanning wordt beschouwd in het geval zonder decentrale generator dan valt op te merken dat de spanning daar toch nog lager is dan in de gevallen met een dempende convertor. Een lagere V_r betekent immers niet dat de rms-spanning tijdens de dip lager is. Een vergelijking met de convertor met sinusoïdale controlestrategie toont echter wel aan dat de rms-waarde in fase c licht hoger is dan bij een convertor met dempende controlestrategie. Dit is te wijten aan het verschillende faseverschil tussen de spanning en de stroom bij beide strategieën.

Tot slot wordt in Fig. 4.20(d) de gemiddelde waarde opgegeven van de spanningsverhouding voor de drie fasen. Hier kan besloten worden dat het positief effect in fase a en fase b de doorslag geeft.

In Fig. 4.21(a) en 4.21(b) worden de stromen geïnjecteerd door de driefasige convertor getoond voor het geval poc 5 en dit respectievelijk voor de sinusoïdale en de dempende convertor. De golfvorm in fase a wordt aangeduid via de curve in zwarte volle lijn, in fase b door de zwarte streeplijn en in fase c door de curve in grijze volle lijn. In het geval van de sinusoïdale convertor valt geen perturbatie op te merken op het moment van de spanningsdip op t = 0.02 ms. In het geval van

Æ

 \oplus

 \oplus

 \oplus



Figuur 4.21: De stroom en de spanning indien een decentrale generator in het knooppunt 5 is aangesloten. Fase a: zwarte volle lijn; Fase b: zwarte streeplijn; Fase c: grijze volle lijn

de dempende convertor valt een duidelijke toename van de stroom in de drie fasen, met een grootste toename voor fase a.

In Fig. 4.21(c) en 4.21(d) wordt de spanning in knooppunt 5 getoond voor het geval poc 5 en dit voor de sinusoïdale en de dempende convertor. De reeds besproken spanningsondersteuning valt af te leiden uit een vergelijking van deze figuren. In Fig. 4.21(b) en 4.21(d) kan bovendien het reeds besproken faseverschil, bij de dempende convertor, tussen de spanning en de stroom worden waargenomen. Er valt immers op te merken dat gedurende de dip de spanning in fase b eerder door zijn extremum gaat dan de stroom en het omgekeerde kan worden gezien bij fase c.

171

Æ

Æ

 \oplus

4.8 Besluit

In dit hoofdstuk werd de interactie tussen convertor-gekoppelde decentrale generatoren en de netkwaliteit bestudeerd. Hiervoor werd de oplossingsmethode zoals voorgesteld in Hoofdstuk 2 aangewend om een typisch radiaal distributienet te simuleren. Een basissituatie werd gecreëerd door middel van in de literatuur gepresenteerde niet-lineaire lasten aangevuld met constant-vermogenlasten. De convertoren die werden gebruikt zijn ofwel uitgerust met de sinusoïdale of de dempende controlestrategie. De modellering van de convertoren met de sinusoïdale controlestrategie werd vervolgens nog opgesplitst in drie types.

De aspecten van de netkwaliteit die onderzocht werden in dit hoofdstuk omvatten de verliezen in het net en de spanningskwaliteit. Hiervoor werden diverse indicatoren uit de literatuur gebruikt, om zo in de verschillende situaties alsnog een onderscheid te kunnen maken tussen de types controlestrategieën.

De verliezen werden opgesplitst in de fundamentele en de harmonische verliezen. De fundamentele verliezen zijn afhankelijk van het geïnjecteerd vermogen en de belasting, maar in het algemeen kan worden opgemerkt dat de verliezen in eerste instantie dalen, om daarna, bij grotere geïnjecteerde vermogens, terug te stijgen. Daarnaast kan worden vastgesteld dat de harmonische verliezen een belangrijk aandeel kunnen krijgen ten opzichte van de totale verliezen. Een vergelijking tussen de dempende en de sinusoïdale controlestrategie toont een belangrijke reductie aan van de harmonische verliezen indien de dempende controlestrategie wordt aangewend. Naast de invloed van een stijgend geïnjecteerd vermogen van de decentrale generatoren werd verder nog de invloed van de plaatsing, de fase van connectie en het nominaal versus werkelijk geïnjecteerd vermogen besproken.

De invloed op de spanningskwaliteit werd opgesplitst in invloed op de rms-spanning, harmonische vervorming van de spanning, spanningsonbalans en de reactie op spanningsdips. Algemeen kan worden opgemerkt dat de invloed van de stroom in de neutrale geleider en bijhorende nulpuntsverschuiving een belangrijke invloed heeft op de spanningskwaliteit. Bijgevolg is het vooral belangrijk in landelijke netten om de spanning in de drie fasen te controleren, zelfs al worden de decentrale generatoren maar op één bepaalde fase aangesloten. Daarnaast kan de positieve invloed van de dempende controlestrategie worden benadrukt en de soms onvoorspelbare reactie van de sinusoïdale convertor die werd gesimuleerd aan de hand van een harmonische afdruk.

Bibliografie

[1] B. Renders, K. De Gussemé, W. R. Ryckaert, K. Stockman, L. Vandevelde, and M. H. J. Bollen, "Distributed generation for mitigating voltage dips in

⊕

low-voltage distribution grids," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 23, no. 3, pp. 1581–1588, Jul. 2008.

- [2] P. Dondi, D. Bayoumi, C. Haederli, D. Julian, and M. Suter, "Network integration of distributed power generation," *Journal of Power Sources*, vol. 106, pp. 1–9, 2002.
- [3] P. Barker and R. de Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems. i. radial distribution systems," in *IEEE PES Summer Meeting*, vol. 3, Seattle, Washington, USA, Jul. 16-20, 2000, pp. 1645–1656.
- [4] T. Thiringer, "Power quality measurements performed on a low-voltage grid equipped with two wind turbines," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 11, no. 3, pp. 601–606, Sep. 1996.
- [5] Z. Chen and E. Spooner, "Grid power quality with variable speed wind turbines," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 16, no. 2, pp. 148–154, Jun. 2001.
- [6] T. Tran-Quoc, C. Andrieu, and N. Hadjsaid, "Technical impacts of small distributed generation units on LV networks," in *IEEE PES General Meeting*, vol. 4, Toronto, Canada, Jul. 13-17, 2003, pp. 2459–2464.
- [7] A. Bhowmik, A. Maitra, S. Halpin, and J. Schatz, "Determination of allowable penetration levels of distributed generation resources based on harmonic limit considerations," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 18, no. 2, pp. 619–624, Apr. 2003.
- [8] J. H. R. Enslin and P. J. M. Heskes, "Harmonic interaction between a large number of distributed power inverters and the distribution network," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 19, no. 6, pp. 1586–1593, Nov. 2004.
- [9] W. R. Ryckaert, K. De Gussemé, D. M. Van de Sype, L. Vandevelde, and J. A. Melkebeek, "Damping potential of single-phase bidirectional rectifiers with resistive harmonic behaviour," *IEE Proc. Electr. Power Appl.*, vol. 153, no. 1, pp. 68–74, Jan. 2006.
- [10] B. Renders, K. De Gussemé, W. R. Ryckaert, and L. Vandevelde, "Input impedance of grid-connected converters with programmable harmonic resistance," *IET Electr. Power Appl.*, vol. 1, no. 3, pp. 355–361, May 2007.
- [11] S. Papathanassiou, "A technical evaluation framework for the connection of DG to the distribution network," *Electric Power Systems Research*, vol. 77, pp. 24–34, 2007.

174 Invloed van decentrale productie op de netkwaliteit van het distributienet

- [12] M. Cirrincioni, M. Pucci, and G. Vitale, "A single-phase DG generation unit with shunt active power filter capability by adaptive neural filtering," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 55, no. 5, pp. 2093–2110, May 2008.
- [13] B. Renders, K. De Gussemé, W. R. Ryckaert, and L. Vandevelde, "Converterconnected distributed generation units with integrated harmonic voltage damping and harmonic current compensation function," *Electric Power Systems Research*, vol. 79, pp. 65–70, 2009.
- [14] V. Van Thong, J. Driesen, and R. Belmans, "Dispersed generation interconnection and its impact on power loss and protection," in *IEEE Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering*, Delft, The Netherlands, Mar. 18-19, 2004.
- [15] V. H. Méndez Quezada, J. Abbad, and T. S. Román, "Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 533–540, May 2006.
- [16] A. Beddoes, C. Lynch, M. Attree, and M. Marshall, "The impact of distributed generation upon network losses," in 19th Int. Conf. on Electricity Distribution (CIRED 2007), Vienna, Austria, May 21-24, 2007.
- [17] J. G. Slootweg and W. L. Kling, "Impacts of distributed generation on power system transient stability," in *IEEE PES Summer Meeting*, vol. 2, Chicago, Illinois, USA, Jul. 25, 2002, pp. 862–867.
- [18] D. S. Forrest and A. R. Wallace, "Accommodating high levels of domestic generation in the distribution network," in *17th Int. Conf. on Electricity Distribution (CIRED 2003)*, Barcelona, Spain, May 12-15, 2003.
- [19] P. Salmerón, R. Herrera, A. Vallés, and J. Prieto, "New distortion and unbalance indices based on power quality analyzer measurements," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 24, no. 2, pp. 501–507, Apr. 2009.
- [20] A. von Jouanne and B. Banerjee, "Assessment of voltage unbalance," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 16, no. 4, pp. 782–790, Oct. 2001.
- [21] P. Giridhar Kini, R. Bansal, and R. Aithal, "A novel approach toward interpretation and application of voltage unbalance factor," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 54, no. 4, pp. 2315–2322, Aug. 2007.
- [22] Y.-J. Wang, "Analysis of effects of three-phase voltage unbalance on induction motors with emphasis on the angle of the complex voltage unbalance factor," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 16, no. 3, pp. 270–275, Sep. 2001.

- [23] T. Zheng, E. Makram, and A. Girgis, "Evaluating power system unbalance in the presence of harmonic distortion," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 18, no. 2, pp. 393–397, Apr. 2003.
- [24] G. Chicco, P. Postolache, and C. Toader, "Analysis of three-phase systems with neutral under distorted and unbalanced conditions in the symmetrical component-based framework," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 22, no. 1, pp. 674–683, Jan. 2007.
- [25] G. Chicco, M. Chindris, P. Postolache, and C. Toader, "Analysis of the Steinmetz compensation circuit with distorted waveforms through symmetrical component-based indicators," in 2009 IEEE Bucharest PowerTech Conference, Bucharest, Romania, Jun. 28 -Jul. 3, 2009.
- [26] A. Mansoor, W. Grady, P. Staats, R. Thallam, M. Doyle, and M. Samotyj, "Predicting the net harmonic current produced by large numbers of distributed single-phase computer loads," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 10, no. 4, pp. 2001–2006, Oct. 1995.
- [27] F. Gorgette, J. Lachaume, and W. Grady, "Statistical summation of the harmonic currents produced by a large number of single phase variable speed air conditioners: A study of three specific designs," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 19, no. 4, pp. 953–959, Oct. 2000.
- [28] P. Mattavelli, W. Stefanutti, G. Spiazzi, and P. Tenti, "Digital control of single-phase power factor preregulators suitable for smart-power integration," in *Proc. IEEE Power Electr. Spec. Conf. (PESC'04)*, Aachen, Germany, Jun. 20-25, 2004.
- [29] J. Schlabbach and A. Gross, "Harmonic current emission of photovoltaic inverters," in 19th Int. Conf. on Electricity Distribution (CIRED 2007), Vienna, Austria, May 21-24, 2007.
- [30] S. Cobben, "Power quality, implications at the point of connection," Ph.D. dissertation, Technische Universiteit Eindhoven, 2007.
- [31] S.-J. Jeon, "Non-sinusoidal power theory in a power system having transmission lines with frequency-dependent resistances," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 1, no. 2, pp. 331–339, Mar. 2007.
- [32] A. Zobaa, "The optimal passive filters to minimize voltage harmonic distortion at a load bus," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 20, no. 2, pp. 1592–1597, Apr. 2005.

176 Invloed van decentrale productie op de netkwaliteit van het distributienet

- [33] L. Degroote, B. Renders, B. Meersman, and L. Vandevelde, "Influence of converter-connected distributed generation on distribution network losses," in *Proceedings of the International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'08)*, Santander, Spain, Mar. 12-14, 2008.
- [34] —, "Influence of converter-based distributed generators on the harmonic line losses," in *International Conference on Harmonics & Quality of Power* (*ICHQP'08*), Wollongong, Australia, Sep. 29 -Oct. 1, 2008.
- [35] L. Degroote, L. Vandevelde, and B. Renders, "Fast harmonic simulation model for the analysis of network losses with converter-connected distributed generation," *Electric Power Systems Research*, accepted for publication.
- [36] J. Desmet, "Studie en analyse van de verliezen in laagspanningskabels onder harmonische belasting," Ph.D. dissertation, 2008.
- [37] L. Degroote, B. Renders, B. Meersman, and L. Vandevelde, "Neutral-point shifting and voltage unbalance due to single-phase DG units in low voltage distribution networks," in 2009 IEEE Bucharest PowerTech Conference, Bucharest, Romania, Jun. 28 -Jul. 3, 2009.
- [38] L. Degroote, B. Renders, K. Stockman, B. Meersman, T. Vandoorn, and L. Vandevelde, "Impact of distributed generation on three-phase voltage dips," in *Proceedings of the Innovation for Sustainable Production (i-SUP'10)*, Bruges, Belgium, Apr. 18-21, 2010.
- [39] L. Degroote, B. Renders, B. Meersman, T. Vandoorn, and L. Vandevelde, "Power quality improvements through power electronic interfaced distributed generation," in *International symposium on power electronics, electrical drives, automation and motion (SPEEDAM)*, Pisa, Italy, Jun. 14-16, 2010.
- [40] B. Renders, L. Degroote, K. Stockman, and L. Vandevelde, "Voltage dips and converter-connected distributed generation units," *International Journal* of Distributed Energy Resources, vol. 5, no. 4, pp. 269–278, 2009.
- [41] F. Zavoda, M. Bollen, and M. Tremblay, "The behaviour of power distribution feeder dips," in 20th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2009), Prague, Czech Republic, Jun. 8-11, 2009.
- [42] "Spanningsdips: hoe zich beschermen tegen het onvermijdelijke ?" [Online]. Available: www.synergrid.be
- [43] B. Renders, "Convertor-gekoppelde decentrale generatoren en netkwaliteit in laagspanningsnetten," Ph.D. dissertation, 2009.

Hoofdstuk 5

Verliezen in transformatoren

5.1 Inleiding

Zoals reeds besproken in Hoofdstuk 3 maakt het elektrisch net gebruik van transformatoren om de elektrische energie in een klassiek net op een zo efficiënt mogelijke manier te transporteren en te verdelen. Afhankelijk van de lay-out van de netten kan men stellen dat er in het Europees netwerk per 80 burgers één transformator aanwezig is, terwijl dit in de VS en Japan één transformator per vijf inwoners is. Het is duidelijk dat de verliezen in transformatoren, door hun grote penetratie in het elektrisch net, niet verwaarloosbaar zullen zijn.

In tabel 5.1 wordt een regiogebonden overzicht gegeven van de verliezen in het elektrisch netwerk $[1]^1$. Er valt op te merken dat de totale verliezen² wereldwijd kunnen worden geschat op 1279 TWh, wat overeenkomt met 9, 2 % van het totale elektriciteitsgebruik³.

