# OBALANS FRÅN ENFASANSLUTNA SOLPANELER

### RAPPORT 2015:130





## Obalans från enfasanslutna solpaneler

DAPHNE SCHWANZ, MATH BOLLEN, SARAH RÖNNBERG LULEÅ TEKNISKA UNIVERSITET

ISBN 978-91-7673-130-7 | © 2015 ENERGIFORSK Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

## Förord

Det är troligt att ett större antal enfasiga solpaneler installeras framöver. En sådan situation kan leda till ökad obalans i lågspänningsnäten. Projektet, som har drivits av Energiforsks Risk- och Tillförlitlighetsprogram, kvantifierar risken för att tillåtna gränsvärden överskrids och att trefasutrustning drabbas. Projektet levererar även uppskattning av acceptansgränsen vid olika typer av realistiska elnät samt stora och små produktionsanläggningar. Avslutningsvis ger projektet rekommendationer angående behovet att ställa krav på solpaneler.

Math Bollen från Luleå tekniska universitet har varit projektledare för projektet. Han har arbetat tillsammans med Daphne Schwanz och Sarah Rönnberg som även de arbetar på Luleå tekniska universitet.

Stort tack till programstyrelsen för bra initiativ samt stöd till projektet. Programstyrelsen bestod av följande personer:

- Anders Richert, Elsäkerhetsverket (ordförande)
- Hans Andersson, Vattenfall Eldistribution
- Lars-Åke Persson, Ellevio
- Ola Ivarsson, E.ON Elnät
- Jenny Paulinder, Göteborg Energi
- Najib Mirkhani, Svk
- Pär-Erik Petrusson, Jämtkraft
- Sven-Åke Polfjärd, FIE
- Tommy Johansson, Energimarknadsinspektionen
- Susanne Olausson, Energiforsk (programansvarig)

Följande bolag har deltagit som intressenter till projektet. Energiforsk framför ett stort tack till samtliga företag för värdefulla insatser.

- Elsäkerhetsverket,
- Ellevio AB,
- Svenska kraftnät,
- Vattenfall Eldistribution AB,
- E.ON Elnät Sverige AB,
- Göteborg Energi AB,



- Jämtkraft AB,
- Föreningen Industriell Elteknik, FIE
- Skellefteå Kraft Elnät AB,
- Öresundskraft AB,
- Umeå Energi Elnät AB,
- Jönköping Energi Nät AB,
- Härjeåns Nät AB,
- C4 Elnät AB,
- Gävle Energi AB,
- Sundsvall Energi Elnät AB,
- AB Borlänge Energi,
- Borås Elnät AB

Stockholm i juli 2015 Susanne Olausson Energiforsk AB Forskningsområde Elnät Vindkraft och Solel

## Sammanfattning

#### Luleå tekniska universitet fick i uppdrag från Energiforsk att studera risker med obalans på grund av solpaneler med enfas växelriktare. Projektet är en del av riskanalysprogrammet. Projektet kom fram till följande resultat:

- För en stor del av nätet kommer risken att vara liten för att obalansen blir för stor, även om en stor del av kunder ansluter solpaneler genom enfasiga växelriktare.
   För ett typiskt lågspänningsnät på landsbygden visade det sig att anslutning av 6 kW växelriktare för nästan alla kunder, inte leder till att obalansen blir för stor. I svagare landsbygdsnät finns det en stor risk att 2-% gränsen i minusföljdspänning kommer att överskridas. Det gäller framförallt när det redan innan anslutningen finns höga värden på spänningens obalans.
- En tillkommande risk med anslutning av enfasiga anläggningar är att risken för överspänning ökar.
- Risken med för höga värden av obalans är att livslängden för trefasmotorer minskas. Men varaktighet av höga obalansvärden på grund av enfasig-anslutna solpaneler är begränsade. Därför förväntas det inga märkbara minskningar av livslängden.
- En annan risk är att trefasomriktare slås ut. Denna risk går inte att uppskatta med nuvarande information och förväntas vara stark beroende på fabrikat.
- Vid anslutning av enfas växelriktare mot svaga delar av nätet kommer obalansen med stor sannolikhet att överskrida de tillåtna värdena. Att ställa krav att alla växelriktare är trefasiga skulle förebygga detta. Men författarna anser ändå inte att det är rimligt att ställa detta krav på alla kunder. Istället är det mer rimligt att tillåta enfasväxelriktare för största delen av nätet men att ställa krav på trefasväxelriktare när förimpedansen överskrider ett visst värde. Gränsvärden på förimpedansen beror på storleken av panelen som ansluts.
- Det föreslås att elnätägarna får ansvar för att solpanelerna fördelas mellan de tre faserna. Det borde även bedömas vilka förberedande mätningar av förimpedans och befintlig sobalans är möjliga i de lågspänningsnät där solpaneler förväntas installeras.

Det gjordes allmänna beräkningar på förenklade nätmodeller, samt detaljerade beräkningar på ett typiskt landsbygdsnät hos Skellefteå Kraft Elnät. I sistnämnda fallet beräknades den så kallade transferimpedans-matrisen med hjälp av programvaran PowerFactory. Denna matris används i programvaran Matlab för att räkna ut obalansen för ett stort antal kombinationer.

Det finns i allmänhet begränsade kunskaper om obalans. Det behövs särskilda studier för att kartlägga konsekvenser av obalans samt nivåerna på obalans i Svenska lågspänningsnät.

Utöver det rekommenderar rapportens författare att metoden som används i rapporten, tillämpas på flera distributionsnät; starkare nät men även svagare nät.

Till slutet bör det påpekas att alla slutsatser och rekommendationer i denna rapport gäller endast obalans, inte andra former av påverkan av enfasig anslutna solpaneler.



### Summary

Luleå University of Technology has studied the risks of voltage unbalance due to solar panels with single-phase inverters. The project is part of the risk analysis program administrated by Energiforsk AB. The findings and recommendations of the project include the following:

• For a large part of the network, the risk that the unbalance becomes too large is small, even with a large proportion of customers connecting solar panels through single-phase inverters.\*

For a typical rural low-voltage network, it was shown that the connection of 6 kW single-phase inverters, for almost all customers, does not lead to excessively high unbalance.

For weak rural networks there is a great risk that the 2% limit in the negative sequence voltage will be exceeded. This is particularly true when the unbalance is already high before the connection of single-phase inverters.

With the connection of single-phase inverters, also the risk of overvoltage increases.

- High levels of unbalance increase the risk that the life of three-phase motors is reduced. The fraction of time with high unbalance is however small for unbalance caused by single-phase-connected inverters. There is therefore not expected any significant reduction in life.
- Another risk due to high levels of unbalance is the tripping of three-phased inverters. This risk is not possible to estimate with the available information and is expected to be strongly manucturer-dependent.
- When connecting single-phase inverter to weak parts of the network, the unbalance is very likely to exceed the permissible values. To set requirements that all inverters are three phase would prevent this. But it is not reasonable to require this for all customers. Instead, it is more reasonable to allow single-phase inverters for the largest part of the network but to set specific requirements when the source-impedance exceeds a certain value. This value depends on the size of the inverter that is connected.
- It is recommended that the network operators get the responsibility to spread the panels over the three phases. An assessment should be made of the possibilities to measure source impedance and existing unbalance in those low-voltage networks where solar panels are expected.

Computations were done on simplified network models, as well as on detailed model of a typical rural network of Skellefteå Kraft Elnät. In the latter case, the transferimpedance matrix has been calculated using the software PowerFactory. This matrix has been used in the software Matlab to calculate the unbalance for a large number of combinations.

There is generally limited knowledge of unbalance. There is a need for specific studies to identify the consequences of the unbalance and the existing levels of unbalance in the Swedish low-voltage networks.

Finally, it should be emphasized that all conclusions and recommendations in this report concern only unbalance and not any other impact of single-phase connected PV.



## Innehåll

1	Inled	Ining	9	
2	Berä	kning av	obalans	10
	2.1	Kvanti	ifiering av obalans	10
	2.2	Obala	ns från enfasiga enheter	10
	2.3	Ассер	tansgränsen	11
	2.4	Accep	tansgränsen för obalans	13
	2.5	Obala	ns och spänningshöjning	13
		2.5.1	Jämförelsen av olika nät	13
		2.5.2	En enkel relation	14
3	Exen	npelnät o	och beräkningar	16
	3.1	Samm	anfattning av beräkningsmetoden	16
	3.2	Exem	pelnät	16
	3.3	Result	tat	17
		3.3.1	En panel i en nod	17
		3.3.2	Transferimpedansen	17
		3.3.3	Flera PV anslutna till samma fas	18
		3.3.4	Flera PV sprid över faserna	19
		3.3.5	Sammanlagring mellan PV	19
		3.3.6	Slumpmässig fördelning av PV över faserna	20
		3.3.7	Bakgrundobalans	20
		3.3.8	Påverkan av trefasmaskiner	21
4	Disku	ussion		22
	4.1	Trefas	slaster	22
		4.1.1	Påverkan av obalansen på trefasmotorer	22
		4.1.2	Minskning av obalansen	23
		4.1.3	Påverkan på trefasomriktare	23
	4.2	Samm	anlagringseffekter	24
	4.3	Tillåtn	a värden på obalans	24
		4.3.1	Regelverket i Sverige	24
		4.3.2	Gränsvärden	25
	4.4	Anslut	tningskrav	25
	4.5	Variat	ion i plusföljdspänning	26
	4.6	Åtgärd	der vid enfasväxelriktaren	26
		4.6.1	Spänningsreglering	26
		4.6.2	Obalansskydd	27
5	Sluts	atser		28
	5.1	Risker	n att spänningens obalans blir för stor	28
		5.1.1	Risken för största del av nätet	28
		5.1.2	Risken för svaga delar av nätet	28