De verliezen zoals weergegeven in tabel 5.1 kunnen worden opgedeeld in transmissie- en distributieverliezen. Vervolgens kunnen deze dan verder worden opgedeeld in lijn- en transformatorverliezen zoals getoond in tabel 5.2. De waarden opgeven in deze tabel zijn afkomstig van een beperkt aantal studies, die voornamelijk gebaseerd zijn op schattingen. Zo is er bij de opsplitsing van de verliezen in het Verenigd Koninkrijk rekening gehouden met de schatting gemaakt door twee verschillende distributienetbeheerders. In het geval van de VS, wordt een onderscheid gemaakt tussen private netten (voorbeeld 1) en publieke netten (voorbeeld 2) [2].

¹De cijfergegevens uit deze paragraaf zijn gebaseerd op [1].

²Deze verliezen zijn de technische verliezen, hetgeen de verliezen in de lijnen en kabels omvat alsook de verliezen in vermogens- en distributietransformatoren en de verliezen in de meters. De niet-technische verliezen, zoals diefstal van energie of inkomstenverlies door een slechte ophaling van de facturen, worden hier niet in rekening gebracht.

 $^{^3}$ of het verbruik van ruim 365 miljoen Belgische huishoudens. Volgens de VREG is het gemiddeld verbruik van een Belgisch huisgezin immers 3500 kWh

Regio	Elektriciteitsverbruik [TWh]	Verliezen [TWh]	Verliezen [%]
Europa	3046	222	
West-Europa	2540	185	7.3
Voormalige Sovjet Unie	1135	133	11.7
Noord-Amerika	4293	305	7.1
Latijns-Amerika	721		
Brazilië	336	61	18.3
Azië	3694	360	
Japan	964	98	9.1
China	1312	94	7.2
India	497	133	26.7
Oceanië	219	21	9.5
Afrika/Midden-Oosten	826	83	10.0
Totaal	13934	1279	9.2

Tabel 5.1: Geschatte netwerkverliezen in de wereld

Uit tabel 5.2 kunnen de volgende conclusies worden getrokken:

- Eén derde van de verliezen vindt plaats in de transformatoren.
- Ongeveer 70 % van de verliezen bevinden zich in het distributienetwerk.

Hieruit blijkt duidelijk dat in studies over de verliezen in het elektriciteitsnetwerk, de verliezen in de transformatoren zeker niet verwaarloosd mogen worden. Daarenboven kan nog vermeld worden dat de cijfers opgenomen in tabel 5.2 minimale waarden zijn om de volgende redenen:

- De hoge aankoopprijs voor transformatoren leidt tot de aankoop van minder efficiënte transformatoren. Hierdoor verhoogt het percentage van de verliezen in transformatoren ten opzichte van de totale verliezen nog steeds.
- De invloed van harmonische vervorming is niet in rekening gebracht, hoewel het geweten is dat een vervormde spanningsgolfvorm leidt tot hogere verliezen [3].
- Bijkomende verliezen in de lijnen afkomstig van de reactieve component van de magnetiseringsstroom zijn niet in rekening gebracht.

De verliezen in transformatoren kunnen worden opgedeeld in drie verschillende groepen. Ten eerste zijn er de ijzerverliezen in het kernmateriaal van de transformator. Vervolgens zijn er de jouleverliezen veroorzaakt door de stromen in Ĥ

 \oplus

% van het totaal	Trans	formatoren	Lij	Andere	
Geval	Т	D	Т	D	
VS - Voorbeeld 1	4.0	16.2	32.3	45.5	2.0
VS - Voorbeeld 2	2.2	36.5	10.5	38.0	7.8
Australië	2.0	40.0	20.0	38.0	
Verenigd Koninkrijk - Voorbeeld 1	8.0	24.0	21.0	45.0	2.0
Verenigd Koninkrijk - Voorbeeld 2	10.0	32.0	15.0	43.0	
Marktonderzoek	10.0	35.0	15.0	35.0	5
Gemiddelde	6.0	30.6	19.0	41.6	2.8

Tabel 5.2: Opdeling van de verliezen in transmissie (T) en distributie (D)



Figuur 5.1: Elektrisch equivalent circuit

de windingen en tot slot zijn er bij transformatoren met luchtkoeling de ventilatorverliezen. In normale werkingstoestand zijn de ijzer- en de jouleverliezen bij distributietransformatoren ongeveer gelijkwaardig [4].

In dit hoofdstuk wordt aandacht besteed aan de ijzerverliezen. In eerste instantie worden de ijzerverliezen in detail besproken. Vervolgens wordt er dieper ingegaan op de berekening van deze verliezen met behulp van het voorgestelde transformatormodel uit Hoofdstuk 3. Via metingen op een transformator in onbelaste toestand zal de voorgestelde berekeningsmethode worden gevalideerd.

5.2 Berekening van de ijzerverliezen

5.2.1 Ijzerverliezen in de literatuuur

Het berekenen van de ijzerverliezen kan op verscheidene manieren gebeuren. In deze paragraaf zal een overzicht worden gegeven van de verschillende mogelijkheden voor de berekening van de ijzerverliezen. Æ

 \oplus

Een eerste mogelijkheid is het plaatsen van een weerstand (R_m) in parallel met de niet-lineaire magnetiseringsinductantie in het elektrisch equivalent circuit [5] zoals weergegeven in Fig. 5.1. De waarde van de weerstand wordt afgeleid uit metingen op de transformator in onbelaste toestand:

$$R_{\rm m} = \frac{V_{\rm p}^2}{P - RI_{\rm p}^2}$$
(5.1)

Hierbij is V_p de nominale spanning, R de ac-weerstand van de windingen en P het opgenomen actief vermogen.

De parallelle weerstand, $R_{\rm m}$, kan bij overexcitatie of saturatie van de kern een veel kleinere waarde aannemen waardoor er een niet-lineaire weerstand moet worden gebruikt voor het bepalen van de verliezen [6]. Het gebruik van een niet-lineaire weerstand brengt echter ook beperkingen met zich mee. De waarde van de parallelle weerstand blijkt in de huidige aanpak (5.1) een functie te zijn van de spanning $V_{\rm p}$. Bij transformatoren zijn de hysteresisverliezen echter een functie van flux in de kern, en dus van de spanning over de magnetiseringstak ($E_{\rm p}$). De verwaarlozing van de spanningsval over de primaire tak leidt bijgevolg tot verkeerde flux-stroom curves [5]. Modellen op basis van een parallelle weerstand/conductantie worden verder besproken in [7].

In het onderzoek gepresenteerd in [7] wordt de lineaire conductantie (afhankelijk van de maximale flux) vervangen door een dynamische conductantie op basis van het concept van de dynamische hysteresis, wat resulteert in een tijdsafhankelijke conductantie.

Indien gewerkt wordt met een magnetisch equivalent circuit kan, analoog aan het plaatsen van een (niet-)lineaire conductantie in parallel met de magnetiseringstak, aan de reluctantie een bepaalde fasehoek worden toegekend [8]. Op deze manier wordt een naijling van het *B*- t.o.v. het *H*-veld bekomen, wat aanleiding geeft tot de energieverliezen. Een methode voor het afleiden van deze complexe permeabiliteit met behulp van een Preisach model wordt gegeven in [9].

In [10] wordt de equivalente niet-lineaire weerstand bepaald via het opsplitsen van de ijzerverliezen in het quasi-statisch hysteresisverlies, het wervelstroomverlies en het excessverlies.

Een tweede mogelijkheid voor het modelleren van de ijzerverliezen is via eindigeelementensimulaties (EE-simulaties) [11]. Op het eerste zicht lijkt het evident om elk detail in rekening te brengen, zeker in het geval wanneer er koppeling is tussen het magnetisch (kern) en het elektrisch (bronnen en windingen) probleem. De lange tijdsduur van de EE-simulaties maakt de implementatie van dit soort modellen in load-flow programma's echter minder aantrekkelijk [7].

5.2.2 Ijzerverliezen via een post-processing methode

In dit werk kadert de berekening van de ijzerverliezen in het geheel van het harmonisch load-flow programma opgesteld in Hoofdstuk 2. De berekening van de ijzerverliezen mag dus geen invloed hebben op de duur en de robuustheid van het simulatiemodel.

Verder werd er in Hoofdstuk 4 aangetoond dat, afhankelijk van de belasting en decentrale productie langsheen het distributienet, de spanningskwaliteit langs de feeder en dus ook aan de klemmen van de (distributie-)transformator wordt beïnvloed. De invloed op de verliezen in het distributienet werden daarbij onderzocht. Rekening houdend met het percentage aan energie dat verloren gaat in de transformatoren ten opzichte van het totale energieverlies (tabel 5.2) is het bijgevolg van belang dat de invloed van de spanningskwaliteit op de transformatorverliezen niet verwaarloosd mag worden. In Hoofdstuk 3 werd reeds aangetoond dat het voorgestelde transformatormodel rekening houdt met de spanningskwaliteit aan de klemmen. Om aan bovenstaande eisen te voldoen werd ervoor gekozen om de verliezen te berekenen op basis van de grootheden bekomen via het transformatormodel. In dit model wordt, op basis van de spanning aan de primaire en secundaire zijde, niet enkel de stroom in de windingen berekend maar ook de flux, en dus de magnetische inductie in de benen en de jukken van de transformator. Via de éénwaardige saturatiecurve kan vervolgens ook het magnetisch veld worden bepaald. Het is duidelijk dat de magnetische inductie en het magnetisch veld afhankelijk zijn van het stel spanningen aan primaire en secundaire zijde, en bijgevolg zijn deze magnetische grootheden afhankelijk van de spanningskwaliteit aan de klemmen van de transformator.

Naast de gestelde eis, dat de verliezen afhankelijk moeten zijn van de spanningskwaliteit, is er de vereiste dat de simulatietijd van het load-flow programma niet beïnvloed mag worden. Een iteratieve bepaling van de verliezen, analoog aan de bepaling van de magnetiseringsstromen, is hier dus niet aan de orde. Bijgevolg is er gekozen om de ijzerverliezen te berekenen via een post-processing methode [12]. De post-processing methode gebruikt in dit werk is gebaseerd op de opsplitsing van de ijzerverliezen in het quasi-statisch hysteresisverlies en het dynamisch verlies. Dit dynamisch verlies kan dan verder worden opgedeeld in het wervelstroomverlies, ook wel het klassieke dynamische verlies genoemd (E: classical loss), en het excessverlies zoals gepostuleerd door Bertotti [13]. Bij een periodieke excitatie kunnen de verliezen per cyclus en per volume-eenheid [J/m³] als volgt worden geschreven [14]:

$$w_{\rm Fe} = w_{\rm hys} + w_{\rm cl} + w_{\rm exc} \tag{5.2}$$

Deze componenten kunnen op verschillende manieren worden berekend. In wat volgt is de manier beschreven die in dit werk wordt gebruikt.

Æ

Quasi-statisch hysteresisverlies: Om het quasi-statisch hysteresisverlies te berekenen wordt er gebruik gemaakt van het quasi-statisch Preisach model. Hierbij worden er verschillende quasi-statische $(f \rightarrow 0) BH$ -lussen opgemeten waarbij de oppervlakte van deze lus het quasi-statische hysteresisverlies voorstelt. Dit verlies wordt vervolgens uitgedrukt in functie van de maximale *H*-waarde en bijgevolg kan via interpolatie het quasi-statische hysteresisverlies worden bepaald bij een gegeven piekwaarde van het magnetisch veld. Het bijhorend verlies in [W/kg] wordt verkregen als volgt:

$$P_{\rm hys} = \frac{1}{\rho} w_{\rm hys} f \tag{5.3}$$

waarbij ρ de massadichtheid van het kernmateriaal voorstelt.

Wervelstroomverlies: Het wervelstroomverlies is het klassieke dynamische verlies, w_{cl} , dat zou optreden in een (ideaal) homogene lamel (d.i. zonder magnetische domeinen) met dikte van het geleidbaar gedeelte d en geleidbaarheid σ . Het verlies in [W/kg] wordt gegeven door:

$$P_{\rm cl}(t) = \frac{1}{\rho} \frac{\sigma d^2}{12} \left(\frac{\mathrm{d}B}{\mathrm{d}t}\right)^2 \tag{5.4}$$

In (5.4) wordt er verondersteld dat de fluxverdringing en de randeffecten in de lamellen verwaarloosd kunnen worden. Indien de magnetische inductie zuiver sinusoïdaal mag verondersteld worden kan het wervelstroomverlies nog herschreven worden als:

$$P_{\rm cl} = \frac{1}{\rho} \frac{1}{6} \sigma \pi^2 d^2 f^2 B_{\rm max}^2$$
(5.5)

Excessverlies: Het extra-dynamisch verlies is geassocieerd met de wervelstromen rond de bewegende domeinmuren. Het verlies in [W/kg] dat hiermee overeenkomt kan geschreven worden als volgt:

$$P_{\rm exc} = \frac{1}{\rho} C_{\rm exc} f^{1.5} B_{\rm max}^{1.5}$$
(5.6)

De parameter, $C_{\rm exc}$, in bovenstaande vergelijking is een materiaalafhankelijke constante.

Een overzicht van de aangewende post-processing methode om de ijzerverliezen te berekenen wordt weergegeven in Fig. 5.2. Hierbij is de oplossingsmethode voor het transformatormodel niet meer expliciet uitgeschreven.

⊕



Figuur 5.2: Schematisch overzicht voor het berekenen van de ijzerverliezen

5.3 Vergelijking van de opgemeten en gemodelleerde verliezen in een transformator

In voorgaande paragraaf werd duidelijk gemaakt hoe de verliezen in een transformator worden berekend via een post-processing methode op de magnetische waarden bekomen uit het transformatormodel. De verliezen zijn materiaalafhankelijk en om deze reden worden in eerste instantie de benodigde parameters berekend met behulp van metingen op een Epstein-frame. Nadien wordt de methode gevalideerd d.m.v metingen op een transformator in een onbelaste toestand. Hierbij worden metingen uitgevoerd bij een symmetrisch stel spanningen en vervolgens wordt een



Æ

 \oplus

 \oplus



Figuur 5.3: Quasi-statische hysteresislus

vergelijking gemaakt bij een asymmetrisch stel spanningen.

5.3.1 Metingen op het kernmateriaal

De metingen die op het kernmateriaal zijn uitgevoerd zullen worden besproken op basis van de opdeling van het ijzerverlies in zijn drie componenten.

A. Bepaling van het quasi-statische hysteresisverlies

Zoals besproken in paragraaf 5.2.2 zal voor het bepalen van het quasi-statisch hysteresisverlies een interpolatiemap worden opgesteld. Hiervoor worden quasistatische hysteresislussen (Fig. 5.3) opgemeten op het Epstein-frame. Via interpolatie van een gesimuleerde H-waarde in de bekomen Everett-map wordt bijgevolg het quasi-statisch hysteresisverlies bepaald [15].