		5.1.3 Obalans och spänningshöjning	28
	5.2	Risken att trefasutrustning kommer att drabbas	29
	5.3	Uppskatta rimliga acceptansgränser	29
		5.3.1 Anslutning mot referensimpedans	29
		5.3.2 Anslutning mot olika typer av nät	30
	5.4	Bedöma behovet på att ställa krav på växelriktare	30
	5.5	Framtida arbete	31
6	Refer	renser	32
7	Hosti	ing capacity calculations using simplified models	33
	7.1	Large units	33
	7.2	Many small units	35
	7.3	Does unbalance or voltage rise limit the hosting capacity in the low- voltage network?	38
		7.3.1 General	38
		7.3.2 Two-kilometre feeder	38
		7.3.3 One-kilometre feeder	38
		7.3.4 Early conclusions	39
	7.4	Impact of three-phase loads	39
8	Detai	ils of the example network	41
9	Resul	lts from Power Factory	43
	9.1	Voltage before connection	43
	9.2	Voltages due to connection of single PV	43
	9.3	Transfer impedance matrix	46
	9.4	Adding three-phase induction-motor load	47
10	Resul	Its from Matlab calculations	49
	10.1	PV Connected at One Location	49
	10.2	PV connected in the same phase at different locations	50
	10.3	PV connected in different phases at one location	52
	10.4	PV Connected in Different Phases at Different Locations	53
	10.5	PV connected at one location - adding three-phase induction motor	54
	10.6	Panels at one location, with different tilt angle	55
	10.7	Panels in different phases at three different locations	59
	10.8	Impact of the background unbalance	61
	10.9	Random connection of PV	63
11	A sim	ple illustration of the superposition principle	68
	11.1	Linearity	68
	11.2	Superposition	69
	11.3	Transfer functions and impedances	70
12	Matla	ab scripts	71



## 1 Inledning

Luleå tekniska universitet fått i uppdrag från Energiforsk att studera risker med obalans på grund av solpaneler med enfas växelriktare. Projektet är del av riskanalysprogrammet.

Mål med projektet var att

- Uppskatta hur stor risken är att spänningens obalans blir för stor för olika typer av nät, som funktion av mängden solpaneler med enfas växelriktare;
- Uppskatta hur stor risken är att trefasutrustning kommer att överhettas eller drabbas på ett annat sätt.
- Uppskatta rimliga acceptansgränser för solpaneler med enfas växelriktare
- Bedöma behovet av att ställa krav på trefasiga växelriktare för solpaneler.

För att förenkla texten kommer det att på flera ställen i rapporten att användas förkortningen "PV" för att referera till photovoltaic solpaneler anslutna till nätet via en växelriktare. Om det inte anges annat i texten, då är växelriktaren enfasig.

Denna rapport sammanfattar resultat av projektet i kapitel 3. Några basbegrepp introduceras i kapitel 2, medan en diskussion av resultat finns i kapitel 4.

Detaljer av beräkningarna finns på engelska i kapitel 7 tom 11, mot slutet av rapporten.



### 2 Beräkning av obalans

Obalans, eller mer specifikt "spänningsobalans" är ett elkvalitetsfenomen<sup>1</sup> då spänningens amplitud är olika mellan de olika fas-fas och/eller fas-noll spänningarna. Föreskrifterna om spänningskvalitet i Sverige [2] använder begreppet "spänningsosymmetri" som definieras på följande sätt: "tillstånd i ett flerfassystem i vilket effektivvärdena hos fasspänningarna eller fasvinklarna mellan närliggande faser inte är lika". I denna rapport används begreppet "obalans" som synonym for detta.

Obalans orsakas av obalanserade laster, framförallt enfaslaster, och av osymmetrier i nätet, framförallt långa icke transponerade luftledningar [3]. Även enfasanslutna solpaneler är en källa till spänningobalans och rapporten kommer att rikta sig mot dessa.

Stora värden på obalans leder till stora strömmar och uppvärmning av trefasapparater. Roterande maskiner har traditionellt varit det som påverkades mest av obalans i spänningen. Om obalansen överskrider 1 % krävs det en nedklassning av maskinen. Vid 2 % obalans blir nedklassningen 4 % enligt UIE rekommendationer [3][4]. Vid 3 % obalans rekommenderas det 10 % nedklassning.

Även trefasomriktare blir påverkade av obalans i spänningen. För vissa typer av omriktare (sex-puls diodlikriktare) kan redan en liten obalans i spänning leda till en stor skillnad i ström mellan faserna. Det kan även leda till att strömmen i en fas försvinner helt med konsekvens att skyddet löser ut omriktaren.

#### 2.1 KVANTIFIERING AV OBALANS

Obalans kan kvantifieras på olika sätt. Amerikanska standarder brukar kvantifiera obalans genom skillnader i spänningens amplitud. Europeiska standarder använder istället symmetriska komponenter. Det finns inget "rätt sätt" att kvantifiera obalans; symmetriska komponenter ger en bättre uppskattning av hur obalansen påverkar roterande maskiner, medan skillnaden i spänningens amplitud är mer relevant för trefasiga diodlikriktare. Sistnämnde är också mer relevant för nätplaneringen eftersom det anger direkt hur mycket obalansen påverkar utrymmet mellan högsta och lägsta spänningsamplitud i distributionsnätet. Det kan finnas stora skillnader i värden för olika metoder att kvantifiera obalans [5].

Regelverket i Sverige ger gränsvärden för obalans och då används symmetriska komponenter. Enligt EIFS 2013:1 får 10-minuters värde av minusföljdspänning inte överskrida 2 % av plusföljdspänning. Eftersom minusföljdspänningen används i föreskrifterna i Sverige, kommer vi att använda minusföljdspänningen för att kvantifiera obalans i denna rapport.

#### 2.2 OBALANS FRÅN ENFASIGA ENHETER

En enfas produktionsenhet med skenbar effekt S<sub>prod</sub> ansluten till en spänning med amplitud U, injekterar en ström med amplitud

<sup>&</sup>quot;leveranskvalitet" som delas upp i "leveranssäkerhet" och "spänningskvalitet". Även begreppet "spänningsgodhet" används.



<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Det används andra begrepp också. Enligt energimarknadsinspektionen är huvudbegreppet

$$I = \frac{S_{prod}}{U}$$

I termer av symmetriska komponenter är det en kombination av plusföljd, minusföljd och nollföljdström, då alla tre är lika med en tredjedel av fasströmmen. Minusföljdströmmen blir då:

$$I^{\min} = \frac{I}{3} = \frac{S_{\text{prod}}}{3 \times U}$$

Om impedansen av nätet vid anslutningspunkten, för minusföljden, är lika med Z<sup>min</sup> då blir minusföljdspänningen på grund av produktionsenheten lika med

$$U^{\min} = \frac{S_{\text{prod}} \times Z^{\min}}{3 \times U_n}$$

Då det antas att spänningen vid enhetens klämmor är lika med märkspänningen  $U_n$ . Om det finns ett krav på att minusföljdspänningen inte får överskrida ett gränsvärde  $U_{gr}^{\min}$  då finns det en övre gräns på hur stor enheten får vara:

$$S_{prod} < \frac{3 \times U_n \times U_{gr}^{min}}{Z^{min}}$$

Minusföljdimpedansen är ganska lika med plusföljdimpedansen och varierar därmed också mycket mellan olika punkter i lågspänningsnätet. För att testa små apparater mot flimmer har det introducerats en referensimpedans i IEC60725. Impedansen är tänkt att ge ett värde som inte överskrids av förimpedansen<sup>2</sup> hos största delen av lågspänningskunder i Europa (95 % är antalet som brukar nämnas). Plus- och minusföljdimpedansen för denna referens är  $0,4 + j0.25 \Omega$ , som ger ett absolut belopp på  $0,47 \Omega$ .

Om vi antar att minusföljdimpedansen 0,5  $\Omega$ , (omkring lika med referensimpedansen) då kan vi uppskatta hur stora enfasenheter som kan anslutas till nätet. Med  $Z^{min} =$ 0,5 $\Omega$ , U<sub>n</sub> = 230 V och gränsvärdet lika med 2 % av nominell spänning, blir största tillåta enfasenheten lika med 6,3 kVA.

I standarden om flimmer från enfasapparater jämförs flimmer med anslutning av apparaten till referensimpedansen, med gränsvärden för spänningsflimmer. Om flimret är mindre än gränsvärdet, då är apparaten tillåten att säljas i Europa och därmed i Sverige.

Vid samma resonemang och beräkningen ovan skulle det vara tillåtet att ansluta enfasenheter till 6,3 kVA till lågspänningsnätet i Sverige. Eftersom det finns nästan inget reaktiv-effektutbyte mellan solpaneler och nätet, blir det en gräns på omkring 6 kW.

I Kapitel 9 och Kapitel 10 studeras i mer detalj vad konsekvenserna blir av 6-kW enfasanslutna solpaneler i lågspänningsnät.

#### 2.3 ACCEPTANSGRÄNSEN

Begreppet acceptansgräns (på engelska "hosting capacity") introducerades 2004 som del av ett Europeiskt projekt för att möjliggöra en transparant diskussion mellan olika

 $<sup>^2</sup>$ Förimpedansen är källimpedansen (enligt Theveninekvivalenten) av nätet vid anslutningspunkten av en kund.



intressenter om hur mycket produktion som kan anslutas till ett distributionsnät [6][7][8]. Acceptansgränsmetoden baseras på definitionen av ett antal prestandaindex för nätet tillsammans med gränsvärden för varje index som inte får överskridas eller underskridas. Tillämpningen av begreppet och metoden har växt mycket under de senaste åren [1][9][10][11].

Principen av metoden visas i Figur 1: det definieras ett prestandaindex och en prestandagräns. Så länge värdet av index är under gränsen, då anses nätets prestanda vara acceptabelt. Även om anslutning av ny produktion kan leda till en försämring, då kan det ändå vara acceptabelt. Men så snabbt prestandagränsen överskrids, då blir försämringen oacceptabel och acceptansgränsen överskriden.



#### Mängden produktion



I figuren visas det bara ett prestandaindex. I verkligheten finns det flertal prestandaindex som inte får överskridas. Då är det indexet som överskrider sin gräns först som sätter acceptansgränsen. Det illustreras i Figur 2.



Amount of generation

Figur 2. Acceptansgränsmetoden med flera index

Viktigt med acceptansgränsmetoden är att det ska definieras prestandaindex och gränsvärden för dessa. Själva beräkningen av acceptansgränsen ger ibland tekniska utmaningar och kräver insyn i kraftsystemet och kraftsystemberäkningar också, men



största utmaningen vid klassiska fenomen (som spänningsvariationer och överlast, men även obalans) är i valet av prestandaindex och gränsvärden. Det är denna del av metoden som ger transparansen och som gör att metoden är bra som ett kommunikationsverktyg mellan olika intressenter.

#### 2.4 ACCEPTANSGRÄNSEN FÖR OBALANS

Acceptansgränsmetoden har tillämpats på en enkel modell av lågspänningsnätet och resultaten av detta visas i Kapitel 7 av rapporten och sammanfattas här. Det antas i beräkningarna i Kapitel 7 att alla solpaneler är anslutna på samma ställe i nätet, då det skiljs mellan alla paneler anslutna till samma fas (eller en stor enfas anläggning, som ger samma resultat) och panelerna slumpmässig spridda över faserna.

Resultaten för alla paneler på samma fas visas i Tabell 1. Som gränsvärde antas det att bidraget till minusföljdspänning på grund av solpaneler inte får överskrida 1 % av märkspänningen. För stadsnät, jordkabel, stora transformatorer, kort kabel, går det att ansluta mer än 10 kW. På landsbygdsnät, med mindre transformatorer och längre kabel, finns det betydligt mindre utrymme att ansluta. Jordkabel längre än 1 km på större transformatorer (som 400 kVA) är inte något som finns, men möjligen enskillda undantag.

Tabell 1. Acceptansgräns för anslutning av enfasiga solpaneler till ett lågspänningsnät med olika längden av ledning/kabel och olika transformatorstorlek, alla paneler anslutna i samma fas; gränsvärdet 1 % för minusföljdspänning

	400 kVA	200 kVA	100 kVA	50 kVA
	jordkabel	jordkabel	luftledning	luftledning
0.5km	16 kW	13 kW	6,9 kW	5,2 kW
1km	9,3 kW	8,4 kW	4,2 kW	3,4 kW
2km	-	4,7 kW	2,3 kW	2,0 kW

I Tabell 2 visas acceptansgränsen när det antas att panelerna fördelas slumpmässigt över faserna. Som storlek för individuella paneler antas det 1 kW och minusföljdspänningen som jämfördes med gränsvärdet är 95-% värdet av sannolikhetsfördelningen.

Tabell 2. Acceptansgräns för anslutning av enfasiga solpaneler till ett lågspänningsnät med olika längden av ledning/kabel och olika transformatorstorlek,, panelerna slumpmässig spridda över faserna; gränsvärdet 1 % för minusföljdspänning; storleken 1 kW på individuella paneler

	400 kVA	200 kVA	100 kVA	50 kVA
	Jordkabel	jordkabel	luftledning	luftledning
0.5km	186 kW	126 kW	31 kW	17 kW
1km	58 kW	46 kW	11,5 kW	7,5 kW
2km	-	14.5kW	3,5 kW	2,5 kW

#### 2.5 OBALANS OCH SPÄNNINGSHÖJNING

#### 2.5.1 Jämförelsen av olika nät

Det gjordes även en bedömning av under vilka förhållanden, obalans skulle vara ett hårdare krav att uppfylla än spänningsökning. Denna bedömning gjordes för 1000 och 2000 meter längd på kabel och luftledning. Resultaten visas i Tabell 3 och Tabell 4.



Det visas att obalans dominerar (dvs. sätter acceptansgränsen) för ledare med större yta, för längre kabel eller ledning, och för mindre transformatorer. Men det ska beaktas att det också till stor del beror på vilka förhållanden det finns innan anslutning av panelerna.

	25 mm <sup>2</sup>	50 mm <sup>2</sup>	120 mm <sup>2</sup>	240 mm <sup>2</sup>	
200 kVA och	Spännings- Spännings-		obalans	obalans	
kabel	bel ökning ökning		obalalis		
100 kVA och Spännings-		abalana	abalana	abalana	
ledning	ökning	obalans	obalalis	obalans	
50 kVA och	Spännings-	-h-l	abalana	a la al a ma	
ledning	ökning	odalans	odalans	obalans	

Tabell 3. Dominerande fenomen vid 2000 meter ledning eller kabel, för olika transformer och kabelparametrar

Tabell 4. Dominerande fenomen vid 1000 meter ledning eller kabel, för olika transformer och kabelparametrar

	25 mm <sup>2</sup>	50 mm <sup>2</sup>	120 mm <sup>2</sup>	240 mm <sup>2</sup>
400 kVA och	Spänningsökning	Spänningsökning	Spänningsökning	Spänningsökning
kabel				
200 kVA och	Spänningsökning	Spänningsökning	Spänningsökning	obalans
kabel				
100 kVA och	Spänningsökning	Spänningsökning	Spänningsökning	obalans
ledning				
50 kVA och	Spänningsökning	Spänningsökning	obalans	obalans
ledning				

#### 2.5.2 En enkel relation

Obalans och spänningshöjning på grund av enfasansluten PV kan relateras på ett annat sätt också. Antar en växelriktare med en ström *I* (enfasig). Då blir ökning i spänningen lika med:

$$\Delta U = \frac{1}{3}(R_1 + R_2 + R_0) \times I$$

Då  $R_1$ ,  $R_2$  och  $R_0$  är plusföljd, minusföljd och nollföljdsresistansen vid anslutningspunkten.

Obalansen på grund av PV (om vi bortser från bakgrundsobalansen) blir lika med:

$$U_2 = \frac{1}{3}Z_2 \times I$$

Då Z<sub>2</sub> är minusföljdimpedansen.

Förhållandet mellan spänningsökning och minusföljdsspänning vid enfasiga PV blir då:

$$\frac{\Delta U}{U_2} = \frac{R_1 + R_2 + R_0}{Z_2}$$

För att uppskatta storleksordningen, gör vi en grov approximation:  $R_1 \approx R_2 \approx R_0$  och  $R_2 \approx Z_2$  och då får man från:

$$\Delta U \approx 3 \times U_2$$



Spänningsökning är omkring tre gånger minusföljdspänningen. En obalans på runt 1 % kommer att inträffa vid spänningshöjningar kring 3 % och när obalansen överstiger 2 %, kommer spänningshöjningen att bli kring 6 %.

Obalansen kommer att överskrida gränsvärdet mer sannolikt vid hög produktion under hög last, när det redan finns högra värden på obalans. Spänningens amplitud kommer att överskrida gränsvärdet (överspänningsvärdet) mer sannolikt vid hög produktion under låg last. Obalansen kommer därför att sätta gränsen på mängden solkraft framförallt i delar av nätet där det finns hög förbrukning mitt på dagen. Vid delar av nätet då förbrukningen är låg mitt på dagen, då är det främst spänningshöjningen som sätter gränsen. Sistnämnde situation förväntas i områden med hushållslast.



### 3 Exempelnät och beräkningar

#### 3.1 SAMMANFATTNING AV BERÄKNINGSMETODEN

Beräkningen i ett befintligt nät använder superposition. Det kombineras beräkningar i PowerFactory med beräkningar i matlab.

Obalansen på ett visst ställe i nätet (typiskt vid en kund) beror på bidraget från alla osymmetriska apparater (i praktiken framförallt enfaslaster och enfas produktionsenheter) anslutna till nätet plus bidraget på grund av osymmetri i själva nätet.

I beräkningarna skiljs det mellan bidraget från enfasiga solpaneler och alla andra bidrag till obalansen. Summan av alla andra bidrag refereras till som "bakgrundobalans"; den är lika som obalansen om det inte finns några enfasiga paneler anslutna till nätet. Om det finns flera paneler anslutna till samma lågspänningsnät, då bidrar varje panel till en del av obalansen. För att särskilja bidraget från varje panel, räknas det ut vad transferimpedansen<sup>3</sup> är från anslutningspunkten av panelen till punkten då obalansen räknas ut.

Minusföljdspänningen räknas ut med hjälp av följande uttryck, för varje tidsperiod h

$$U_r^{\text{neg}}(h) = E^{\text{neg}}(h) + \sum_{s=1}^{N} Z_{rs}^{\text{neg}} \times I_s^{\text{neg}}(h)$$

Då  $U_r^{neg}(h)$  är minusföljdspänningen ("negative-sequence voltage" på engelska) i punkt r efter anslutning av solpaneler i punkterna 1 tom N;  $E^{neg}(h)$  är minusföljdsspänningen innan anslutning av solpanelerna;  $I_s^{neg}(h)$  är minusföljdströmmen som injiceras av solpanelen på punkt s; och  $Z_{rs}^{neg}$  är minusföljdstransferimpedansen från punkt s till punkt r.