B. Bepaling van het wervelstroomverlies

Het wervelstroomverlies zal worden berekend met behulp van (5.4) of (5.5). Uit deze vergelijkingen blijkt dat zowel de dikte van een lamel als de geleidbaarheid van het kernmateriaal twee belangrijke parameters zijn voor het bepalen van het

184

 \oplus

 \oplus

Æ

Tabel 5.3: Gegevens: vier-klemmen meting

breedte b	28.400	mm	V	22.60	mV
dikte d	0.288	mm	I	3.00	А
lengte l	128.000	mm	R	7.53	$\mathrm{m}\Omega$

exacte wervelstroomverlies. De dikte van het geleidend materiaal (d) wordt berekend met behulp van gewichtsmetingen om zo de dikte van de coating te bepalen. De dikte van één lamel is 0.3 mm en bezit een vulfactor van 1.043.

$$d = \frac{0.3}{1.043} = 0.288 \ 10^{-5} \ \mathrm{m} \tag{5.7}$$

De geleidbaarheid van het kernmateriaal wordt bepaald met behulp van een vierklemmenmeting. Bij een dergelijke meting worden de stroom en de spanning onafhankelijk van elkaar gemeten. Op deze manier wordt de invloed van de contactweerstand op de gemeten totale weerstand beperkt. De afmetingen van de gebruikte lamel en de opgemeten grootheden zijn opgegeven in tabel 5.3. De bijhorende geleidbaarheid is bijgevolg:

$$\sigma = \frac{l}{S} \frac{1}{R} = 2.080 \text{ MS/m}$$
(5.8)

De invloed van de harmonischen op het bekomen wervelstroomverlies kan worden aangetoond met behulp van Fig. 5.4. De wervelstroomverliezen berekend via (5.4) zijn weergegeven in het zwart, de wervelstroomverliezen berekend via (5.5) zijn weergeven in het grijs. Er valt op te merken dat voor lage waarden van de magnetische inductie, beide curven ongeveer gelijk zijn. Bij hogere waarden van de inductie treedt er echter een duidelijk verschil op. Hierbij kan worden opgemerkt dat een sinusoïdaal H-veld wordt opgedrongen en bijgevolg wordt vanwege de niet-lineariteit van de kern een vervormd B-veld bekomen. Indien de invloed van deze harmonischen verwaarloosd wordt, leidt dit tot een onderschatting van ruim 25%. In wat volgt zal dan ook vergelijking (5.4) worden gebruikt om de bijdrage van de wervelstromen te bepalen tot het ijzerverlies.

C. Bepaling van het excessverlies

De bepaling van de parameter, C_{exc} , in vergelijking (5.6) gebeurt via metingen op een Epstein-frame. Waar in paragraaf 5.3.1.A. quasi-statische *BH*-lussen werden opgemeten, worden, voor het bepalen van C_{exc} , analoge *BH*-lussen opgemeten maar dan bij een frequentie van 50 Hz. De bijhorende oppervlakte van deze *BH*lussen bepaalt het ijzerverlies. Indien het ijzerverlies wordt verminderd met het

Æ

 \oplus

 \oplus



Figuur 5.4: Berekening van de wervelstroomverliezen op basis van de dB/dt: zwart, en via de B_{max} : grijs

quasi-statisch hysteresisverlies en het wervelstroomverlies rest er enkel nog het excessverlies. De parameter is een gemiddelde waarde bekomen via de verschillende metingen en (5.6):

$$C_{\rm exc} = 3.5$$
 (5.9)

Hierbij kan worden opgemerkt dat de grootheden in (5.6) in hun gebruikelijke eenheden worden uitgedrukt.

D. Overzicht

 \oplus

Een overzicht van de verschillende metingen op enkele lamellen van het kernmateriaal wordt gegeven in Fig. 5.5. In deze figuur is er een vergelijking gemaakt van de opgemeten ijzerverliezen (grijze volle lijn), met de som (zwarte volle lijn) van de opdeling in hysteresisverliezen (streeplijn), wervelstroomverliezen (puntlijn) en excessverliezen (punt-streeplijn). De invloed van de harmonischen in het *B*-veld komen hier tot uiting in de wervelstroomverliezen, waar deze bij lage inductiewaarden kleiner zijn dan de excessverliezen, worden deze bij hogere inductiewaarden

186

Ĥ

Æ

 \oplus

 \oplus



Figuur 5.5: Opgemeten ijzerverliezen op het Epstein-frame (grijze volle lijn) en de opsplitsing hiervan in quasi-statische hysteresisverliezen (streeplijn), wervelstroomverliezen (puntlijn) en excessverliezen (punt-streeplijn) en de som hiervan (zwarte volle lijn)

ongeveer gelijk. Dit is echter ook een gevolg van de verwaarlozing van de harmonischen bij de berekening van het excessverlies.

In wat volgt zal de methode van post-processing worden toegepast op de grootheden berekend via het transformatormodel om de gesimuleerde waarden van de verliezen te vergelijken met de opgemeten verliezen. Net zoals in Hoofdstuk 3 zullen er twee gevallen worden beschouwd, namelijk indien de onbelaste transformator via voorschakelweerstanden wordt gevoed met een symmetrisch stel spanningen en indien die wordt gevoed met een asymmetrisch stel spanningen. De belangrijkste eigenschappen van de transformator worden weergegeven in tabel 5.4.

5.3.2 Verliezen in symmetrische onbelaste toestand

De post-processing methode om de ijzerverliezen te berekenen via het transformatormodel wordt geverifieerd op dezelfde testopstelling die gebruikt werd in Hoofdstuk 3 om de magnetiseringsstromen te bepalen in onbelaste toestand (Fig. 3.19). De verliezen in de benen worden opgemeten via een H- en een B-spoel die ge-

187

Æ

 \oplus

Æ

# windingen primair	80	-	$L_{\sigma p,a}$	2.9	mH
Oppervlakte	$70.891 \ 10^{-4}$	m^2	$L_{\sigma p,b}$	2.0	mH
Gewicht	124	kg	$L_{\sigma p,c}$	1.7	mH
$l_{\rm been,a/c}$	30	cm	$R_{\rm p,a}$	0.538	Ω
$l_{ m been,b}$	35	cm	$R_{\rm p,b}$	0.638	Ω
$l_{ m juk}$	31	cm	$R_{\rm p,c}$	0.456	Ω

Tabel 5.4: Gegevens transformator

plaatst zijn ter hoogte van het midden van het been. In eerste instantie wordt gewerkt met een symmetrisch stel spanningen waarbij de rms-spanning varieert van 160 tot 230 V in stappen van 5 V. Ter illustratie worden in Fig. 5.6 de opgemeten BH-lussen weergegeven voor de drie benen in het geval de aangelegde spanning 165, 185, 205 en 225 V is. Hoewel het aangelegde stel spanningen symmetrisch is, is het duidelijk merkbaar op deze figuur dat de bekomen BH-lussen niet gelijk zijn (Fig. 5.6(a)). De invloed van de verzadiging komt duidelijk tot uiting indien rekening gehouden wordt met de schaal van de H-waarde bij de verschillende gevallen.

Indien de oppervlaktes van de opgemeten BH-lussen worden uitgezet per been in functie van de bijhorende maximale magnetische inductie dan wordt de grijze volle lijn verkregen in Fig. 5.7. De opgemeten ijzerverliezen zijn vergeleken met de verliezen bekomen via de simulaties. In Fig. 5.7 zijn de totale ijzerverliezen bekomen via de simulaties voorgesteld door een volle zwarte lijn. Deze curve is de som van de berekende quasi-statische hysteresisverliezen (streeplijn), wervelstroomverliezen (puntlijn) en excessverliezen (punt-streeplijn).

Er valt op te merken dat de verliezen bekomen uit de simulaties, bij lage inductiewaarden, licht hoger liggen dan de opgemeten verliezen. Bij hogere inductiewaarden zijn de opgemeten ijzerverliezen dan terug licht hoger dan de gesimuleerde verliezen. Een verklaring voor het hoger zijn van de opgemeten verliezen bij hogere inductiewaarden kan gevonden worden in de beperkte harmonische inhoud van de *B*-velden in de simulaties ten opzichte van de opgemeten *B*-velden. Vanwege het gebruik van een verliesloos model hebben de bekomen magnetiseringsstromen immers een lagere harmonische inhoud dan in werkelijkheid (paragraaf 3.7.1). Bijgevolg is de spanningsvervorming na de voorschakelweerstanden kleiner in het geval van de simulaties, wat leidt tot een beperktere harmonische inhoud van het *B*-veld.

Tenslotte kan de bijdrage van de verschillende verliescomponenten tot het totale ijzerverlies nog worden afgeleid uit Fig. 5.7. Bij lage inductiewaarden valt er op te merken dat de drie verliescomponenten ongeveer van dezelfde grootte5.3 Vergelijking van de opgemeten en gemodelleerde verliezen

 \bigoplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus



189

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus



Figuur 5.6: De opgemeten BH-lussen in de drie benen. Been A: links, Been B: midden, Been C: rechts

190

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus



 \oplus

191

 \oplus

 \oplus

Figuur 5.7: Vergelijking van de totale ijzerverliezen, in functie van de maximale inductie, bekomen via de metingen (grijze volle lijn) en via de simulaties (zwarte volle lijn) met opdeling van de gesimuleerde verliezen in quasi-statische hysteresisverliezen (streeplijn), wervelstroomverliezen (puntlijn) en excessverliezen (punt-streeplijn)

Geval	$V_{\rm a}$ [V]	$\angle V_{\rm a}$ [°]	$V_{\rm b}$ [V]	$\angle V_{\rm b}$ [°]	$V_{\rm c}$ [V]	$\angle V_{\rm c}$ [°]
1	201.4	0.0	201.4	-120.0	201.4	-240.0
2	200.765	0.0	203.31	-121.5	199.915	-240.75
3	203.31	1.0	203.52	-121.0	197.37	-240.0
4	205.215	1.5	203.52	-122.25	195.465	-239.5
5	204.37	1.75	206.7	-122.0	193.555	-240.75
6	205.43	2.25	207.76	-122.5	191.435	-240.75

Tabel 5.5: Instelwaarden asymmetrisch stel spanningen

orde zijn, waarbij de bijdrage van de wervelstroomverliezen tot de totale ijzerverliezen het kleinst is. Bij stijgende inductiewaarden wordt de bijdrage van het quasi-statisch hysteresisverlies het belangrijkst. Het verloop van de ijzerverliezen in functie van $B_{\rm max}$ wordt voor dit kernmateriaal ongeveer volledig bepaald door dit quasi-statisch hysteresisverlies.

In wat volgt zal de invloed van een asymmetrisch stel spanningen op de ijzerverliezen worden onderzocht.

5.3.3 Invloed van een asymmetrisch stel spanningen op de ijzerverliezen

In de huidige paragraaf wordt de invloed van een verminderde spanningskwaliteit op het ijzerverlies besproken. In hoofdzaak zal de verminderde spanningskwaliteit worden aanzien als een optredende onbalans in de aangelegde spanningen. Vanwege de proefopstelling, waar voorschakelweerstanden worden gebruikt, zal de spanning aan de klemmen van de transformator echter ook vervormd zijn.

In eerste instantie wordt de invloed van een asymmetrisch stel spanningen onderzocht, waarbij de gemiddelde waarde van deze spanningen leidt tot een *B*-veld waarvan de piek ongeveer samenvalt met de knik in de verzadigingscurve. Dit is bijgevolg analoog aan de nominale werkingstoestand van een transformator. De beschouwde gevallen onderscheiden zich in de graad van onbalans. De onbalans die hier wordt beschouwd is gedefinieerd als de verhouding van de inverse en de directe component van de spanning en varieert voor de beschouwde gevallen van 0 % tot en met 5 %. In tabel 5.5 worden de waarden weergegeven van de aangelegde spanningen.

In tabel 5.6 worden de totale ijzerverliezen bekomen via de simulaties (S) vergeleken met de opgemeten waarden (M). Vervolgens wordt in tabel 5.7 per been de opdeling weergegeven van de gesimuleerde verliezen.

In eerste instantie kan analoog aan het symmetrisch geval worden besloten dat de

	Been a		Bee	en b	Been c	
Geval	S	М	S	М	S	М
1	1.24	1.11	1.20	1.03	1.22	1.07
2	1.23	1.03	1.24	0.97	1.17	1.07
3	1.27	1.17	1.25	1.06	1.11	0.99
4	1.30	1.23	1.27	0.95	1.07	1.05
5	1.29	1.26	1.31	1.09	1.04	0.92
6	1.31	1.31	1.34	1.03	1.00	0.89

Tabel 5.6: Vergelijking van de ijzerverliezen [W/kg] per been bekomen via simulaties en via metingen

Tabel 5.7: Opsplitsing van de gesimuleerde ijzerverliezen [W/kg]

	Been A			Been B			Been C		
Geval	$P_{\rm hyst}$	$P_{\rm cl}$	$P_{\rm exc}$	$P_{\rm hyst}$	$P_{\rm cl}$	$P_{\rm exc}$	$P_{\rm hyst}$	$P_{\rm cl}$	$P_{\rm exc}$
1	0.65	0.25	0.34	0.61	0.25	0.35	0.63	0.24	0.34
2	0.64	0.24	0.34	0.65	0.25	0.35	0.59	0.24	0.34
3	0.67	0.25	0.35	0.66	0.25	0.35	0.54	0.23	0.33
4	0.70	0.25	0.35	0.67	0.25	0.35	0.52	0.23	0.33
5	0.69	0.25	0.35	0.70	0.26	0.36	0.49	0.23	0.33
6	0.71	0.25	0.35	0.74	0.26	0.36	0.47	0.22	0.32

ijzerverliezen stijgen bij een hoger aangelegde spanning en dit vooral door de grote correlatie tussen de aangelegde spanning en de quasi-statische hysteresisverliezen. Uit tabel 5.7 blijkt dat het wervelstroom- en het excessverlies maar in beperkte mate worden beïnvloedt door de aangelegde graad van onbalans. Verder kan worden opgemerkt dat de onbalans in de aangelegde spanningen geen invloed heeft op de nauwkeurigheid van de voorgestelde berekeningsmethode. De afwijkingen tussen de opgemeten en berekende waarden liggen hier immers in dezelfde grootte-orde als bij validatie met een symmetrisch stel spanningen.

In wat volgt zal worden onderzocht hoe de verliezen in de verschillende benen worden beïnvloed door de graad van onbalans. In Fig. 5.8 wordt het verband gegeven tussen de onbalansfactor en de onbalans van de verliezen in de drie benen voor de verschillende graden van onbalans. De onbalans in de verliezen wordt berekend

Æ

 \oplus

 \oplus



Figuur 5.8: Onbalans in de verliezen afkomstig van onbalans in de spanningen. Meting: grijs; Simulatie: zwart, met opsplitsing van de berekende verliezen in quasi-statische hysteresisverliezen (streeplijn), wervelstroomverliezen (puntlijn) en excess verliezen (punt-streeplijn)

met behulp van de volgende vergelijking [16]:

% Onbalans =

$$\frac{\text{Maximale afwijking van het gemiddelde}}{\text{Gemiddelde waarde}} \times 100$$
(5.10)

Uit Fig. 5.8 valt duidelijk af te leiden dat de onbalans in de verliezen voor de drie benen sterk stijgt in functie van de onbalans in de spanningen. Zelfs in het geval van een gebalanceerd stel spanningen is er reeds een zekere onbalans aanwezig in de verliezen. Via de opsplitsing van de verliezen in quasi-statische hysterisisverliezen (streeplijn), wervelstroomverliezen (puntlijn) en excess verliezen (puntstreeplijn) valt op te merken dat het vooral de hysteresisverliezen zijn die zorgen voor de ongebalanceerde verliezen. Verder kan nog worden opgemerkt dat de wervelstroomverliezen meer onderhevig zijn aan een asymmetrisch stel spanningen dan de excess verliezen.