#### 3.2 EXEMPELNÄT

Beräkningarna utfördes för ett typiskt lågspänningsnät på landsbygd utanför Skellefteå, då sex kunder är anslutna till samma 100 kVA distributions-transformator, på avståndet mellan 133 och 475 meter från transformatorn. Nätet med kabellängder visas i Figur 3, då CB1 tom CB6 anger noderna som kunder är anslutna till (CB står för "customer bus"). Detaljer om nätet finns i Kapitel 8.

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Transferimpedansen är förhållandet av spänning (i detta fall minusföljdsspänning) på ett visst ställe i nätet som funktion av en ström (i detta fall minusföljdström) på ett annat ställe i nätet.





Figur 3. Exempelnät med kabellängden och sex kunder (CB1 ... CB6)

#### 3.3 RESULTAT

#### 3.3.1 En panel i en nod

Obalansen räknades ut för varje nod i exempelnätet när det ansluts en 6-kW PV med enfasväxelriktare i denna nod. Det antas att det inte finns några andra paneler anslutna och bakgrundobalansen försummas. Resultaten visas i andra kolumnen av Tabell 5. Obalansen varierar mellan 0,5 och 1 % beroende på var panelen ansluts.

Nod	Obalans	HC (1 %)	HC (2 %)
CB1	0.81 %	7,4 kW	14,9 kW
CB2	0,56 %	10,7 kW	21,5 kW
CB3	0,69 %	8,7 kW	17,4 kW
CB4	1,01 %	5,9 kW	11,9 kW
CB5	0,46 %	13,0 kW	26,1 kW
CB6	0,90 %	6,5 kW	13,3 kW

Tabell 5. Anslutning av en PV på en nod

Acceptansgränsen ("hosting capacity", H.C.) räknades också ut och visas i tredje och fjärde kolumnen i samma tabell. Tredje kolumnen ger storleken på panelen som ger 1 % obalans, om det inte tas hänsyn till bakgrundobalansen innan anslutningen. En 6-kW växelriktare kan anslutas på alla sex noderna, även om det bara tillåts 1 % bidrag till minusföljdsspänningen. Fjärde kolumnen anger acceptansgränsen för 2 % obalans. Värdet är två gånger värdet i tredje kolumnen.

#### 3.3.2 Transferimpedansen

Transferimpedansen räknades ut för exempelnätet och visas i Tabell 6. Högsta värdena finns för diagonalelementen; obalansen på grund av en enfasväxelriktare är högst nära



anslutningspunkten. Tabellen visar också att vinkeln är olika för olika element i matrisen. Ju mindre impedansens amplitud, ju större vinkeln. En av konsekvenser av detta är att amplituden av obalansen från PV anslutna i samma fas vid olika noder inte kommer att direkt adderas. Istället kommer det att finnas en viss kompensation.

	CB1	CB2	CB3	CB4	CB5	CB6
CB1	$0.37 \ \Omega \angle 22,5^{\circ}$	0,21 $\Omega \angle 38,1^{\circ}$	0,19 $\Omega \angle 43,0^{\circ}$	$0,\!19~\Omega \angle 43,\!0^\circ$	0,19 $\Omega \angle 43,0^{\circ}$	$0,\!19\Omega \angle 43,\!0^\circ$
CB2	0,21 $\Omega \angle 38,2^{\circ}$	0,27 $\Omega \angle 31,2^{\circ}$	0,19 $\Omega \angle 43,0^{\circ}$	$0,\!19~\Omega \angle 43,\!0^\circ$	0,19 $\Omega \angle 43,0^{\circ}$	$0,\!19\Omega \angle 43,\!0^\circ$
CB3	0,19 $\Omega \angle 43,0^{\circ}$	0,19 $\Omega \angle 43,0^{\circ}$	0,32 $\Omega \angle 25,8^{\circ}$	$0,\!19~\Omega \angle 43,\!0^\circ$	0,19 $\Omega \angle 43,0^{\circ}$	$0,\!19\Omega \angle 43,\!0^\circ$
CB4	0,19 $\Omega \angle 43,0^{\circ}$	0,19 $\Omega \angle 43,0^{\circ}$	0,19 $\Omega \angle 43,0^{\circ}$	$0{,}47\Omega \angle 17{,}7^{\circ}$	0,22 $\Omega \angle 42,2^{\circ}$	$0,\!19\Omega \angle 43,\!0^\circ$
CB5	0,19 $\Omega \angle 43,0^{\circ}$	0,19 $\Omega \angle 43,0^{\circ}$	0,19 $\Omega \angle 43,0^{\circ}$	$0{,}19\Omega \angle 43{,}0^{\circ}$	0,29 $\Omega \angle 37,4^{\circ}$	$0,\!19\Omega \angle 43,\!0^\circ$
CB6	$0,\!19~\Omega \angle 43,\!0^\circ$	$0,\!19\Omega \angle 43,\!0^\circ$	$0,\!19\Omega \angle 43,\!0^\circ$	0,19 $\Omega \angle$ 43,0°	$0,\!19~\Omega \angle 42,\!2^\circ$	$0,\!42\Omega \angle 19,\!5^\circ$

Tabell 6. Transferimpedansmatrisen för exempelnätet, ingen trefaslast

Det ska läggas märke till att plus- och minusföljdspänningen, som räknas ut från Digsilent PowerFactory, uttrycks som huvudspänningar. Det vill säga att plusföljdspänningen, i vanlig drift, är kring 400 V, inte kring 230 V. Det ska tas hänsyn till i tolkningen av minusföljdimpedanserna också.

#### 3.3.3 Flera PV anslutna till samma fas

Med hjälp av transferimpedansen har det räknats ut vad obalansen blir vid de sex kunderna för olika kombinationer av PV anslutna till samma och till olika fas. En sammanfattning av resultat för PV anslutna till samma fas visas i Tabell 7. Detaljerna, för alla kombinationer, visas i Avsnitt 10.2.

I tabellen skiljs det mellan PV anslutna i noden där obalansen bedöms (markerat som "här" i tabellen) och PV anslutna i andra noder (markerat som "där"). Sistnämnda innehåller i flesta fall flera kombinationer och det kan finnas en spridning av obalansen. Om spridningen är liten anges det ett medelvärde i tabellen; om spridningen är stor anges det ett interval.

Högsta obalans som uppstår inträffar vid nod CB4 när det finns PV i alla noder och alla på samma fas. Obalansen blir i detta fall 2,96 %. Obalansen är högre i noder med PV än i noder utan PV. Högsta värde för obalans i en nod utan PV är lite över 2 %; det inträffar när det finns PV i alla andra noder och är omkring samma för alla noder.

Om kravet är att obalansen inte ska överskrida 2 % i noder utan PV, då kan det anslutas fyra PV till nätet. Högsta värdet på obalans är då 1,7 % i noder utan PV och 2,16 i noder med PV.



Här	Där	CB1	CB2	CB3	CB4	CB5	CB6
1	0	0,80 %	0,56 %	0,69 %	1,00 %	0,46 %	0,90 %
0	1	0,40-0,45 %	0,40-0,45 %	0,40 %	0,40 %	0,40 %	0,40 %
1	1	1,18-1,24%	0,95-1,01%	1,08 %	1,37 %	0,86 %	1,27 %
0	2	0,80-0,85%	0,80-0,85%	0,80 %	0,81 %	0,81 %	0,81 %
1	2	1,58-1,64 %	1,35-1,41 %	1,47 %	1,77 %	1,27 %	1,67 %
0	3	1,20-1,26 %	1,20-1,26 %	1,20 %	1,21 %	1,21 %	1,21 %
1	3	1,97-2,03 %	1,75-1,80 %	1,87 %	2,16 %	1,67 %	2,07 %
0	4	1,60-1,66 %	1,60-1,66 %	1,60 %	1,62 %	1,62 %	1,62 %
1	4	2,37-2,43 %	2,15-2,20 %	2,27 %	2,56 %	2,07 %	2,47 %
0	5	2,06 %	2,06 %	2,01 %	2,03 %	2,02 %	2,03 %
1	5	2,83 %	2,61 %	2,67 %	2,96 %	2,48 %	2,87 %

Tabell 7. Obalans i alla noder för ett till sex PV anslutna i samma fas

#### 3.3.4 Flera PV sprid över faserna

Obalansen har också räknats ut när panelerna fördelas över faserna. Resultat visas i detalj i Avsnitt 10.3 samt Avsnitt 10.4 och sammanfattas i Tabell 8. När PV fördelas över faserna är värsta fallet som kan inträffa lika med fallet då det ansluts en PV. Vid anslutning av flera paneler kommer de att jämna ut varandras minusföljdspänning. Värsta fallet är nu anslutningen av första PV, eftersom det finns då ingeting att kompensera.

Här	Där	CB1	CB2	CB3	CB4	CB5	CB6
1	0	0,80 %	0,56 %	0,69 %	1,00 %	0,46 %	0,90 %
2	0	0,74 %	0,52 %	0,64 %	0,94 %	0,43 %	0,84 %
1	1	0,52%	0,38-0,53 %	0,45-1,17 %	0,67-0,98 %	0,37-0,44 %	0,88 %
0	2	0,37-0,52 %	0,37 %	0,37 %	0,38 %	0,38 %	0,38%
3	0	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
1	2	0,42 %	0,17 %	0,30 %	0,62 %	0,06 %	0,51 %
0	3	0-0,06 %	0-0,06 %	0,00 %	0,01 %	0,01 %	0,01 %

Tabell 8. Obalans vid alla noder, för ett till tre PV anslutna till olika faser

#### 3.3.5 Sammanlagring mellan PV

Att fördela PV över faserna betyder inte att det inte kommer att finnas någon obalans. Delvis finns det olika bidrag från PV på olika ställen, som behandlades i förra avsnittet. Utöver det kommer olika PV att producera olika mängder effekt. Det finns olika



anledningar för detta, men det som anses vara dominerande är att de inte har samma riktning på lutningen. Det behandlas i Avsnitt 10.6 och Avsnitt 10.7 hur det påverkar obalansen.