In wat volgt wordt de invloed onderzocht van de gemiddelde spanning van het stel asymmetrische spanningen. In [17] werd immers duidelijk gemaakt dat niet

194

Ĥ

 \oplus

Œ

Geval	$V_{\rm a}$ [V]	$\angle V_{\rm a} [^{\circ}]$	$V_{\rm b}$ [V]	$\angle V_{\rm b}$ [°]	$V_{\rm c}$ [V]	$\angle V_{\rm c}$ [°]
7	212.0	0.0	212.0	-120.0	212.0	-240.0
8	212.0	0.25	214.12	-120.5	209.88	-240.75
9	212.0	0.5	216.24	-121.0	207.76	-241.25
10	212.0	1.0	218.36	-121.75	205.64	-241.75
11	212.0	1.25	219.21	-122.25	204.58	-242.25
12	212.0	1.5	221.115	-122.75	202.67	-242.75
13	222.6	0.0	222.6	-120.0	222.6	-240.0
14	223.025	0.5	224.3	-120.5	220.48	-240.5
15	221.755	0.5	226.84	-121.0	219.21	-241.5
16	219.845	0.25	229.17	-121.5	218.785	-242.75
17	220.69	0.25	231.08	-122.25	216.24	-243.0
18	219.42	0.5	233.2	-122.5	215.815	-243.25

Tabel 5.8: Instelwaarden asymmetrisch stel spanningen

ieder geval met bijvoorbeeld een onbalans van 3 % leidt tot dezelfde negatieve gevolgen voor de efficiëntie van een inductiemotor. Via de extra opdeling van de opgelegde onbalansen volgens de gemiddelde spanning kan hier in zekere mate aan tegemoet worden gekomen. Er worden twee extra groepen gedefinieerd, waarbij de gemiddelde spanning respectievelijk 212 V en 222.6 V bedraagt. De beschouwde stellen asymmetrische spanningen worden weergegeven in tabel 5.8.

Analoog aan tabel 5.6 en 5.7, wordt respectievelijk in tabel 5.9 en 5.10 een vergelijking gemaakt tussen de opgemeten en berekende verliezen en vervolgens een opsplitsing gemaakt van de berekende verliezen in zijn drie componenten.

Met behulp van tabel 5.9 kunnen dezelfde conclusies omtrent de afwijkingen worden getrokken als in paragraaf 5.3.2. De berekende waarden liggen immers enkel voor hogere inductiewaarden onder de opgemeten waarden.

Voor de beschouwde gevallen wordt net zoals in Fig. 5.8 een vergelijking gemaakt tussen de onbalans in de verliezen en de onbalans in de aangelegde spanning. De resultaten bekomen met behulp van (5.10) worden weergegeven in Fig. 5.9.

Een vergelijking van de Fig. 5.8 en 5.9 leert dat de graad van onbalans verkregen via simulaties het dichtst bij de opgemeten waarde ligt indien de maximale inductie ongeveer samenvalt met de knik in de verzadigingscurve. Via de metingen werd bekomen dat de graad van onbalans in de verliezen groter wordt naarmate de magnetische inductie stijgt. Dit blijkt ook uit de berekeningen zoals weergegeven in Fig. 5.9(a). In Fig. 5.9(b) is deze evolutie echter afwezig. Dit is te wijten aan een onderschatting van de berekende verliezen t.o.v. de opgemeten verliezen, zoals reeds werd opgemerkt in paragraaf 5.3.2.

 \oplus

 \oplus

(+)

	Bee	en a	Bee	en b	Been c	
Geval	S	М	S	М	S	М
7	1.54	1.41	1.48	1.26	1.51	1.41
8	1.54	1.50	1.54	1.31	1.44	1.25
9	1.53	1.55	1.68	1.36	1.39	1.19
10	1.53	1.58	1.72	1.52	1.30	1.11
11	1.50	1.69	1.74	1.50	1.28	1.09
12	1.50	1.73	1.78	1.57	1.25	1.03
13	1.90	2.05	1.86	1.81	1.85	1.94
14	1.90	2.19	1.90	1.93	1.77	1.71
15	1.87	2.10	2.04	1.99	1.75	1.67
16	1.77	2.02	2.15	2.11	1.76	1.59
17	1.79	2.15	2.16	2.35	1.71	1.45
18	1.76	2.02	2.16	2.64	1.71	1.45

Tabel 5.9: Vergelijking van de ijzerverliezen [W/kg] per been bekomen via simulaties en via metingen

Tabel 5.10: Opsplitsing van de gesimuleerde ijzerverliezen [W/kg]

	Been A]	Been B			Been C		
Geval	$P_{\rm hyst}$	$P_{\rm cl}$	$P_{\rm exc}$	$P_{\rm hyst}$	$P_{\rm cl}$	$P_{\rm exc}$	$P_{\rm hyst}$	$P_{\rm cl}$	$P_{\rm exc}$	
7	0.91	0.27	0.37	0.84	0.27	0.37	0.88	0.27	0.37	
8	0.91	0.27	0.37	0.90	0.27	0.37	0.82	0.26	0.36	
9	0.90	0.27	0.37	1.04	0.28	0.38	0.77	0.26	0.36	
10	0.90	0.27	0.37	1.07	0.28	0.38	0.70	0.25	0.35	
11	0.87	0.27	0.36	1.09	0.29	0.38	0.68	0.25	0.35	
12	0.87	0.27	0.36	1.13	0.29	0.39	0.66	0.25	0.35	
13	1.22	0.30	0.39	1.19	0.29	0.39	1.18	0.29	0.39	
14	1.22	0.30	0.39	1.22	0.30	0.39	1.10	0.29	0.38	
15	1.20	0.29	0.38	1.36	0.30	0.39	1.09	0.28	0.38	
16	1.10	0.29	0.38	1.47	0.31	0.40	1.10	0.28	0.38	
17	1.12	0.29	0.38	1.47	0.31	0.40	1.06	0.28	0.38	
18	1.10	0.29	0.38	1.47	0.31	0.40	1.06	0.28	0.38	

196

 \oplus

 \oplus

Œ



 \oplus

(+)

Figuur 5.9: Onbalans in de verliezen afkomstig van onbalans in de spanningen. Meting: grijs; Simulatie: zwart, met opsplitsing van de simulatie in quasi-statische hysteresisverliezen (streeplijn), wervelstroomverliezen (puntlijn) en excess verliezen (punt-streeplijn)

5.4 Besluit

Ĥ

 \oplus

Æ

In dit hoofdstuk werd op basis van het eerder geformuleerd transformatormodel een post-processing methodologie voorgesteld om de ijzerverliezen in transformatoren te berekenen. De ijzerverliezen in transformatoren kunnen worden opgesplitst in drie componenten, namelijk de quasi-statische hysteresisverliezen, de wervelstroomverliezen en de excessverliezen. Deze componenten kunnen berekend worden met behulp van het B- en het H-veld en enkele gekende uitdrukkingen uit de literatuur. De B- en de H-velden worden bekomen via het transformatormodel, dat in functie van de spanningen aan de primaire en de secundaire zijde de fluxen in de kern berekent.

De voorgestelde methode werd vervolgens vergeleken met metingen op een transformator in onbelaste toestand. Hiervoor werden in eerste instantie metingen uitgevoerd op het kernmateriaal, om zo de verschillende parameters te bepalen die nodig zijn om de verschillende componenten van het ijzerverlies te berekenen. Via metingen met een symmetrisch stel spanningen werd aangetoond dat de opgemeten en berekende verliezen een goede overeenkomst vertonen. De berekende verliezen blijken voor lage inductiewaarden licht hoger te zijn dan de opgemeten waarden en bij hogere inductiewaarden zijn de berekende verliezen iets kleiner dan de opgemeten waarden. Bijgevolg kan besloten worden dat de berekende waarden in de normale werkingstoestand van de transformator een goede benadering zijn voor de

⊕

werkelijke ijzerverliezen. Tot slot werd de voorgestelde methode vergeleken indien de onbelaste transformator werd gevoed via een asymmetrisch stel spanningen. Op deze manier werd de invloed van een verminderde spanningskwaliteit, onbalans en harmonische vervorming vanwege het gebruik van voorschakelweerstanden, op de berekende verliezen bestudeerd. De bekomen ijzerverliezen bleken ook in deze situatie een beperkte afwijking te vertonen t.o.v. de opgemeten waarden. Uit de vergelijking van de asymmetrie in de verliezen met de onbalans in de spanning, bleek duidelijk dat de verliezen sterk ongebalanceerd worden bij stijgende onbalans in de spanning.

Uit bovenstaande blijkt duidelijk dat de berekeningsmethode rekening houdt met de spanningskwaliteit aan de klemmen van de transformator. Bovendien is deze methode makkelijk inpasbaar in het harmonisch simulatiemodel zoals opgesteld in Hoofdstuk 2, en dit zonder een grote invloed op de simulatietijd en de convergentie van het programma.

Bibliografie

- [1] "The potential for global energy savings from high efficiency distribution transformers," Leonardo Energy, Tech. Rep., 2005. [Online]. Available: www.leonarde-energy.org
- [2] B. Kennedy, Energy efficient transformers. MC Graw-Hill, 1998.
- [3] M. Masoum and E. Fuchs, "Transformer magnetizing current and iron-core losses in harmonic power flow," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 9, no. 1, pp. 10–20, Jan. 1994.
- [4] T. Blackburn, "Distribution transformers: Proposal to increase MEPS levels," Cenelec, Tech. Rep., 2007.
- [5] J. Martinez, R. Walling, B. Mork, J. Martin-Arnedo, and D. Durbak, "Parameter determination for modeling system transients - Part III: Transformers," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 20, no. 3, pp. 2051–2062, Jul. 2005.
- [6] M. Elleuch and M. Poloujadoff, "New transformer model including joint air gaps and lamination anisotropy," *IEEE Trans. Magn.*, vol. 34, no. 5, pp. 3701– 3711, Sep. 1998.
- [7] —, "Analytical model of iron losses in power transformers," *IEEE Trans. Magn.*, vol. 39, no. 2, pp. 973–980, 2003.
- [8] A. Jack and B. Mecrow, "Methods for magnetically nonlinear problems involving significant hysteresis and eddy currents," *IEEE Trans. Magn.*, vol. 26, no. 2, pp. 424–429, Mar. 1990.
- [9] K. Hollaus and O. Bíró, "Derivation of a complex permeability from the preisach model," *IEEE Trans. Magn.*, vol. 38, no. 2, pp. 905–908, Mar. 2002.
- [10] G. Bertotti, "General properties of power loss in soft ferromagnetic materials," *IEEE Trans. Magn.*, vol. 24, no. 1, pp. 621–630, 1988.
- [11] J. Gyselinck, M. De Wulf, L. Vandevelde, and J. Melkebeek, "Incorporation of vector hysteresis and eddy current losses in 2D FE magnetodynamics," in *Proc. of ELECTRIMACS*'99, vol. 3, Lisbon, Portugal, Sep. 14-16, 1999, pp. 37–44.
- [12] L. Degroote, L. Vandevelde, P. Sergeant, and B. Renders, "Influence of voltage harmonics on distribution transformer losses," in XIII International Symposium on Electromagnetic Fields in Mechatronics, Electrical and Electronic Engineering (ISEF 2007), Prague, Czech Republic, Sep. 13-15, 2007.
- [13] G. Bertotti, *Hysteresis in magnetism*. San Diego: Academic Press, 1998.
- [14] J. Gyselinck, "Twee-dimensionale dynamische eindigeelementenmodellering van statische en roterende elektromagnetische energieomzetters," Ph.D. dissertation, 2000, Hoofdstuk 5.
- [15] D. Everett, "A general approach to hysteresis part 4, an alternative formulation of the domain model," *Faraday*, vol. 51, pp. 1551–1557, 1955.
- [16] A. von Jouanne and B. Banerjee, "Assessment of voltage unbalance," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 16, no. 4, pp. 782–790, Oct. 2001.
- [17] P. Giridhar Kini, R. Bansal, and R. Aithal, "A novel approach toward interpretation and application of voltage unbalance factor," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 54, no. 4, pp. 2315–2322, Aug. 2007.

Verliezen in transformatoren

 \oplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

200

 \oplus

 \oplus

 \oplus

Hoofdstuk 6

Slotbeschouwingen en suggesties voor verder onderzoek

In dit hoofdstuk worden de hoofdpunten van dit werk overlopen, waarbij vooral de vernieuwende bijdragen worden benadrukt. Verder worden er enkele suggesties gedaan voor toekomstig onderzoek aansluitend op dit werk.

6.1 Slotbeschouwingen

De laatste jaren is er een toename van het aantal decentrale generatoren en het geïnstalleerd decentraal vermogen. Nogal wat van deze decentrale productie-eenheden zijn met het net verbonden via een vermogenselektronische convertor. Deze convertoren vormen de opgewekte elektriciteit om van gelijkspanning naar wisselspanning, en injecteren een stroom in het net. De vorm van deze stroom is afhankelijk van de aangewende controlestrategie. Naast het groter aandeel decentrale generatoren is er een toename merkbaar van het aantal vermogenselektronische lasten. Deze lasten hebben een niet-lineaire spanning-stroom relatie en zorgen voor afwijkingen van de ideale toestand van de spanning en de stroom.

Bovenstaande evolutie heeft onvermijdelijk een impact op de netkwaliteit in het distributienet. Om de invloed van de decentrale productie-eenheden en bijhorende controlestrategieën voor hun convertoren op het net te bestuderen, is er een nood aan netwerkmodellen. Het netwerkmodel zoals voorgesteld in Hoofdstuk 2 onderscheidt zich in de volgende aspecten van andere modellen. Het model kan worden aangewend voor eender welk radiaal net, het is opgebouwd in symmetrische componenten waardoor het rekening houdt met onbalansen in het net en de stromen in de neutrale geleider. Het gebruik van symmetrische componenten leidt bovendien tot een kortere simulatietijd voor het netwerkmodel. Tot slot wordt de iteratieve forward/backward-methode gebruikt. Deze methode houdt rekening met

de topologie van het netwerk wat een tijdsvoordeel oplevert in het geval van radiale netten. De iteratieve forward/backward methode is in dit werk uitgebreid om een harmonische analyse van het net te kunnen uitvoeren. Het gebruik van een iteratieve methode kan leiden tot numerieke instabiliteit, vooral bij hogere harmonische ordes. Deze convergentieproblemen worden vermeden door het gebruik van reactantieparen.

Het voorgestelde model laat toe om de lasten op verschillende manieren te modelleren. Hierbij kunnen de onderzochte niet-lineaire belastingen zowel in het tijdsals in het frequentiedomein worden gesimuleerd. Bovendien kan de complexiteit waarmee de lasten worden gemodelleerd volledig vrij worden gekozen. In Hoofdstuk 2 is er een vergelijking gemaakt tussen de harmonische distorsie in het distributienet indien de interactie tussen de lasten en de spanning in het beschouwde knooppunt al dan niet verwaarloosd wordt. Met behulp van het attenuatie- en diversiteitseffect kan verklaard worden dan een verwaarlozing van de interactie kan leiden tot een overschatting van de distorsie in distributienetten.