För tre PV av samma storlek anslutna på samma ställe i nätet, men med olika lutning, visas det att obalansen av alla tre tillsammas är högst 82 % av obalansen från en PV. Anslutning av en PV (enfasig) är därmed fortfarande värsta fallet.

Samma visas för tre paneler anslutna i tre olika faser på tre olika ställen i exempelnätet.

#### 3.3.6 Slumpmässig fördelning av PV över faserna

Simuleringar för PV slumpmässigt fördelade över noderna och faserna visas i Avsnitt 10.9. Det visas att även vid enfas PV anslutna (av 6 kW storlek) till alla faser, kommer det vara mindre än 10 % sannolikhet att minusföljdspänningen överskrider 2 %. Vid en av kunderna (CB6) finns det mer än 5 % sannolikhet för detta vid 5 eller 6 PV anslutna till nätet.

När maximum storlek av enfasiga växelriktare begränsas till 4.6 kW finns det bara en mycket liten sannolikhet för en av kunderna; för 3-kW växelriktare blir obalansen aldrig mer än 1.6 %.

#### 3.3.7 Bakgrundobalans

Det gjordes mätningar av obalans vid en lågspänningskund. Från uppmätta 10minutersvärden för huvudspänningarna beräknades amplitud och fasvinkel av minusföljdsspänning. Minusföljdsspänning från anslutning av en 6-kW växelriktare adderades och det erhålls en fördelningsfunktion. Detaljerna visas i Avsnitt 10.8. En sammanfattning av resultat visas i Tabell 9.

Det spelar en stor skillnad på vilken fas PV ansluts; vid anslutning till fas C är obalansen (90-% värdet) kring 0,9 %, medan den är mellan 1,5 och 1,9 % när samma PV ansluts till fas B. Samma påverkan finns för 100-% värden.

		CB1	CB2	CB3	CB4	CB5	CB6
А	95%	1,02 %	0,80 %	0,92 %	1,22 %	0,74 %	1,12 %
В	95%	1,70 %	1,46 %	1,59 %	1,90 %	1,36 %	1,79 %
С	95%	0,91 %	0,89 %	0,90 %	0,97 %	0,91 %	0,93 %
А	100%	1,27 %	1,05 %	1,16 %	1,47 %	0,98 %	1,37 %
В	100%	1,95 %	1,71 %	1,84 %	2,14 %	1,61 %	2,04 %
С	100%	1,14 %	1,14 %	1,12 %	1,17 %	1,16 %	1,14 %

Tabell 9. 95-percentil och högsta värdet av minusföljdspänningen (som procent av märkspänningen) vid anslutning av 6 kW PV till exempelnätet, när bakgrundsobalans tas med

Resultatet kommer att bero på fördelningen av fasvinkel av minusföljdspänningen, samt på impedansen av nätet. Det kan inte dras några allmänna slutsatser av detta, utöver av att det kan spela en stor roll till vilken fas växelriktaren ansluts. Men för att



kunna ta ett beslut om detta, behövs det mätning av obalans (magnitud och fasvinkel) över en längre period.

Resultaten i tabellen visar också på en stor skillnad mellan 95-% och 100-% värdet av obalans. Den stokastiska karaktären av solkraft togs inte med i beräkningarna som var underlag till tabellen. Skillnaden mellan 95-% och 100-% värden av obalans kommer troligen att vara ännu större om det skulle tas med.

#### 3.3.8 Påverkan av trefasmaskiner

Beräkningarna upprepades då det fanns en 16 kW asynkronmotor ansluten vid varje nod (se även avsnitt 4.1); resulterande värden på transferimpedansen, obalans och acceptansgränsen finns i Tabell 10 och Tabell 11.

	CB1	CB2	CB3	CB4	CB5	CB6
CB1	0,30Ω ∠24,4°	0,15Ω ∠54,6°	0,13Ω∠63,5°	0,13Ω∠64,1°	0,13Ω∠63,5°	0,13Ω ∠64,0°
CB2	0,15Ω ∠37,0°	0,19Ω ∠37,0°	0,13Ω∠59,8°	0,13Ω∠60,2°	0,13Ω∠59,6°	0,13Ω∠60,1°
CB3	0,13Ω ∠62,0°	0,13Ω ∠61,7°	0,25Ω ∠27,9°	0,13Ω∠61,4°	0,13Ω∠60,8°	0,13Ω∠53,7°
CB4	0,12Ω ∠67,2°	0,12Ω ∠66,9°	0,12Ω ∠65,9°	0,40Ω ∠17,9°	0,13Ω∠64,5°	0,13Ω ∠65,0
CB5	0,13Ω∠58,4°	0,13Ω ∠58,2°	0,13Ω∠57,2°	0,13Ω∠56,3°	0,15Ω ∠46,3°	0,13Ω∠56,2°
CB6	0,13Ω ∠65,6°	0,12Ω ∠65,3°	0,13Ω ∠64,4°	0,13Ω ∠63,5°	0,13Ω ∠62,9°	0,35Ω ∠20,00°

Tabell 10. Transferimpedansmatrisen för exempelnätet, med trefaslast

med trefaslast)
r

Nod	Obalans	HC (1 %)	HC (2 %)
CB1	0,65 %	9.1 kW	18.3 kW
CB2	0,41 %	14.5 kW	28.9 kW
CB3	0,54 %	11.0 kW	22.0 kW
CB4	0,86 %	6.9 kW	13.9 kW
CB5	0,32 %	18.4 kW	36.9 kW
CB6	0,75 %	7.9 kW	15.9 kW

Fallen med och utan trefaslast jämförs i Tabell 12. Trefaslaster ger en betydlig minskning av obalans och en motsvarande ökning av acceptansgränsen.

Tabell 12. Jämförelsen (obalans med 6-kW PV och acceptansgräns) räknat ut med och utan trefaslast i modellen

	Utan trefaslast		Med tr	efaslast
Nod	Obalans	HC (1 %)	Obalans	HC (1 %)
CB1	0.81 %	7,4 kW	0,65 %	9.1 kW
CB2	0,56 %	10,7 kW	0,41 %	14.5 kW
CB3	0,69 %	8,7 kW	0,54 %	11.0 kW
CB4	1,01 %	5,9 kW	0,86 %	6.9 kW
CB5	0,46 %	13,0 kW	0,32 %	18.4 kW
CB6	0,90 %	6,5 kW	0,75 %	7.9 kW



### 4 Diskussion

#### 4.1 TREFASLASTER

Det har visats att trefaslaster kan ge en betydlig minskning av spänningens obalans. Minskningen är större vid svagare nät, dvs större plusföljdimpedans vid anslutningspunkten.

Samtidigt är det trefaslaster som drabbas av obalansen. Om det bara finns enfasiga laster anslutna då spelar spänningsobalans ingen roll. Men en sådan situation är inte sannolik på landsbygdsnät i Sverige.

#### 4.1.1 Påverkan av obalansen på trefasmotorer

För trefasiga motorer är konsekvenserna av obalans ganska väl kända. Obalansen i spänning ger minusföljdströmmar genom motorn som ger ytterligare uppvärmning av motorn. Enligt rekommendationer från UIE [3][4], så behövs det en nedklassning av motorernas märkeffekt vid obalans större än 1 %. Vid 2 % obalans i spänning behövs det 3 % nedklassning; vid 3 % obalans i spänning behövs det hela 10 % nedklassning. Till exempel en 16 kW motor får, vid 3 % obalans i spänningen, bara belastas till 14,4 kW (90 % av 16 kW). Vid en hög belastning och hög obalans kommer motorn att överhettas, vilket minskar livslängden.

En översikt av konsekvenser av osymmetri för trefasiga asynkronmaskiner visas i Tabell 13. Tabellen kommer från [12] med [13] och [14] angiven som källan.

Osymmetri i	Minskning i	Förväntad	Nedmärkning
spänning	verkningsgrad	livslängd	
0	0	20 år	0
1 %	0-0,5 %	10 år	2 %
2 %	1-2 %	5 år	5 %
3 %	2-3 %	2,5 år	12 %
4 %	3-4 %	1,25 år	18 %

Tabell 13. Påverkan av spänningsosymmetri på asynkronmaskiner [12]

Vid tolkningen av tabellen är det viktigt att förväntade livstiden gäller för en situation då motorn utsatts för obalansen kontinuerligt. Utöver det är det författarnas intryck att minskning i förväntad livslängd är betydligt pessimistisk. Men detta kan inte styrkas, utan en ytterligare studie, så vi antar nedan att värden i tabellen ger rätt representation av påverkan.



Höga värden av obalans på grund av solkraft kommer att inträffa ett begränsat antal timmar om året. Och för varje timme med hög obalans kommer det att bli en minskning av livslängd. Vi antar, för att illustrera vad som händer, att solpaneler ger obalans lika med 3 % under 100 timmar varje år. Då blir det en minskning av livslängd med

$$\frac{100}{2,5 \times 8760} = 0,46\%$$

Utan obalans minskar livslängden med 5 % varje år (20 års livslängd); med 100 timmar per år hög obalans (3 %) då blir minskningen 5,46 % om året. Det ger en livslängd på 18,3 år. Eftersom det finns många andra saker som påverkar livslängden av motorer (t.ex. [15]), kommer det troligen inte att märkas.

På samma sätt ger 10 timmar om året med 4 % obalans en minskning av livslängden med ytterligare 0,1 % om året. Kombinationen (100 timmar på 3 %, 10 timmar på 4 %) skulle då ge en livslängd på 18 år. Igen, mest troligen ingen märkbar minskning.

En stor del av motorer är överdimensionerade, men det finns ingen information om hur mycket överdimensionering av lågspänningsmotorer brukar vara. Men med hänsyn till informationen om nedklassning ovan anses en säker gräns vara någonstans vid 2,5 till 3 % obalans i spänning.

Det bör också tilläggas att studien tyder på att sådana höga värden av obalans (3 till 4 %) är inte sannolikt att inträffa i Svenska lågspänningsnät.

#### 4.1.2 Minskning av obalansen

Det visas i Avsnitt 7.4 att trefaslaster kan ge en betydlig minskning av minusföljdspänningen. För svaga nät (med hög impedans) är minskningen störst. Redan för ett nät med plusföljdimpedansen lika med referensimpedansen<sup>4</sup> kommer minusföljdspänningen att minskas med 25 % när det ansluts en typisk trefaslast. Alternativet: för samma tillåtna obalans ökar acceptansgränsen med 25 %.

Men det går inte lita på att det alltid kommer att finnas tillräckligt med trefaslaster anslutna till nätet för att minska obalansen. Även om lasten finns kommer den inte alltid att vara i drift när solpanelen injekterar mest effekt (och därmed minusföljdström). Därför ska acceptansgränsen uppskattas utan att ta hänsyn till möjligen anslutna trefaslaster.

Om det finns fall då en trefaslast med stor sannolikhet kommer att vara ansluten under tiden då solpanelen producerar mest effekt (det brukar vara mitt på dagen) då kan det tas med i uppskattning av acceptansgränsen.

På samma sätt kan det vara så att det bara finns en trefaslast som kan drabbas av obalansen. I så fall är det också rimligt att ta med det nät för vilken acceptansgränsen räknas ut.

#### 4.1.3 Påverkan på trefasomriktare

Vid påverkan av obalans på trefasmotorer (ovan) är det uppvärmning som är konsekvensen. Då räcker det med att mäta obalansen över längre perioder, i



<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> se avsnitt 2.2 för definition.

storleksordningen av de termiska tidskonstanterna av motorerna, med 10 minuter som mätperioden enligt elkvalitetsstandarder och enligt regelverk i Sverige.

Konsekvenser av obalans på trefasomriktare är annorlunda. Omriktare kan då vara del av större varvtalsstyrda motorer, men även trefasväxelriktare vid solpaneler. Obalans i spänningen ger obalans i strömmen och det är skyddet som kommer in och slår ut omriktaren. Då är det inte längre 10-minuters värden som är relevanta utan värden över kortare perioder. För övertoner anges det att 3-sekunders värden är relevanta för påverkan på kraftelektroniken. Något liknande kan rekommenderas för obalans.

Gränsvärden i samband med 3-sekunders värden kommer troligen att kunna vara högre än 2 %, men inte heller här finns det något underlag för att kunna bedöma vilket värde som är lämpligt.

På längre sikt behövs det en studie av hur större obalans i spänning påverkar trefasomriktare. Det gäller då varvtalsstyrda trefasmotorer men även trefasiga växelriktare för solpaneler.

#### 4.2 SAMMANLAGRINGSEFFEKTER

I beräkningarna antogs det att alla paneler i ett visst område hade samma solinstrålning, mm. Ett lågspänningsnät täcker ett litet område, högst några kvadratkilometer, så att det kan antas att alla paneler utsätts för samma väder. Under en solig dag kommer det att finnas konstant hög produktion vid alla paneler. Det finns en viss skillnad på grund av olika lutning och lutningsriktning, som kvantifierades i Avsnitt 10.6.

Högsta produktionen sker faktiskt på en dag med växlande molnighet då reflexion från molnen ökar den totala instrålningen på panelen. I norra Sverige är det även reflexion från snö, under senvinter, som ger högre produktion. Men denna reflexion kommer att vara annorlunda för olika paneler även om de är i närheten av varandra. Därför kommer även obalansen att jämnas ut på något sätt. Värsta fallet för nätet kommer inte att vara summan av bidrag från högsta produktion av alla paneler.

På grund av detta, anses en solig dag under sommaren, vara det som ger värsta obalans. Det är detta fallet som har varit underlag för beräkningarna.

#### 4.3 TILLÅTNA VÄRDEN PÅ OBALANS

#### 4.3.1 Regelverket i Sverige

Enligt nuvarande regelverket i Sverige anses en spänningsobalans som överskrider 2 % att inte vara bra kvalitet. Det är en 100-% gräns som gäller, d.v.s. om bara ett 10minuters värde överskrider 2 % då anses det att inte vara bra kvalitet. Ansvaret för att dessa värden inte överskrids ligger på nätföretaget<sup>5</sup>. Men det betyder inte att det omedelbart ska göras en åtgärd när obalansen överskrider 2 %.

Regelverket baseras på 3 kap 9§ ellag (1997:857) som anger att: "Överföringen av el skall vara av god kvalitet." Vad som anses vara god kvalitet definieras i

<sup>&</sup>lt;sup>5</sup> Kommentar från Energimarknadsinspektionen: Det är nätägarens ansvar att ställa krav på sina kunder, tveksamt dock att de kan ställa krav på att extra utrustning ska installeras när det är enklare och billigare för kunden att lägga anslutningen på en annan fas.



energimarknadsinspektionens föreskrift EIFS 2013:1. Då står det om obalans (spänningosymmetri): "Under en period motsvarande en vecka ska förekommande tiominutersvärden av spänningsosymmetrin vara mindre än eller lika med två procent."

Men ellagen säger också, i samma paragraf; "En nätkoncessionshavare är skyldig att avhjälpa brister hos överföringen i den utsträckning kostnaderna för att avhjälpa bristerna är rimliga i förhållande till de olägenheter för elanvändarna som är förknippade med bristerna."

Det finns inga konsekvenser ("olägenheter") av obalans när alla laster är enfasiga laster. Om inga "olägenheter" uppstår krävs alltså inga åtgärder även om obalansen överskrider gränsvärdet. I Sverige är det dock vanligt att det finns trefaslaster ansluten till ett lågspänningsnät. Även om det inte finns trefaslaster i nuläget ansluten till en viss punkt i nätet, kan det kommas sådana laster i framtiden. På samma sätt som det inte kan förutsättas att det finns trefaslaster (Avsnitt 4.1) kan det inte förutsättas att det inte kommer att finnas sådana laster.

#### 4.3.2 Gränsvärden

Enligt föreskrifterna, då är det inte länge bra kvalitet när ett av 10-minutersvärdena överskrider 2 %. Konsekvenser av obalans for trefasmotorer är extra uppvärmning och därmed en minskning av livslängden (se Avsnitt 4.1.1). Om stor obalans bara finns under en mindre tid (till exempel ett antal timmar under sommaren) då kommer minskingen av livslängden vara försumbar. Också i så fall blir konsekvenserna små och därmed blir kostnaderna för att åtgärda obalansen snart orimliga.

Situationen kan bli annorlunda när obalansen leder till skyddsutlösningar. Det kan inträffa vid trefaslikriktare som driver varvtalsstyrda motorer. Sådana drivsystem förväntas komma mer och mer i framtiden. Skyddet kommer då att lösa ut nästan omedelbart när en viss obalans överskrids. Skyddet kommer troligen inte ha ett tröskelvärde för minusföljdspänning men för en annan storhet (t.ex. obalans mellan strömmens amplitud eller nollström i en av faserna under några sekunder) som beror på spänningens obalans.

Vid trefasiga likriktare är det mer lämpligt att använda 100 % som ett gränsvärde, men det är inte tydligt om 2 % minusföljdspänning fortfarande är lämpligt. Möjligen kan det tillåtas betydligt högre obalans i spänningen.

Växlande molnighet, då det tillfälligt kan finnas höga värden på inmatad effekt, och därmed på obalans, kan vara problem för trefasiga likriktare men inte för trefasmotorer.

Det borde startas en diskussion om att i framtiden ha en kombination av 95 och 100-% värden för 10-minuters och 3-sekunders obalans som gränsen av vad som anses vara god kvalitet.

#### 4.4 ANSLUTNINGSKRAV

För en stor del av nätet är det möjligt att ansluta flera 6 kW solpaneler enfasigt utan att det blir för höga värden på obalans. Men för svaga nät, med förimpedans mer än 0,5  $\Omega$ , kan gränsvärden enkelt överskridas. När en stor del av kunderna i samma nät kommer att ansluta PV, då kan även för typiska nät, gränsvärden överskridas.



Svensk Energi rekommenderar i handbok mikroproduktion att en trefasväxelriktare borde krävas för enheter större än 3 kW<sup>6</sup>. Författarna anser detta att vara onödiga krav för de flesta anslutningspunkter. Bara för svaga nät är sådant nödvändigt.

Men det som kan hända är att bakgrundobalansen redan är nära gränsvärden (2 %) och att därmed redan en mindre enfasenhet leder till obalans mer än detta. Sådana fall kan inte uteslutas och det skulle kräva en mätning av obalans vid alla punkter där anslutning av PV planeras.