Een studie van de netkwaliteit vergt een gedetailleerde modellering van de verschillende componenten aanwezig in het elektrisch net. Naast de invloed van nietlineaire lasten is het bijgevolg van belang om de invloed van de transformatoren op de netkwaliteit te bestuderen. Het transformatormodel zoals voorgesteld in Hoofdstuk 3 is een verliesloos model dat gebaseerd is op de vergelijkingen bekomen uit het elektrisch en magnetisch equivalent circuit. In eerste instantie werd met behulp van de methode van het harmonisch evenwicht een transformatormodel opgesteld voor een eenfasige transformator om het daarna uit te breiden naar een driefasige en driebenige transformator. Met behulp van het transformatormodel worden op basis van het spanningsspectrum de stromen in de windingen en de flux in de benen berekend. Via een vergelijking met een eindige-elementenmodel is er aangetoond dat er via het transformatormodel een accurate berekening kan worden gemaakt van de stromen in de windingen en dat het model op een eenvoudige manier kan gekoppeld worden met het netwerkmodel zoals voorgesteld in Hoofdstuk 2. Via metingen op een transformator in onbelaste toestand is duidelijk geworden dat ter hoogte van de overgangszone tussen de benen en het juk de dikte van de coating van de lamellen alsook de luchtspleet tussen twee lamellen in hetzelfde vlak een belangrijke invloed hebben op de magnetiseringsstromen. Het magnetisch equivalent circuit is bijgevolg uitgebreid met een verzadigingsafhankelijke luchtspleet. Op deze manier is een transformatormodel bekomen dat zowel in symmetrische als in asymmetrische situaties een goede benadering levert van de magnetiseringsstromen.

Decentrale productie-eenheden gebruiken nogal vaak convertoren om de primaire energiebron met het net te koppelen. Verschillende controlestrategieën worden aangewend voor deze convertoren. In Hoofdstuk 4 wordt de invloed van het decen-

Æ

traal genereren en van de gebruikte controlestrategie op de netkwaliteit bestudeerd. De voornaamste besluiten die werden genomen omtrent de verliezen in distributienetten en de spanningskwaliteit worden opgesomd in wat volgt.

De verliezen kunnen worden opgesplitst in de fundamentele en de harmonische verliezen. De fundamentele verliezen zijn afhankelijk van het geïnjecteerd vermogen en de belasting, maar in het algemeen kan worden opgemerkt dat de verliezen in eerste instantie dalen, om daarna, bij grotere geïnjecteerde vermogens, terug te stijgen. Daarnaast kan worden vastgesteld dat de harmonische verliezen een belangrijk aandeel kunnen krijgen ten opzichte van de totale verliezen. Een vergelijking tussen de dempende en de sinusoïdale controlestrategie toont een belangrijke reductie aan van de harmonische verliezen indien de dempende controlestrategie wordt aangewend. Naast de invloed van een stijgend geïnjecteerd vermogen van de decentrale generatoren werd verder nog de invloed van de plaatsing, de fase van connectie en het nominaal versus werkelijk geïnjecteerd vermogen besproken.

De invloed op de spanningskwaliteit is in dit werk opgesplitst in de invloed op de rms-spanning, harmonische vervorming van de spanning, spanningsonbalans en de reactie op spanningsdips. Algemeen kan worden opgemerkt dat de invloed van de stroom in de neutrale geleider en bijhorende nulpuntsverschuiving een belangrijke invloed heeft op de spanningskwaliteit. Bijgevolg is het vooral belangrijk in landelijke netten, waar de weerstandswaarde van de neutrale en de fasegeleiders het grootst is, om de spanning in de drie fasen te controleren, zelfs al worden de decentrale generatoren maar op één bepaalde fase aangesloten. Daarnaast kan de positieve invloed van de dempende controlestrategie worden benadrukt en de soms onvoorspelbare reactie van de sinusoïdale convertor die op een zo realistisch mogelijke wijze is gemodelleerd.

Uit de resultaten bekomen in Hoofdstuk 4 valt duidelijk af te leiden dat decentrale productie-eenheden de spanningskwaliteit in het net in belangrijke mate kunnen beïnvloeden.

In Hoofdstuk 5 wordt er bijgevolg aandacht besteed aan de invloed van de spanningskwaliteit op de verliezen in transformatoren, waarbij de focus wordt gelegd op de ijzerverliezen. De berekening van de ijzerverliezen wordt uitgevoerd op basis van de splitsing van de ijzerverliezen in drie componenten, namelijk de quasistatische hysteresisverliezen, de wervelstroomverliezen en de excessverliezen. Deze componenten kunnen berekend worden met behulp van het B- en het H-veld en enkele gekende uitdrukkingen uit de literatuur. De B- en de H-velden worden bekomen via het transformatormodel, dat in functie van de spanningen aan de primaire en de secundaire zijde de fluxen in de kern berekent.

De voorgestelde methode is vervolgens vergeleken met metingen op een transformator in onbelaste toestand. Via metingen met een symmetrisch stel spanningen wordt aangetoond dat de opgemeten en berekende verliezen een goede overeen-

komst vertonen. De berekende verliezen zijn voor lage inductiewaarden licht hoger dan de opgemeten waarden en bij hogere inductiewaarden zijn de berekende verliezen iets kleiner dan de opgemeten waarden. Bijgevolg kan besloten worden dat de berekende waarden in de normale werkingstoestand van de transformator een goede benadering zijn voor de werkelijke ijzerverliezen. Vervolgens is de voorgestelde methode vergeleken bij een onbelaste transformator waarbij deze gevoed is via een asymmetrisch vervormd stel spanningen. De bekomen ijzerverliezen blijken ook in deze situatie een beperkte afwijking te vertonen t.o.v. de opgemeten waarden. Uit de vergelijking van de asymmetrie in de verliezen met de onbalans in de spanning, blijkt duidelijk dat de verliezen sterk ongebalanceerd worden bij stijgende onbalans in de spanning. Dit wordt voornamelijk veroorzaakt door de quasi-statische hysteresisverliezen.

Uit bovenstaande blijkt duidelijk dat in dit werk een netwerkmodel is voorgesteld, waarmee op een snelle en accurate manier de spanningsvervorming in de knooppunten kan worden berekend. Hierbij is rekening gehouden met de aanwezige niet-lineaire elementen in het netwerk en kan het model worden aangewend om de invloed van allerhande niet-lineaire belastingen op de netkwaliteit te bepalen. Bovendien is een post-processing methode voorgesteld om de invloed van de bekomen netkwaliteit op de ijzerverliezen in transformatoren te bepalen.

6.2 Suggesties voor verder onderzoek

Ter afsluiting van dit werk, worden hier enkele suggesties geformuleerd voor verder onderzoek dat aansluit op dit werk.

- De evolutie naar meer decentrale productie-eenheden in het distributienet heeft geleid tot de ontwikkeling van slimme meters. In eerste instantie zullen deze helpen om een duidelijkere tarificatie te bekomen, maar bijkomend openen ze nieuwe perspectieven om de decentrale productie-eenheden en andere lasten die op het net zijn aangesloten aan te sturen. Zo kunnen bepaalde toestellen, bij de afnemers van elektrische energie, aan- of afgeschakeld worden op basis van de prijs van de elektriciteit, of op basis van bepaalde fysische eigenschappen van het net. De invloed van de bijhorende regelstrategieën op de netkwaliteit is natuurlijk van groot belang. Er kan bijvoorbeeld geopteerd worden om een afvlakking van het lastprofiel te bekomen, of om de lijnverliezen te beperken. Het voorgestelde netwerkmodel kan, mits de implementatie van een hogere iteratielus, worden aangewend om de invloed op de netkwaliteit van bovenstaande evoluties te bestuderen.
- Wegens problemen met de onbalans in het distributienet is er een evolutie naar decentrale productie-eenheden die via een driefasige convertor met het

Æ

net worden gekoppeld. Deze driefasige convertoren kunnen naast hun fundamentele functie om de beschikbare energie in het net te injecteren, worden aangewend om net ondersteunende activiteiten te leveren. Hiervoor kunnen verschillende convertortopologieën en bijhorende controlestrategieën worden beschouwd. De ideale keuze kan worden gemaakt m.b.v. simulatieresultaten geleverd door het ontwikkelde netwerkmodel.

- De aspecten van de netkwaliteit beschouwd in dit werk beperken zich vooral tot steady-state of quasi steady-state effecten. Een uitbreiding van het model, bijvoorbeeld met behulp van dynamische fasoren, naar transiënte fenomenen is een belangrijk onderwerp.
- Nogal vaak worden de bestudeerde controlestrategieën voor convertoren gemodelleerd in het tijdsdomein. Hierdoor gaat één van de grootste voordelen van het voorgestelde netwerkmodel, namelijk de korte simulatietijd, verloren. Onderzoek naar het modelleren van de voorgestelde controlestrategieën in het frequentiedomein, bijvoorbeeld met behulp van schakelende functies (E: switching functions), kan dit probleem verhelpen.

Slotbeschouwingen en suggesties voor verder onderzoek

 \bigoplus

 \oplus

 \oplus

 \oplus

206

 \oplus

 \oplus

 \oplus

Bijlage A

⊕

Implementatie van het voorgestelde simulatiemodel

In deze bijlage zal de implementatie van het voorgestelde simulatiemodel uit Hoofdstuk 2 meer in detail worden besproken. In eerste instantie wordt er dieper ingegaan op de topologie van het beschouwde netwerkmodel. Meer bepaald wordt er aandacht besteed aan de opbouw van het netwerk en de berekening van de bijhorende impedantiematrices. Vervolgens wordt aangetoond op welke manier de gebruiker de belasting verbonden met het net kan ingeven. Tot slot wordt de voorgestelde oplossingsmethode, toegepast op een willekeurig netwerkmodel, in detail uitgewerkt. Het voorgestelde simulatiemodel maakt gebruik van een iteratieve oplossingsmethode. Bijgevolg kunnen er problemen optreden met de stabiliteit. De oplossing en de implementatie hiervan wordt uitvoerig besproken.

A.1 Topologie van het elektrisch net

In de huidige paragraaf wordt dieper ingegaan op de algemene topologie van het beschouwde netwerkmodel.

A.1.1 Structuur van het netwerk

In Fig. A.1 wordt een zo algemeen mogelijk radiaal netwerk getoond dat kan worden gebruikt voor de simulaties. De topologie van het netwerk is als volgt: een vermogenstransformator wordt gekoppeld met een Thévenin-equivalent van het hoogspanningsnet. Daarna volgen k distributietransfomatoren die eventueel via een verbindingslijn verbonden zijn met de vermogenstransformatoren. De distributietransformatoren worden op hun beurt verbonden met het pcc. Als pcc wordt in dit werk het eerste gemeenschappelijk punt beschouwd van alle afnemers die



Figuur A.1: Eendraadsschema van een willekeurig radiaal distributienet

verbonden zijn met het middenspanningsnet via dezelfde distributietransformator. Dit punt kan samenvallen met de secundaire van de transformator, of valt samen met het andere uiteinde van de verbindingslijn die vertrekt vanuit de secundaire van de distributietransformator. Vanuit het pcc vertrekken l_i distributiefeeders met m_j knooppunten waarop er nog één of meerdere subfeeders kunnen vertrekken en/of de verbruikers zijn geconnecteerd.

De gebruiker van dit simulatiemodel moet dus in eerste instantie de topologie van het netwerk bepalen. Dit gebeurt door de vectoren K, L en M te definiëren. De vector K bevat één element dat het aantal distributietransformatoren bepaalt, L bevat k elementen en L(i) duidt het aantal feeders aan voor de *i*-de distributietransformator, de vector M bevat $\sum_{i=1}^{k} l_i$ elementen die voor elke feeder aanduiden hoeveel knooppunten er aanwezig zijn. Rekening houdend met deze definitie kan het radiaal netwerk in Fig. A.1 als volgt worden ingegeven:

$$K = [k] \tag{A.1}$$

$$L = [l_1, l_2, l_3 \dots l_{k-1}, l_k]$$
(A.2)

$$M = [m_1, m_2 \dots m_{\mathbf{L}_1 - 1}, m_{\mathbf{L}_1} \dots m_{\mathbf{L}_{\mathbf{k} - 2} + 1} \dots m_{\mathbf{L}_{\mathbf{k} - 1}} \dots m_{\mathbf{L}_{\mathbf{k}}}] \quad (A.3)$$

 \oplus

hierbij worden de subfeeders nog buiten beschouwing gelaten en wordt er gebruik gemaakt van de volgende verkorte notatie: $\mathbf{Y}_{\mathbf{x}} = \sum_{i=1}^{x} Y(i)$.

Om te kunnen kiezen op welk knooppunt er een bepaalde last wordt geconnecteerd, wordt elk knooppunt, van op een feeder, genummerd beginnend van links naar

rechts en van boven naar onder. Dit levert de volgende nummering voor de punten A tot E aangeduid op Fig. A.1.

$$A = 3 \tag{A.4}$$

$$B = \mathbf{M}_1 \tag{A.5}$$

$$C = M_{L_1 - 1} - 1$$
 (A.6)

$$D = \mathbf{M}_{\mathbf{L}_{\mathbf{k}-2}} + 1 \tag{A.7}$$

$$E = \mathbf{M}_{\mathbf{L}_{\mathbf{k}-1}} - 2 \tag{A.8}$$

Het nummer toegekend aan knooppunt C kan als volgt worden gevonden: het knooppunt C ligt op het voorlaatste knooppunt van de voorlaatste feeder geconnecteerd op de eerste distributietransformator. Daarom wordt het aantal knooppunten tot en met die voorlaatste feeder opgeteld (M_{L_1-1}) en verminderd met één.

Om de topologie verder te vervolledigen met de subfeeders kan de gebruiker ook nog het aantal subfeeders opgeven (N) en daarna in de vector O de volgorde van de knooppunten waarop deze zich bevinden. Het is ook mogelijk dat er meerdere subfeeders zijn geconnecteerd op één bepaald knooppunt, voor deze subfeeders moet verder ook nog het aantal knooppunten (via de vector P) worden bepaald. Gebruik makend van bovenstaande definities levert dit voor Fig. A.1 de volgende vectoren:

$$N = [n] \tag{A.9}$$

$$O = [2 \dots 2 \dots \mathbf{M_1} - 1 \dots \mathbf{M_1} - 1 \dots]$$
(A.10)

De vector P bevat, evenals de vector O, n elementen waarbij P(i) het aantal knooppunten is op de *i*-de subfeeder die geconnecteerd is op het knooppunt O(i). Het plaatsen van de lasten gebeurt ook hier via het nummer van het knooppunt op de subfeeder. De nummering loopt vanaf het totaal aan knooppunten op de feeders, M_{L_k} , verder van links naar rechts en van boven naar onder (indien in de vector O de knooppunten worden gerangschikt van klein naar groot).

Om de algemeenheid van het netwerkmodel nog te vergroten wordt aan de gebruiker de mogelijkheid geboden om de knooppunten van een (sub)feeder niet equidistant te verdelen. Daarvoor is het nodig dat er per (sub)feeder een totale lengte (d(i) voor de feeders en $d_s(i)$ voor de subfeeders) wordt opgegeven en per segment een verhouding van de lengte tot de totale lengte van de feeder. Tenzij anders opgegeven worden de knooppunten equidistant over de (sub)feeder verdeeld. Deze verdeling gebeurt voor de feeders via de matrix Q waarbij het element Q(i, j), met $i \leq \mathbf{L_k}$ en $j \leq M(i)$), de verhouding geeft van de lengte van het segment voor het j-de knooppunt van de i-de feeder op de totale lengte van de i-de feeder. De matrix kan gezien worden als een representatie van de topologie van het netwerk waarbij telkens het segment voor het knooppunt wordt beschouwd. Op een analoge wijze wordt de matrix R opgebouwd voor de subfeeders.