När första panelen klarar kraven då kan man sprida de andra över de tre faserna och då kan man hålla obalansen under kontroll. Men man får inte helt bort obalansen eftersom inte alla paneler ger samma produktion under samma solförhållanden. Det som studerades specifikt i rapporten är skillnaden i riktning av lutningen. I Sverige behövs det tillstånd från elnätsföretaget för att ansluta mikroproduktion. Elnätsföretaget har då möjlighet att ställa kvar på vilken fas produktionen ska anslutas<sup>7</sup>.

Det visades från beräkningarna att de högsta värden av obalans inträffar när det finns PV vid noden där obalans beräknas. En möjlig ändring i anslutningskrav är att bara sätta krav på obalans hos kunder som inte har PV installerad själv.

#### 4.5 VARIATION I PLUSFÖLJDSPÄNNING

I beräkningarna togs variationer i plusföljdspänningen inte med. Det antogs ett visst värde på plusföljdspänningen i PowerFactory och för de flesta beräkningar i Matlab antogs det att spänningen var lika med nominellspänningen.

Plusföljdspänningen påverkar resultat på två olika sätt:

- En högre plusföljdspänning ger en minskning i strömmen som injekteras av växelriktaren och därmed av minusföljdströmmen. Denna lägre minusföljdström ger en lägre minusföljdspänning, eftersom transferimpedansen inte beror på spänningen.
- En högre plusföljdspänning ger en lägre obalans (förhållandet mellan minus- och plusföljdspänning).

Eftersom plusföljdspänningen kan variera mellan 90 och 110 % av märkspänningen kan det ge en obalans som är omkring 20 % lägre eller högre än värdet som räknas ut med nominellspänning antagen. I verkligheten är avvikelsen mindre eftersom hela utrymmet sällan används (bland annat för att kraven ställs på fasspänningen, ej på plusföljspänningen) och för att spänningen brukar vara på den högre sidan när mycket solkraft produceras.

#### 4.6 ÅTGÄRDER VID ENFASVÄXELRIKTAREN

#### 4.6.1 Spänningsreglering

Det pågår en diskussion, framförallt i Tyskland, om att kräva att solpaneler konsumerar reaktiv effekt för att kompensera (en del av) spänningshöjning på grund av den aktiva effekten som de producerar. Möjligheter till detta är begränsade i svaga

<sup>&</sup>lt;sup>7</sup> Det fanns en vis diskussion bland elnätsförtagen om huruvida det går att ställa sådana krav.



<sup>&</sup>lt;sup>6</sup> Enligt Vattenfall baserar sig detta krav på spänningshöjning och inte på obalans.

lågspänningsnät men det kan ändå förväntas att framtidens växelriktare kommer att konsumera en del reaktiv effekt.

Konsekvensen av detta är att obalansen kommer att öka ännu mer. Bidraget till obalansen är proportionellt med minusföljdströmmen som i sin tur är en tredjedel av fasströmmen (för en enfas anläggning). En kombination av aktiv och reaktiv effekt ger en större ström än bara aktiv effekt, och därmed en större obalans.

Genom att anpassa reaktiv effekt är det möjligt att ändra fasvinkeln av obalansen och därmed kan, inom gränsen, bakgrundsobalans kompenseras. Men möjligheterna är begränsade i svaga lågspänningsnät, då sådant behövs mest, det behövs mätning av spänningen i de två andra faserna (utöver fasen som växelriktaren är ansluten till), samt att kompensera obalansen kan leda till en ökning av spänningen.

#### 4.6.2 Obalansskydd

Ett annat sätt att förbygga stor spänningsobalans på grund av enfasiga PV är att koppla bort dem när minusföljdspänningen överstiger ett visst värde under en längre tid. Det kan då vara en kombination av momentanutlösning vid höga obalansvärden (t.ex. 4 %) och fördröjd utlösning vid lägre värden (t.ex. 3 % under 1 minut och 2 % under 5 minuter).

Även här är nackdelen att det behövs mätning i alla tre faser. Eftersom växelriktaren är bara ansluten till en av faserna kommer det att behövas extra mätsystem. Kostnaderna för detta kommer att göra det oattraktivt, eller säkert mindre attraktivt, att ha en enfasväxelriktare istället för en trefasig.



## 5 Slutsatser

Slutsatserna ges här med referens till projektets mål som de visas i Kapitel 1. Det nämns även några rekommendationer för fortsatt arbete.

#### 5.1 RISKEN ATT SPÄNNINGENS OBALANS BLIR FÖR STOR

#### 5.1.1 Risken för största del av nätet

För en stor del av nätet kommer risken att vara liten. Men vid kunder anslutna till svaga delar av nätet kan det räcka med en PV på ett fåtal kW för att överskrida gränsvärden av obalans. För nätet som modellerades (enligt elnätsföretaget ett typiskt lågspänningsnät på landsbygden) visade det sig att anslutning av 6 kW växelriktare för nästan alla kunder, inte skulle leda till att obalansen skulle bli för stor.

Värsta fallet som kan inträffa är att alla växelriktare är anslutna till samma fas. För svaga nät (t.ex. 50 kVA transformator, 1 km luftledning) kan redan några kW leda till 1 eller 2 % minusföljdspänning. Eftersom obalansen från enfaslaster också kommer att vara större i svaga nät, kan det snart leda till obalans som överskrider gränsvärdet enligt föreskrifterna. Vid slumpmässig fördelning av små enheter över faserna, klarar nätet betydligt mer.

Högsta obalansen kommer att finnas vid kunden som har PV installerad. Risken att gränsen kommer att överskridas vid andra kunder är betydligt lägre.

Även vid 6 kW PV är sannolikheten mindre än 10 % att obalansen blir mer än 2 % (vid slumpmässig anslutning av PV över faserna). Vid 4,6 kW blir det nästan noll och vid 3 kW kommer 2 % inte att överskridas.

#### 5.1.2 Risken för svaga delar av nätet

Vid anslutning av enfasväxelriktare på ett anslutningspunkt med en förimpedans som är betydligt högre än referensimpedansen<sup>8</sup>, finns det en stor risk att 2-% gränsen i minusföljdspänning kommer att överskridas. En enfasig PV på 3 kW ansluten till en förimpedans på 2  $\Omega$  (2 gånger referensimpedans) skulle ge 2 % obalans. För sådana nät är risken stor att obalansen kommer att överskrida gränsen.

När bakgrundobalans (obalans innan anslutningen) tas med i beräkningar, då ökar risken betydligt vid slumpmässig anslutning av första enhet. När bakgrundobalansen ligger nära 2 % innan anslutningen, då räcker det med en liten enfasväxelriktare för att överskrida gränsen. Det beror då på fasen i vilken enheten ansluts. Det finns inte tillräckligt information om befintliga värden på obalans (magnitud och fasvinkel) för att kunna bedöma risken.

#### 5.1.3 Obalans och spänningshöjning

Det finns en relation mellan bidraget från enfasenheter till obalansen och deras bidrag till spänningshöjning. Som första approximation är spänningshöjning (i procent av märkspänning) omkring 3 gånger minusföljdsspänningen. Vilket fenomen som först



<sup>&</sup>lt;sup>8</sup> se avsnitt 2.2 för definition.

kommer att leda till en överskridning av gränsvärden beror på värden innan anslutningen.

Obalansen kommer att överskrida gränsvärdet mer sannolikt vid hög produktion under hög last, när det redan finns högra värden på obalans. Spänningens amplitud kommer att överskrida gränsvärdet (överspänningsvärdet) mer sannolikt vid hög produktion under låg last. Obalansen kommer därför att sätta gränsen på mängden solkraft framförallt i delar av nätet där det finns hög förbrukning mitt på dagen. Vid delar av nätet då förbrukningen är låg mitt på dagen, då är det främst spänningshöjningen som sätter gränsen.

Höga värden på obalans inträffar ofta på grund av en ojämn fördelning av PV mellan faserna. Det har också som konsekvens att överspänningsgränsen kommer att nås snabbare. Att använda trefasväxelriktare kommer därmed också att minska risken på överspänningen. För att kunna göra en kvantitativ bedömning av detta, behövs det detaljerad information om nuvarande spänningsvariationer i lågspänningsnätet.

#### 5.2 RISKEN ATT TREFASUTRUSTNING KOMMER ATT DRABBAS

Vid anslutning av stora mängder enfasiga PV kommer obalansen att ökas och det kommer på något sätt att drabba trefasutrustning. Men eftersom det bara kommer att bli höga värden under ett begränsat antal timmar om året kommer även påverkan att vara begränsad.

För trefasmotorer kommer höga värden av obalans att leda till en minskning av livslängden. Men denna minskning kommer att vara begränsad eftersom det inte kommer att bli så många timmar om året då obalansen är hög.

För trefasomriktare kommer risken för (befogad eller obefogad) utlösning att öka. Det finns inte tillräckligt med information om vilken storlek på obalans som behövs innan trefasomriktare löser ut. Men det förväntas att sådana värden ligger högre eller till och med betydligt högre än 2 %.

Sammanfattningsvis anses, med nuvarande kunskaper, risken vara begränsad att trefasutrustning kommer att drabbas i stor skala.

#### 5.3 UPPSKATTA RIMLIGA ACCEPTANSGRÄNSER

#### 5.3.1 Anslutning mot referensimpedans

Om vi utgår från samma princip vid obalans som vid flimmer från små apparater enligt IEC standarder<sup>9</sup>, då skulle största panel som får anslutas enfasig till nätet vara 6,4 kW.