Figuur A.2: Analogie tussen inductantieverhoudingen

Vervolgens laat het model toe om de eigenschappen van de lijn in te geven zodat het netwerk kan bestaan deels uit luchtlijnen en deels uit kabels. Dit wordt gerealiseerd door vooraf een aantal soorten lijnen te definiëren door hun weerstand, inductantie en capaciteit per lengte-eenheid te specificeren. Aan elk van deze lijnen wordt dan een getal toegekend en de keuze van de soort lijn gebeurt dan via twee vectoren, de vector S voor de feeders en de vector T voor de subfeeders. Hierbij bepaalt het element S(i) de eigenschappen van de feeder met M(i) knooppunten en T(i) van de subfeeder met P(i) knooppunten.

De overige segmenten die in Fig. A.1 voorkomen, met name de segmenten na de distributietransformatoren en het segment na de hoogspanningstransformator, worden gekwantificeerd door middel van de volgende twee vectoren U en V. De eerste vector met k + 1 elementen bepaalt de lengte van het segment, beginnend bij de eerste distributietransformator en waarbij het laatste element de lengte geeft van het segment na de hoogspanningstransformator. Analoog bepaalt de vector V de eigenschappen van de lijn.

A.1.2 Impedantiematrices van het netwerk

Het netwerk wordt volledig berekend met behulp van symmetrische componenten. Er worden dus drie impedantiematrices opgesteld, een homopolaire (Z_0) , een directe (Z_1) en een inverse (Z_2) . Deze matrices bevatten enkel de eigenschappen van de langsimpedanties.

Bij het opstellen van de matrices wordt er rekening gehouden met de inductanties opgegeven zoals in Fig. A.2a. Indien de gebruiker de inductanties heeft zoals in Fig. A.2b dan kunnen deze worden omgerekend naar de inductanties aangeduid op Fig A.2a.

De inductanties in Fig. A.2a kunnen als volgt worden geschreven in symmetrische

⊕

componenten:

$$L_0 = L_f + 3L_n \tag{A.11}$$

$$L_1 = L_f \tag{A.12}$$

$$L_2 = L_{\rm f} \tag{A.13}$$

De omzetting van de impedantiematrix van Fig. A.2b naar symmetrische componenten met behulp van de transformatiematrix levert de volgende waarden:

$$L_0 = L_s + 2L_m \tag{A.14}$$

$$L_1 = L_{\rm s} - L_{\rm m} \tag{A.15}$$

$$L_2 = L_s - L_m \tag{A.16}$$

De figuren A.2a en A.2b zijn dus analoog indien:

$$L_{\rm m} = L_{\rm n} \tag{A.17}$$

$$L_{\rm s} - L_{\rm m} = L_{\rm f} \tag{A.18}$$

De impedantiematrices van de gekozen netwerktopologie hebben als dimensie ($h_{\text{max}} \times \mathbf{M}_{\mathbf{L_k}}$) waarbij h_{max} het aantal harmonischen is die tijdens de simulatie worden beschouwd. Het element $Z_1(h, m)$ van de directe impedantiematrix bevat de impedantie van de h-de orde voor het segment voor het m-de knooppunt. De impedantiematrices worden opgesteld met behulp van de volgende tellers:

$$a = 1 \to k \tag{A.19}$$

$$b = 1 \to L(a) \tag{A.20}$$

$$c = 1 \to M(\mathbf{L}_{\mathbf{a}-\mathbf{1}} + b) \tag{A.21}$$

waarbij de teller *a* het aantal distributietransformatoren overloopt, de teller *b* het aantal feeders overloopt die geconnecteerd zijn op het pcc van de beschouwde distributietransformator *a*, en tenslotte de teller *c* die de knooppunten op feeder *b* van distributietransformator *a* overloopt. Dit levert de volgende uitdrukking om de volledige directe (of inverse) impedantiematrix op te stellen waar voor de eenvoud van notatie $L_{a-1} + b$ genoteerd wordt als *y*. Hieruit volgt dat de teller $M_y - c + 1$ elke feeder van boven naar onder overloopt startend bij het laatste knooppunt van de beschouwde feeder en eindigt bij het begin van die feeder.

$$Z_{1}(h, \mathbf{M}_{\mathbf{y}}-c+1) = \left(\sqrt{h}r_{f}(S(y)) + jhx_{f}(S(y))\right)d(y)Q(y, M(y)-c+1)$$
(A.22)

De homopolaire impedantiematrix wordt als volgt opgebouwd:

$$Z_{0}(h, \mathbf{M}_{\mathbf{y}} - c + 1) = 3\left(\sqrt{h}r_{n}(S(y)) + jhx_{n}(S(y))\right)d(y)Q(y, M(y) - c + 1) + Z_{1}(h, \mathbf{M}_{\mathbf{y}} - c + 1)$$
(A.23)

In de bovenstaande formules stelt $r_{\rm f}(i)$ en $r_{\rm n}(i)$ respectievelijk de per unit weerstand van een fase- en van de neutrale geleider per lengte-eenheid (met betrekking tot het beschouwde spanningsniveau) voor, $x_{\rm f}(i)$ en $x_{\rm n}(i)$ stellen respectievelijk de 50 Hz-reactantie voor van de fase en de neutrale geleider, dit ook in per unit.

De frequentie-afhankelijkheid van de weerstand ten gevolge van het stroomverdringings en proximiteitseffect wordt hier benaderd door de 50 Hz-weerstand te vermenigvuldigen met de wortel van de harmonische orde [1]. De invloed van de temperatuur van de geleiders wordt hier buiten beschouwing gelaten, omdat er bij de simulaties wordt verondersteld dat het netwerk in steady-state is en de temperatuur van de geleiders dus constant blijft.

De opbouw van de impedantiematrices voor de subfeeders gebeurt analoog, waarbij b varieert van $1 \rightarrow n$ en c van $1 \rightarrow P(b)$. Dit levert dan uiteindelijk de volgende uitdrukking voor de directe impedantiematrix voor de subfeeders:

$$Zs_{1}(h, \mathbf{P_{b}}-c+1) = \left(\sqrt{h}r_{f}(T(b)) + jhx_{f}(T(b))\right) d_{s}(b)R(b, P(b)-c+1)$$
(A.24)

Voor de homopolaire impedanties kan dan dezelfde aanpassing gebeuren als in (A.23)

Tot slot worden ook nog de impedantiematrices (in per unit) opgesteld voor de segmenten na de transformatoren $(Zl_0, Zl_1 \text{ en } Zl_2)$ en dit met behulp van de vectoren U en V en de impedantiematrices met de secundaire en primaire impedanties van de transformatoren $(Zt_0, Zt_1 \text{ en } Zt_2)$ beginnend met de secundaire en de primaire van de eerste distributietransformator en als laatste element de primaire impedantie van de hoogspanningstransformator.

A.2 Belastingen in de knooppunten van het netwerk

Onder de term 'belasting' valt elk element dat (harmonische) stroom opneemt of injecteert in de knooppunten. Een deel van deze elementen zal worden gedefinieerd door de gebruiker terwijl andere afhankelijk zijn van de netwerktopologie.

A.2.1 Belasting afhankelijk van de netwerktopologie

A. Capaciteit van een kabel

In het geval van een luchtlijn met een lengte vanaf 50km of een kabel mag de capaciteit niet verwaarloosd worden [2]. Met betrekking op de netwerken onder studie, waarbij de lengte van een feeder maximaal ongeveer één kilometer is, mag de capaciteit van de luchtlijnen verwaarloosd worden maar de capaciteit van de kabels niet.

In het model is ervoor geopteerd om te werken met een Π -voorstelling in plaats van de T-voorstelling omdat het aantal te berekenen knooppunten dan niet wordt

Æ



Figuur A.3: Implementatie van het Π -schema in de netwerktopologie voor de feeders en de subfeeders

verhoogd door een knooppunt in het midden van de lijn toe te voegen. Wegens de mogelijkheid dat de knooppunten niet equidistant verdeeld zijn en er vertakkingen mogelijk zijn wordt de opbouw van het Π -schema gerealiseerd zoals in Fig. A.3. De capaciteiten in de knooppunten op een feeder (behalve het laatste knooppunt) worden berekend met behulp van de tellers a en b gedefinieerd zoals in (A.19) en (A.20) en waarbij c nu varieert van $2 \rightarrow M(\mathbf{L_{a-1}} + b)$ en y opnieuw gedefinieerd wordt als $\mathbf{L_{a-1}} + b$. De teller $\mathbf{M_y} - c + 1$ loopt nu terug elke feeder af, maar start nu bij het voorlaatste knooppunt i.p.v. bij het laatste knooppunt.

$$Zc(h, \mathbf{M}_{\mathbf{y}} - c + 1) = \frac{-j2x_{\mathrm{f}}^{\mathrm{c}}(S(y))}{hd(y)Q(y, M(y) - c + 1)} / \frac{-j2x_{\mathrm{f}}^{\mathrm{c}}(S(y))}{hd(y)Q(y, M(y) - c + 2)} / \left(\sum_{O(i)=\mathbf{M}_{\mathbf{y}} - c + 1} \left(\frac{-j2x_{\mathrm{f}}^{\mathrm{c}}(T(i))}{hd_{\mathrm{s}}(i)R(i, 1)}\right)^{-1}\right)^{-1}$$
(A.25)

Uit bovenstaande vergelijking blijkt dat de capaciteit in een knooppunt wordt opgebouwd door de parallelschakeling van de dwarsimpedanties komend van het voorliggende segment (eerste term), het volgende segment (tweede term) en indien er een subfeeder is geconnecteerd op het beschouwde knooppunt, de dwarsimpedantie van het eerste segment van de subfeeder (derde term). De dwarsimpedantie in het laatste knooppunt op een feeder wordt bekomen analoog aan (A.25), waar c dan gelijk is aan één en de tweede term in (A.25) wegvalt. In vergelijking (A.25) stelt x_f^c de dwarsimpedantie van een fasegeleider voor, van het segment voor het beschouwde knooppunt, dit terug in per unit (omgerekend met de referentieimpedantie afhankelijk van de nominale spanning in het beschouwde knooppunt). De capacitieve dwarsimpedantie in de knooppunten (behalve het laatste) op de sub-

 \oplus

213

feeder worden als volgt gedefinieerd:

$$Zc_{\rm s}(h, \mathbf{P_b} - c + 1) = \frac{-j2x_{\rm f}^{\rm c}(T(b))}{hd_{\rm s}(b)} \left(\frac{1}{R(b, P(b) - c + 1)} / \frac{1}{R(b, P(b) - c + 2)}\right)$$
(A.26)

waarbij b varieert van $1 \rightarrow n$ en c van $2 \rightarrow P(b)$. De capacitieve dwarsimpedantie in het laatste knooppunt wordt analoog opgebouwd, maar c is dan gelijk aan één en de tweede term in (A.26) valt weg.

Tot slot wordt de capacitieve dwarsimpedantie nog berekend in de knooppunten volgend op de segmenten na de transformatoren (Zc_l) en de knooppunten na de secundaire van de transformatoren (Zc_t) . De realisatie van het Π -schema wordt getoond op Fig. A.4. De matrix Zc_l wordt als volgt opgebouwd (rekening houdend met (A.19)):

$$Zc_{l}(h,a) = \frac{-j2x_{f}^{c}(V(a))}{hU(a)} / / \left(\sum_{i=1}^{L(a)} \left(\frac{-j2x_{f}^{c}(S(\mathbf{L_{a-1}}+i))}{hd(\mathbf{L_{a-1}}+i)Q(\mathbf{L_{a-1}}+i,1)}\right)^{-1}\right)^{-1}$$
(A.27)

Dit geldt voor de eerste k elementen. De tweede term in bovenstaande vergelijking stelt de dwarsimpedantie voor van het eerste segment van elke feeder die geconnecteerd is op het pcc van de beschouwde transformator. De berekening van de dwarsimpedantie voor het segment na de hoogspanningstransformator gebeurt als volgt:

$$Zc_{\rm l}(h,k+1) = \frac{-j2x_{\rm f}^{\rm c}(V(k+1))}{hU(k+1)}$$
(A.28)

De capaciteit in de knooppunten na de transformator wordt als volgt berekend:

$$Zc_{t}(h,a) = \frac{-j2x_{t}^{c}(V(a))}{hU(a)}$$
(A.29)

voor de eerste k elementen terwijl het (k+1)-de element identiek is aan $Zc_1(h, k+1)$.

A.2.2 Belasting gedefinieerd door de gebruiker

De belastingen gedefinieerd door de gebruiker omvatten alle mogelijke lasten in een knooppunt, alsook decentrale generatoren (installaties die elektrische energie produceren en aangesloten zijn op het elektrische laagspanningsnet). In deze paragraaf wordt er geen onderscheid gemaakt tussen lasten en decentrale generatoren,

⊕

 \oplus



Figuur A.4: Implementatie van het Π -schema in de netwerktopologie voor de segmenten na de transfo's en de invloed van de magnetiseringsstroom

omdat deze laatste kunnen worden beschouwd als lasten die een negatief vermogen opnemen. Er wordt echter wel een onderscheid gemaakt tussen de verschillende representaties van de lasten omdat dit een invloed heeft op de nauwkeurigheid van het beschouwde geval.

De gebruiker heeft de mogelijkheid om enerzijds de basisbelasting van het netwerk te definiëren onder de vorm van verdeelde lasten langsheen de feeders en de subfeeders. Daarnaast heeft de gebruiker de optie om meer specifieke lasten toe te kennen aan een knooppunt, deze worden hier verder besproken onder de noemer 'niet-verdeelde lasten'.

In wat volgt zal worden aangegeven hoe de gebruiker van het model dergelijke 'verdeelde lasten' en 'niet-verdeelde lasten' kan ingeven en hoe dit wordt uitgewerkt in de modellering.

A. Verdeelde lasten

Onder de basisbelasting van het netwerk vallen de lineair driefasig symmetrische RL- en RC-lasten, of een combinatie van beide. Deze kunnen zowel in ster, geaarde ster als in driehoek worden geschakeld en daarbij kunnen ze gedefinieerd worden als constante impedantielasten of constant-vermogenlasten.

• Constante impedantielasten

De gebruiker kan via de matrix F het totale schijnbaar vermogen opgeven dat de feeder zou opnemen indien de spanning in de knooppunten van de feeder gelijk is aan de nominale waarde. Het element F(1, i) bevat het vermogen opgenomen door de *i*-de feeder, terwijl F(2, i) de overeenstemmen-

 \oplus

de inductieve arbeidsfactor weergeeft. In het geval van een lineaire belasting kan de impedantie in een bepaald knooppunt worden beschreven door een kolomvector, waarbij het aantal rijen het aantal harmonischen is dat wordt beschouwd voor de simulaties. Deze vectoren worden in de matrix Z_{cRL} opgenomen waarbij het kolomnummer van deze matrices overeenstemt met het nummer van het knooppunt. Voor het geval van een subfeeder wordt analoog gewerkt met een matrix F_s en een impedantiematrix Z_{scRL} .

De driefasige last kan geconnecteerd worden in ster, geaarde ster of driehoek. Dit wordt, voor een RL-last op een feeder, door de gebruiker ingegeven in de derde rij van de matrix F door respectievelijk een 1, 2 of 3 in te geven. Indien de lasten in geaarde ster zijn geschakeld zijn de matrices Z_{cRL0} (homopolaire), Z_{cRL1} (directe) en Z_{cRL2} (inverse) identiek. Bij een connectie in ster of driehoek worden de homopolaire impedanties oneindig. Bij een connectie in driehoek wordt de werkelijke impedantie gedeeld door drie omdat de last in driehoek in het model zal worden gezien als een last in ster.

Tenslotte bestaat er nog de mogelijkheid dat de verdeelde last niet evenredig moet verdeeld zijn tussen de knooppunten op de feeder. Op een analoge wijze als het niet-equidistant zijn van de knooppunten langsheen een feeder of een subfeeder via de matrices Q en R worden hier de matrices $Q_{\rm cRL}$ en $R_{\rm cRL}$ gedefinieerd.

Ter illustratie wordt hier getoond hoe de matrix Z_{cRL1} wordt opgebouwd met behulp van de tellers (A.19)-(A.21) en waarbij y terug wordt genoteerd als $L_{a-1} + b$. Verder wordt ook nog het totale schijnbaar vermogen gedeeld door drie en door de referentiewaarde van het vermogen.

$$Z_{\text{cRL1}}(h, \mathbf{M}_{\mathbf{y}} - c + 1) = \frac{\left(F(2, y) + jh\sin\left(\arccos\left(F(2, y)\right)\right)\right)}{F(1, y)Q_{\text{cRL}}(y, M(y) - c + 1)} \quad (A.30)$$

Analoog kunnen de RC-lasten worden gedefinieerd via de matrix G of Gs, waarbij nu in de tweede rij de capacitieve arbeidsfactor wordt ingegeven. De RC-impedantievectoren worden opgenomen in de matrix Z_{cRC} of Zs_{cRC} .

Constant-vermogenlasten

Een constant-vermogenlast kan op verschillende manieren worden gedefinieerd. In dit werk is ervoor gekozen om het vermogen opgenomen door de fundamentele directe component constant te houden [3]. Fysisch gezien volgt hieruit dat de fase met de hoogste spanning het grootste deel van het totaal opgenomen vermogen opneemt.

De impedantiematrices worden op analoge wijze berekend als bij de constante impedantielasten, maar de nominale spanning gebruikt in (A.30) wordt nu vervangen door de grondgolfcomponent van de directe spanning in het beschouwde knooppunt van de (sub)feeder $(V(s)_1(1, \mathbf{M}_y - c + 1))$. De matrices $Z(s)_{c_pRL}$ en $Z(s)_{c_pRC}$ worden in elke iteratie opnieuw berekend.

B. Niet-verdeelde lasten

Na het definiëren van de basisbelasting kan de gebruiker nog meer specifieke lasten toekennen aan een knooppunt naar keuze. In wat volgt zal niet iedere mogelijke niet-verdeelde last worden besproken, maar veeleer de methode om een niet-verdeelde last te gaan definiëren zal worden besproken. Het ingeven van een niet-verdeelde belasting gebeurt via het definiëren van een nieuwe matrix. Op deze manier kan een zogenaamde specifieke belasting toch op een algemene manier behandeld worden in het model.

Het definiëren van de niet-verdeelde lasten gebeurt ongeveer analoog aan het ingeven van de subfeeders. In eerste instantie wordt het aantal niet-verdeelde lasten, x ingegeven. Daarna wordt een matrix X gedefinieerd waarbij het aantal kolommen gelijk is aan het aantal niet-verdeelde lasten en het aantal rijen bepaald wordt door de benodigde inputgegevens voor de beschouwde niet-verdeelde last. Waar er meer rijen zijn dan benodigde gegevens worden deze opgevuld door nullen. In de eerste rij wordt het knooppunt ingegeven waarop de niet-verdeelde last is geconnecteerd. Vervolgens wordt het type last gedefinieerd en het opgenomen vermogen, wat negatief kan zijn indien het gaat om een decentrale generator, tenslotte wordt de fase aangegeven waarop de belasting is geconnecteerd. Indien nodig worden de volgende rijen nog aangevuld met gegevens over de niet-verdeelde last, waarbij de gebruiker zelf kan bepalen wat waar komt te staan. Zodoende wordt een flexibel model bekomen en kan de gebruiker de invloed van om het even welke belasting gaan testen. Voor het model zal elke niet-verdeelde last worden aanzien als een stroombron die al dan niet spanningsafhankelijk is. De belasting zelf zal waar nodig de spanning in het geconnecteerde knooppunt als informatie meekrijgen.

A.3 De oplossingsmethode

De forward/backward methode zal hier worden uitgewerkt voor de voorgestelde willekeurige netwerktopologie. Hierbij zullen enkel de vergelijkingen voor de directe component expliciet worden uitgeschreven. In tabel A.1 wordt een overzicht gegeven van de verschillende matrices die reeds zijn opgesteld en de matrices die nodig zijn voor het uitvoeren van de forward/backward methode. Hierbij is zowel hun symbool als hun dimensie weergegeven en is er ook een korte omschrijving gegeven. In deze tabel ontbreken de stroommatrices die afkomstig zijn van de capaciteiten van de kabel of van de verdeelde belastingen gedefinieerd door de

Æ

Æ

 \oplus

Symbool	Dimensie	Omschrijving
Z_1	$h \ge \mathbf{M}_{\mathbf{L}_{\mathbf{k}}}$	Impedantie van de segmenten op de feeders
Zs_1	$h \ge \mathbf{P_n}$	Impedantie van de segmenten op de subfeeders
Zl_1	$h \ge k+1$	Impedantie van de segmenten na de transformatoren
Zt_1	$h \ge 2(k+1)$	Secundaire en primaire impedantie van de transformatoren
Zc_1	$h \ge \mathbf{M}_{\mathbf{L}_{\mathbf{k}}}$	Capaciteiten op de knooppunten van de feeders
Zc_{s1}	$h \ge \mathbf{P_n}$	Capaciteiten op de knooppunten van de subfeeders
Zc_{l1}	$h \ge k+1$	Capaciteiten in knooppunten na segment na de transformatoren
Zc_{t1}	$h \ge k+1$	Capaciteiten in knooppunten na secundaire van transformatoren
$Z_{\rm cRL1}$	$h \ge \mathbf{M}_{\mathbf{L}_{\mathbf{k}}}$	Constante RL-last in de knooppunten van de feeders
Zs_{cRL1}	$h \ge \mathbf{P_n}$	Constante RL-last in de knooppunten van de subfeeders
$Z_{\rm cRC1}$	$h \ge \mathbf{M}_{\mathbf{L}_{\mathbf{k}}}$	Constante RC-last in de knooppunten van de feeders
$Zs_{\rm cRC1}$	$h \ge \mathbf{P_n}$	Constante RC-last in de knooppunten van de subfeeders
$Z_{c_p RL1}$	$h \ge \mathbf{M}_{\mathbf{L}_{\mathbf{k}}}$	Constant-vermogenlast (RL) in de knooppunten van de feeders
Zs_{c_pRL1}	$h \ge \mathbf{P_n}$	Constant-vermogenlast (RL) in de knooppunten van de subfeeders
Z_{c_pRC1}	$h \ge \mathbf{M}_{\mathbf{L}_{\mathbf{k}}}$	Constant-vermogenlast (RC) in de knooppunten van de feeders
Zs_{c_pRC1}	$h \ge \mathbf{P_n}$	Constant-vermogenlast (RC) in de knooppunten van de subfeeders
I _{m1}	$h \ge k+1$	Magnetiseringsstroom van de transformatoren
$I_{\rm NV1}$	$h \ge x$	Stromen opgenomen door de niet-verdeelde lasten
$I_{\rm kn1}$	$h \ge \mathbf{M_{L_k}} + \mathbf{P_n}$	Stroom opgenomen in de knooppunten
I_1	$h \ge \mathbf{M}_{\mathbf{L}_{\mathbf{k}}}$	Stroom door de segmenten van de feeders
Is_1	$h \ge \mathbf{P_n}$	Stroom door de segmenten van de subfeeders
Il_1	$h \ge k+1$	Stroom door de segmenten na de transformatoren
It_1	$h \ge 2(k+1)$	Stroom door de secundaire en primaire van de transformatoren
V_1	$h \ge \mathbf{M}_{\mathbf{L}_{\mathbf{k}}}$	Spanning in knooppunten van de feeders
Vs_1	$h \ge \mathbf{P_n}$	Spanning in knooppunten van de subfeeders
Vl_1	$h \ge k+1$	Spanning in knooppunten na de segmenten na de transformatoren
Vt_1	$h \ge 2(k+1)$	Spanning na secundaire en primaire van de transformatoren

Tabel A.1: Overzicht van de gebruikte matrices voor het directe netwerk

gebruiker. De dimensie van zo een stroommatrix is immers dezelfde als de overeenkomstige impedantiematrix en in het symbool wordt de Z vervangen door een I. In wat volgt wordt een overzicht gegeven van de verschillende stappen in de forward/backward methode zoals deze wordt uitgevoerd voor een willekeurig radiaal netwerk.

Stap 1: De spanning in ieder knooppunt wordt gelijk gekozen aan de nominale waar-

⊕

Æ

de

Stap 2: De stromen opgenomen door de belastingen in het netwerk worden berekend. De spanningsmatrices $(V_1 \text{ en } Vs_1)$ wordt hiervoor puntsgewijs gedeeld door de overeenkomstige impedantiematrices. De bekomen stromen, opgenomen in de knooppunten van de feeders of de subfeeders, worden vervolgens ondergebracht in één matrix (I_{kn}) .

$$I_{kn1} = [Ic_1 \ Ic_{s1}] + [I_{cRL1} \ Is_{cRL1}] + [I_{cRC1} \ Is_{cRC1}] + [I_{c_pRL1} \ Is_{c_pRL1}] + [I_{c_pRC1} \ Is_{c_pRC1}]$$
(A.31)

Vervolgens worden de stromen afkomstig van de niet-verdeelde lasten nog bij deze matrix opgeteld. Dit gebeurt als volgt:

$$I_{kn1}(h, X(1, i)) = I_{kn1}(h, X(1, i)) + I_{NV1}(h, i)$$
(A.32)

Hierbij is X(1,i) het nummer van het beschouwde knooppunt voor de *i*-de niet-verdeelde last.

Stap 3: De stromen door de segmenten van het netwerk worden berekend met behulp van de reeds bekomen stromen. In eerste instantie worden de stromen bepaald in de segmenten van de subfeeders. Er wordt gebruik gemaakt van de teller *b* die loopt van $1 \rightarrow n$ en van de teller *c* die loopt van $1 \rightarrow \mathbf{P}_{\mathbf{b}}$. Bijgevolg loopt de teller $\mathbf{P}_{\mathbf{b}} - c + 1$ elke subfeeder af van achter naar voor.

$$Is_{1}(h, \mathbf{P_{b}} - c + 1) = I_{kn1}(h, \mathbf{M_{L_{k}}} + \mathbf{P_{b}} - c + 1) + Is_{1}(h, \mathbf{P_{b}} - c + 2)_{|c>1}$$
(A.33)

De eerste term van deze vergelijking stelt de opgenomen stroom voor in het knooppunt na het beschouwde segment terwijl de tweede term de stroom voorstelt in het segment na het beschouwde segment. Deze term wordt enkel in rekening gebracht indien c > 1.

De bekomen matrix voor de stromen in de segmenten van de subfeeders bevat de stroom die via de subfeeders in een knooppunt van een feeder wordt geïnjecteerd. Om de stromen te bepalen in de segmenten van de feeder worden deze stromen die geïnjecteerd worden vanuit een subfeeder dan ook beschouwd als een laststroom en in rekening gebracht in de matrix $I_{\rm kn}$:

$$I_{kn1}(h, O(b)) = I_{kn1}(h, O(b)) + Is_1(h, \mathbf{P_{b-1}} + 1)$$
(A.34)

De teller *b* loopt hierbij nog steeds van $1 \rightarrow n$.

De stromen in de segmenten van de feeder worden berekend met behulp van de tellers zoals gedefinieerd in (A.19)-(A.21). Hier wordt $L_{a-1} + b$ terug

genoteerd als y. Waaruit volgt dat de teller $M_y - c + 1$ elke feeder van boven naar onder overloopt startend bij het laatste knooppunt van de beschouwde feeder en eindigt bij het begin van die feeder.

$$I_1(h, \mathbf{M}_{\mathbf{y}} - c + 1) = I_{kn1}(h, \mathbf{M}_{\mathbf{y}} - c + 1) + I_1(h, \mathbf{M}_{\mathbf{y}} - c + 2)_{|c>1}$$
(A.35)

Tot slot worden nog de stromen door de segmenten na de transformatoren bepaald (Il_1) en de stromen door de primaire en secundaire winding van de transformatoren It_1 . Voor de eerste k elementen van Il_1 geldt, waarbij $i = 1 \rightarrow k$:

$$Il_1(h,i) = \sum_{j=\mathbf{M}_{y-1}+1} I_1(h,j) + Ic_{l1}(h,i)$$
(A.36)

De eerste term in bovenstaande vergelijking is de som van de stromen in het eerste segment van de feeders die aangesloten zijn op het segment na de *i*-de distributietransformator. De tweede term is de stroom opgenomen door de capaciteit na het beschouwde segment. De stroom in de secundaire van de distributietransformatoren kan worden opgesteld met de zonet berekende stroommatrix:

$$It_1(h, 2i - 1) = Il_1(h, i) + Ic_{t1}(h, i)$$
(A.37)

Nu de stroom in de secundaire van de distributietransformatoren is gekend, kan met behulp van de reeds berekende magnetiseringsstromen de stroom in de primaire van de distributietransformatoren worden bepaald:

$$It_1(h,2i) = It_1(h,2i-1) + I_{m1}(h,i)$$
(A.38)

Tot slot wordt de stroom in het segment na de hoogspanningstransformator bepaald door:

$$Il_1(h, k+1) = \sum_{i=1}^{k} Il_1(h, i) + Ic_{l1}(h, k+1)$$
(A.39)

Analoog als bij de distributietransformator worden hier dan nog de stroom door de secundaire en primaire van de hoogspanningstransformator bepaald:

$$It_1(h, 2k+1) = Il_1(h, k+1) + Ic_{t1}(h, k+1)$$
(A.40)

$$It_1(h, 2k+2) = It_1(h, 2k+1) + I_{m1}(h, k+1)$$
(A.41)

Hiermee wordt de voorwaartse beweging beëindigd.

stap 4: Tijdens deze stap wordt de achterwaartse beweging uitgevoerd. De spanningen worden dus opgebouwd vanuit de spanning van het Thévenin-equivalent van het hoogspanningsnet (V_{bus}) tot het laatste knooppunt op een feeder of subfeeder. In eerste instantie wordt de spanning na de primaire van de hoogspanningstransformator bepaald, gevolgd door de spanning na de secundaire, de spanning na het segment na deze transformator om dan van boven naar onder de distributietransformatoren te overlopen. Uiteindelijk worden dan de spanningen bepaald in de verschillende pcc's, of m.a.w. de spanningen na het segment na de distributietransformatoren. De teller *i* loopt in wat volgt van $1 \rightarrow k$

$$\begin{aligned} Vt_1(h, 2k+2) &= V_{\text{bus},1} - Zt_1(h, 2k+2)It_1(h, 2k+2) \\ Vt_1(h, 2k+1) &= Vt_1(h, 2k+2) - Zt_1(h, 2k+1)It_1(h, 2k+1) \\ Vl_1(h, k+1) &= Vt_1(h, 2k+1) - Zl_1(h, k+1)Il_1(h, k+1) \\ Vt_1(h, 2i) &= Vl_1(h, k+1) - Zt_1(h, 2i)It_1(h, 2i) \\ Vt_1(h, 2i-1) &= Vt_1(h, 2i) - Zt_1(h, 2i-1)It_1(h, 2i-1) \\ Vl_1(h, i) &= Vt_1(h, 2i-1) - Zl_1(h, i)Il_1(h, i) \end{aligned}$$
(A.42)

Met behulp van de spannnigen in de verschillende pcc's kunnen de spanningen worden berekend langsheen de feeders. Hiervoor wordt terug gebruik gemaakt van enkele tellers (A.19)-(A.21), waarbij y terug gedefinieerd wordt als $L_{a-1} + b$.

De spanning in het eerste knooppunt van elke feeder wordt bijgevolg als volgt berekend:

$$V_1(h, \mathbf{M}_{y-1}+1) = V l_1(a) - Z_1(h, \mathbf{M}_{y-1}+1) I_1(h, \mathbf{M}_{y-1}+1)$$
(A.43)

De spanning in de overige knooppunten volgt dan uit:

$$V_1(h, \mathbf{M}_{y-1}+c) = V_1(h, \mathbf{M}_{y-1}+c-1) - Z_1(h, \mathbf{M}_{y-1}+c)I_1(h, \mathbf{M}_{y-1}+c)$$
(A.44)
(A.44)

Tot slot worden de spanningen bepaald in de knooppunten van de subfeeders. De tellers die hiervoor gebruikt worden zijn $b : 1 \rightarrow n$ en $c : 2 \rightarrow P(b)$. De spanning in het eerste knooppunt van een subfeeder wordt als volgt berekend:

$$Vs_1(h, \mathbf{P_{b-1}}+1) = V_1(h, O(b)) - Zs_1(h, \mathbf{P_{b-1}}+1)Is_1(h, \mathbf{P_{b-1}}+1)$$
(A.45)

De spanningen in de overige knooppunten van de subfeeders worden bekomen op de volgende wijze:

$$Vs_{1}(h, \mathbf{P_{b-1}}+c) = Vs_{1}(h, \mathbf{P_{b-1}}+c-1) - Zs_{1}(h, \mathbf{P_{b-1}}+c)Is_{1}(h, \mathbf{P_{b-1}}+c)$$
(A.46)

Stap 5: Na het uitvoeren van de voorwaartse en achterwaartse beweging worden de bekomen spectra van de spanningen vergeleken met die uit de vorige iteratie (of de initiële toestand in het geval van de eerste iteratie). Indien de afwijkingen binnen het vooropgestelde convergentieniveau liggen dan eindigt de oplossingmethode en krijgt de gebruiker de resultaten ter beschikking. In het andere geval wordt er terug overgegaan naar stap 2.

In bovenstaande werd het iteratieproces uitvoerig besproken voor het directe netwerk. De methode is analoog voor het homopolaire en inverse netwerk, maar in de voorwaartse beweging moet er voor de homopolaire component wel rekening worden gehouden met de schakeling van de transformatoren. Dit wordt echter meer in detail besproken in paragraaf 3.5.3.

A.4 Convergentie van de forward/backward methode

In de voorgaande paragraaf werd de oplossingsmethode voor het netwerkmodel besproken. Het is duidelijk dat het gaat om een iteratieve methode. Een gevolg hiervan is echter dat de methode numeriek instabiel kan worden. De aangewende oplossing voor dit probleem is het gebruik van en reactantiepaar [4]. Dit betekent dat er twee tegengestelde reactanties worden geplaatst in serie, waarbij de negatieve reactantie aan de netzijde is geplaatst en de positieve reactantie aan de lastzijde. De spanning die nu wordt beschouwd gedurende de iteratieve methode is de spanning in het knooppunt tussen het reactantiepaar.

In Fig. A.5 wordt één knooppunt getoond waarop de aanwezige belasting is uitgebreid met een reactantiepaar, en waarop de ingevoerde spanningen zijn aangeduid. Zoals aangegeven op de figuur is de waarde van het reactantiepaar zo gekozen dat die enkel afhankelijk is van het beschouwde knooppunt en niet van de belasting. In het netwerkmodel is de reactantie een bepaalde fractie van de reactantie tussen het beschouwde knooppunt en het begin van het netwerk. De reactanties van de tussenliggende transformatoren worden nog vermenigvuldigd met een factor afhankelijk van het aantal feeders dat er is op aangesloten. Op deze manier wordt een robuuste oplossingsmethode bekomen bij elk willekeurig ingegeven netwerk. Verder valt op deze figuur af te leiden dat door het gebruik van het reactantiepaar er meerdere knooppunten zijn ingevoerd. Dit wegens het feit dat elke last zijn eigen reactantiepaar heeft. De nieuwe knooppunten zorgen ervoor dat er meerdere

Æ

⊕

 \oplus

Æ



Figuur A.5: Invloed van het reactantiepaar op de oplossingsmethode.

spanningsmatrices worden gedefinieerd. Zo is er voor bijna elke soort belasting, zoals beschreven in paragraaf A.2, een nieuwe spanningsmatrix gedefinieerd. Deze matrix heeft dezelfde dimensie als de bijhorende impedantiematrix. Het symbool voor deze spanningsmatrices wordt analoog gekozen aan dat van de impedantiematrices zoals duidelijk gemaakt op de figuur. De lasten aan de rechterkant van de figuur zijn de niet-verdeelde lasten. Het aantal niet-verdeelde lasten aangesloten op het knooppunt A is vrij te kiezen en is hier gekozen van x_i tot x_j . Tussen de niet-verdeelde lasten wordt er echter wel een onderscheid gemaakt in de methode van simuleren. Zo bevatten de spanningsafhankelijke niet-verdeelde lasten een reactantiepaar in hun tak zoals getoond bij x_i . De negatieve reactantie is in dit geval wel opgenomen in de harmonische stroombron omdat deze stroombron bijvoorbeeld het resultaat kan zijn van een simulatie in het tijdsdomein. De nietverdeelde last die aangeduid is met x_i bevat in zijn tak geen reactantiepaar omdat deze last aanzien wordt als een spanningsonafhankelijke stroombron, waarbij deze waarde echter ook afkomstig kan zijn van een simulatie in het tijdsdomein gedurende de allereerste iteratie. Het in rekening brengen van een negatieve reactantie in de tijdsdomeinsimulatie zou hier echter leiden tot verkeerde waarden voor de stroom.

223

Æ

 \oplus

Æ

 \oplus

In paragraaf 2.7 wordt aangetoond hoe de implementatie van het reactantiepaar bij niet-verdeelde lasten in de praktijk wordt uitgevoerd.

Bibliografie

- [1] S.-J. Jeon, "Non-sinusoidal power theory in a power system having transmission lines with frequency-dependent resistances," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 1, no. 2, pp. 331–339, Mar. 2007.
- [2] D. Van Dommelen, *Productie, transport en distributie van elektriciteit*. Leuven: acco, 2001.
- [3] C. Cheng and D. Shirmohammadi, "A three-phase power flow method for realtime distribution system analysis," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 2, pp. 671–679, May 1995.
- [4] R. Carbone, M. Fantauzzi, F. Gagliardi, and A. Testa, "Some considerations on the iterative harmonic analysis convergence," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 8, no. 2, pp. 487–495, Apr. 1993.

Publicatielijst

- [1] L. Degroote, W. Ryckaert, B. Renders, and L. Vandevelde, "Harmonic analysis of distribution networks including nonlinear loads and a nonlinear transformer model," in *Proc. IEEE Benelux Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering (YRS'06)*, Ghent, Belgium, Apr. 27-28, 2006.
- [2] B. Renders, W. Ryckaert, K. De Gussemé, L. Degroote, and L. Vandevelde, "Mitigation of harmonic distortion and voltage dips in electrical distribution networks," in *Proc. IEEE Benelux Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering (YRS'06)*, Ghent, Belgium, Apr. 27-28, 2006.
- [3] B. Renders, K. De Gussemé, L. Degroote, B. Meersman, and L. Vandevelde, "Voltage dip ride-through capability of converter-connected generators," in *Proc. of the Int. Conf. on Renewable Energies and Power Quality* (*ICREPQ'07*), Sevilla, Spain, Mar. 28-30, 2007.
- [4] L. Degroote, B. Renders, B. Meersman, and L. Vandevelde, "Harmonic nonlinear analysis of three-phase four-wire distribution networks," in *Proc. 19th Int. Conf. on Electricity Distribution (CIRED'07)*, Vienna, Austria, May 21-24, 2007.
- [5] B. Renders, L. Degroote, J. Driesen, and L. Vandevelde, "Profits of powerquality improvement by residential distributed generation," in *Proc. of the 42th Universities Power Engineering Conference (UPEC'07)*, Brighton, U.K, Sep. 4-6, 2007.
- [6] L. Degroote, L. Vandevelde, P. Sergeant, and B. Renders, "Influence of voltage harmonics on distribution transformer losses," in *Proc. 13th Int. Symp. on Electromagnetic Fields in Mechatronics, Electrical and Electronic Engineering (ISEF'07)*, Prague, Czech Republic, Sep. 13-15, 2007.

- [7] L. Degroote and L. Vandevelde, "Harmonic simulation of electric distribution networks," in *8th FTW PhD Symposium*, Ghent, Belgium, Dec. 5, 2007.
- [8] B. Meersman, L. Degroote, B. Renders, and L. Vandevelde, "Simulating transients in electrical power systems using dynamic phasors," in *Proc. IEEE Benelux Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering* (YRS'08), Eindhoven, The Netherlands, Feb. 7-8, 2008.
- [9] L. Degroote, B. Renders, B. Meersman, and L. Vandevelde, "Influence of converter-connected distributed generation on distribution network losses," in *Proc. of the Int. Conf. on Renewable Energies and Power Quality* (*ICREPQ'08*), Santander, Spain, Mar. 12-14, 2008.
- [10] B. Renders, L. Degroote, K. Stockman, and L. Vandevelde, "Voltage dips and converter-connected distributed generation units," in *Proc. of the Innovation for Sustainable Production (i-SUP'08)*, Bruges, Belgium, Apr. 22-25, 2008.
- [11] L. Degroote, L. Vandevelde, B. Renders, and J. Gyselinck, "Nonlinear transformer model in the frequency domain and with symmetrical components," *Int. J. for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering (COMPEL)*, vol. 27, no. 6, pp. 1418–1437, Jul. 2008.
- [12] L. Degroote, B. Renders, B. Meersman, and L. Vandevelde, "Influence of converter-based distributed generators on the harmonic line losses," in *Proc.* of the 13th Int. Conf. on Harmonics and Quality of Power (ICHQP'08), Wollongong, Australia, 28 Sept. - 1 Oct. 2008.
- [13] B. Renders, L. Degroote, B. Meersman, and L. Vandevelde, "Re-adding damping to the distribution network: Harmonics and voltage dips," in *Proc. of the 13th Int. Conf. on Harmonics and Quality of Power (ICHQP'08)*, Wollongong, Australia, 28 Sept. - 1 Oct. 2008.
- [14] B. Meersman, B. Renders, L. Degroote, T. Vandoorn, and L. Vandevelde, "Dc-bus voltage controllers for a three-phase voltage-source inverter for distributed generation," in *Proc. of the Int. Conf. on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'09)*, Valencia, Spain, Apr. 15-17, 2009.
- [15] L. Degroote, B. Renders, B. Meersman, and L. Vandevelde, "Neutral-point shifting and voltage unbalance due to single-phase DG units in low voltage distribution networks," in 2009 IEEE Bucharest PowerTech Conference, Bucharest, Romania, Jun. 28 -Jul. 3, 2009.
- [16] B. Meersman, B. Renders, L. Degroote, T. Vandoorn, and L. Vandevelde, "Control design of grid-connected three-phase inverters for voltage unbalance

⊕

correction," in *Proc. of the 44th Universities Power Engineering Conference* (*UPEC'09*), Glasgow, Scotland, Sep. 1-4, 2009.

- [17] B. Renders, L. Degroote, K. Stockman, and L. Vandevelde, "Voltage dips and converter-connected distributed generation units," *International Journal* of Distributed Energy Resources, vol. 5, no. 4, pp. 269–278, 2009.
- [18] T. Vandoorn, B. Renders, L. Degroote, B. Meersman, and L. Vandevelde, "Voltage control in islanded microgrids by means of a linear-quadratic regulator," in *Proc. IEEE Benelux Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering (YRS'10)*, Leuven, Belgium, Mar. 29-30, 2010.
- [19] L. Degroote, B. Renders, K. Stockman, B. Meersman, T. Vandoorn, and L. Vandevelde, "Impact of distributed generation on three-phase voltage dips," in *Proceedings of the Innovation for Sustainable Production (i-SUP'10)*, Bruges, Belgium, Apr. 18-21, 2010.
- [20] T. Vandoorn, B. Renders, L. Degroote, B. Meersman, and L. Vandevelde, "Grid voltage control in islanded microgrids with inverter-interfaced power sources," in *Proceedings of the Innovation for Sustainable Production (i-SUP'10)*, Bruges, Belgium, Apr. 18-21, 2010.
- [21] B. Meersman, B. Renders, L. Degroote, T. Vandoorn, J. De Kooning, and L. Vandevelde, "Overview of three-phase inverter topologies for distributed generation purposes," in *Proceedings of the Innovation for Sustainable Production (i-SUP'10)*, Bruges, Belgium, Apr. 18-21, 2010.
- [22] L. Degroote, B. Renders, B. Meersman, T. Vandoorn, and L. Vandevelde, "Power quality improvements through power electronic interfaced distributed generation," in *International symposium on power electronics, electrical drives, automation and motion (SPEEDAM)*, Pisa, Italy, Jun. 14-16, 2010.
- [23] T. Vandoorn, B. Renders, L. Degroote, B. Meersman, and L. Vandevelde, "Power balancing in islanded microgrids by using a dc-bus voltage reference," in *International symposium on power electronics, electrical drives, automation and motion (SPEEDAM)*, Pisa, Italy, Jun. 14-16, 2010.
- [24] B. Meersman, B. Renders, L. Degroote, T. Vandoorn, and L. Vandevelde, "The influence of grid-connected three-phase inverters on voltage unbalance," in 2010 PES General Meeting, Minneapolis, Minnesota, USA, Jul. 25-29, 2010.

Æ

 \oplus

- [25] T. Vandoorn, B. Renders, B. Meersman, L. Degroote, and L. Vandevelde, "Reactive power sharing in an islanded microgrid," in *Proc. of the 45th Universities Power Engineering Conference (UPEC'10)*, Cardiff, Wales, Aug. 31 -Sep. 3, 2010.
- [26] B. Meersman, J. De Kooning, T. Vandoorn, L. Degroote, B. Renders, and L. Vandevelde, "Control design of grid-connected three-phase inverters for voltage unbalance correction," in *Proc. of the 45th Universities Power Engineering Conference (UPEC'10)*, Cardiff, Wales, Aug. 31 -Sep. 3, 2010.
- [27] L. Degroote, L. Vandevelde, and B. Renders, "Fast harmonic simulation model for the analysis of network losses with converter-connected distributed generation," *Electric Power Systems Research*, accepted for publication.

228

A

Æ