Resonemanget är att varje apparat får utnyttja hela störutrymmet (Pst=1 vid flimmer; 2 % minusföljdspänning vid obalans). Men det finns ett antal viktiga skillnader mellan flimmer och obalans, särskilt obalans från solpaneler:

• När flimmer är helt slumpmässigt (som brukar vara fallet) då adderas det med en aggregeringsexponent (enligt IEC 61000-3-7) lika med tre; medan obalans aggregeras med en aggregeringsexponent lika med två. Två apparater med Pst=1 ger Pst=1,25; två apparater med Umin=2 % ger Umin=2,8 %.



<sup>&</sup>lt;sup>9</sup> se avsnitt 2.2.

- De flesta apparater ger ingen flimmer eller bara flimmer under korta perioder (främst vid start); sannolikheten att det finns flera flimmerproducerande apparater i närheten av varandra är liten. Alla enfasiga PV ger obalans så att sannolikheten av att det inträffar stora värden efter sammanlagring är mycket större.
- Obalans från olika PV ansluten i närheten av varandra kommer att ha en stark korrelation.

Det låter därför inte rimligt att ha samma resonemang för obalans från solpaneler som för flimmer från lågspänningsapparater. Att ge hälften av störutrymmet till varje PV, skulle ge en max storlek på 3,2 kW för solpaneler anslutna med enfasig växelriktare. Denna gräns stämmer väl överens med 3-kW gränsen som Svensk Energi rekommenderar i handboken mikroproduktion.

#### 5.3.2 Anslutning mot olika typer av nät

Det finns en stor variation i nätstyrkan i svenska lågspänningsnät. Det ger också en stor variation i hur stor enfasig PV som kan anslutas innan obalansen blir för stor. Att förebygga obalans för alla möjliga nät, kräver att alla växelriktare utformas trefasig. Ett sådant krav skulle också behandla alla kunder lika och skulle det göra enkelt att behandla anslutningsförfrågningar.

Men för en stor del av anslutningspunkter är det onödigt att ställa sådana krav. Mot ett typiskt lågspänningsnät på landsbygd kan det anslutas 6-kW enfasväxelriktare hos nästan alla kunder, innan obalansen överskrider 2 %. Genom att sprida växelriktare över faserna kan obalansen begränsas mycket. Som det visades i Avsnitt 5.1.3 kommer en sådan jämn fördelning över faserna också att begränsa överspänningarna.

Det diskuterades även (i Avsnitt 4.1) att påverkan av obalans på utrustning kommer att vara begränsad, även om obalansen tillfälligt överskrider gränsvärden.

Det är mer rimligt att bara ställa krav på anslutning av solpaneler i svagare delar av nätet. I sådana nät ska det även göras en fördelning av växelriktare över faserna.

#### 5.4 BEDÖMA BEHOVET PÅ ATT STÄLLA KRAV PÅ VÄXELRIKTARE

Nuvarande rekommendation, att bara tillåta enfasväxelriktare upp till 3 kW, anses vara för strikt. Enligt beräkningarna går det att tillåta 6 kW i stora delar av nätet.

Författarna synpunkt är att det inte finns anledning att kräva att alla PV ska anslutas vid trefasväxelriktare. En sådan bedömning borde göras från fall till fall. Både förimpedansen och uppbyggnaden av resten av lågspänningsnätet borde tas med i diskussionen.

Det som inte har tagits med i diskussionen här, på grund av brist på information, är kostnader för kunder att använda en trefasväxelriktare. Utöver själva växelriktaren kan det ge ökade kostnader för installationen. Om kostnaderna för en trefasväxelriktare kommer att bli liknande som för en enfasväxelriktare, då är det rimligt att kräva trefasväxelriktare. Men vår, begränsade, information tyder på att det är just nu (ännu) inte fallet.

Det finns en gräns på 4,6 kW för enfasväxelriktare i Tyskland, enligt VDE AR-N 4105. Eftersom Tyskland är för tillfället den stora marknaden för sådana, kommer det troligen att finnas trefasväxelriktare på marknaden över 4,6 kW. Med hänsyn till detta



är det rimligt att ställa en liknande rekommendation mot elnätsföretagen, i Sverige. Men innan det borde tillgänglighet av trefasomriktare på marknaden kontrolleras.

#### 5.5 FRAMTIDA ARBETE

Tillämpa beräkningsmetoden på flera exempelnät. Alla nät är på något sätt olika och det är inte säkert att andra lågspänningsnät kommer att ge samma obalans vid enfasiga PV som nätet som studerades här. Beräkningsmetoden som utvecklades i detta projekt kan enkelt tillämpas på andra nät. Allt som behövs är att räkna ut transferimpedansmatrisen.

Det finns i allmänhet begränsade kunskaper om obalans. Enfasiga PV kan vara en anledning att gräva in sig djupare i ämnet. Två saker som behöver särskilda studier är:

- Kartlägga konsekvenser av obalans. Information om minskning av livslängd av trefasmotorer borde finnas i litteraturen, men sannolikt i äldre litteratur. Det behövs troligen ytterligare studier om konsekvensen för trefasomriktare.
- Kartlägga nivåerna på obalans i Svenska lågspänningsnät, så väl amplitud som fasvinkel.

Utöver det ska metoden som används i rapporten, tillämpas på flera distributionsnät; starkare nät men även svagare nät

Det borde även utvecklas nya index för att kvantifiera obalans och även nya gränsvärden i föreskrifterna, särskilt med hänsyn till påverkan av obalans på trefasomriktare.



### 6 Referenser

- [1] Math Bollen, Fainan Hassan, Integration of distributed generation in the power system, Wiley / IEEE Press, 2011.
- [2] EIFS 2013:1, Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet, 27 augusti 2013.
- [3] M.H.J. Bollen, I.Y.H. Gu, Signal processing of power quality disturbances, Wiley / IEEE Press, 2006.
- [4] Guide to quality of electrical supply for industrial installations. Part 4: Voltage unbalance. International Union for Electricity Applications, Paris, 1998.
- [5] M.H.J. Bollen, Definitions of voltage unbalance, IEEE Power Engineering Review, Vol.22, no.11, November 2002, pp.49-50.
- [6] M.H.J. Bollen, M. Häger, Power quality: interaction between distributed energy resources, the grid and other customers, Electric Power Quality and Utilisation, Magazine Vol.1, No.1, 2005.
- [7] C. Schwaegerl, A. Yagmur, K. Kariou, M.H.J. Bollen, Voltage control in distribution systems as a limitation of the hosting capacity for distributed energy resources, Int. Conf. on Electric Distribution Systems (CIRED), Turin, Italy, June 2005.
- [8] J. Deuse, S. Grenard, M.H.J. Bollen, EU-DEEP integrated proect Technical implications of the "hosting-capacity" of the sytem for DER, Int Journal of Distributed Energy Resources, Vol.4, No.1 (2008), pp.17-34.
- [9] M. Bollen, N. Etherden, S. Ackeby, O. Lennerhag, The transparant hostingcapacity approach – overview, applications and developments, Int. Conf. Electricity Distribution (CIRED), Lyon, France, June 2015.
- [10] J. Smith, M. Rylander, L. Rogers, R. Dugan, It's all in the plans Maximizing the benefits and minimizing the impacts of DERs in an integrated grid, IEEE Power & Energy Magazine, March/April 2015, pp. 20-29.
- [11] N. Etherden, Increasing the hosting capacity of distributed energy resources using storage and communication, PhD thesis, Luleå University of Technology, 2014.
- [12] David Karlsson, Hantering av småskalig elproduktion Utveckling av modell för dokumentation och elkvalitetsberäkningar, Examensarbete Uppsala Universitet, juni 2014.
- [13] U.S. Department of Energy, Energy matters, Spring 2005, u.o.: U.S. Department of Energy.
- [14] U.S. Department of Energy, Energy matters, Winter 2005, u.o.: U.S. Department of Energy.
- [15] Pragasen Pillay, Marubini Manyage, Loss of Life in Induction Machines Operating With Unbalanced Supplies, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 21, No. 4 (Dec 2006), pp. 813 – 822.



## 7 Hosting capacity calculations using simplified models

Voltage unbalance is a power quality phenomenon in a three phase system, in which the rms value of the voltages or the phase angle between consecutive phases is not equal. The primary source of voltage unbalance is unbalanced load due to uneven spread of single-phase low-voltage customers over the three phases. The connection of large single-phase PV installations or many single phase PV installations will result in an increase of the voltage unbalance. Single-phase units can only be expected in lowvoltage networks, most likely with domestic and small commercial customers.

#### 7.1 LARGE UNITS

The connection of a large single-phase generator will result in the injection of positive, negative, and zero-sequence current of the same amount. Production of active power  $P_{gen}$  and zero reactive power, will give a current equal to:

$$I = \frac{P_{gen}}{U}$$
(4)

where U is the phase-to-neutral voltage at the point of connection, assuming that the generator is connected phase-to-neutral. The negative-sequence current injected by the single phase generator is equal to:

$$I_2 = \frac{1}{3}I = \frac{P_{\text{gen}}}{3U} \tag{5}$$

The negative-sequence current will result in a negative-sequence voltage, the ratio between the voltage and current being determined by the negative-sequence impedance  $Z_2$  at the point of connection.

$$U_2 = I_2 Z_2 = \frac{P_{gen} Z_2}{3U}$$
(6)

The negative-sequence impedance  $Z_2$  is the parallel connection of the series impedance of the grid and the shunt impedance due to local load. The series impedance is mainly the impedance of the distribution transformer and the wires between the distribution transformer and the point of connection. This is shown schematically in Figure 1.





Figure 1. Negative-sequence impedance seen by a single-phase load

The series impedance  $Z_{S2}$  is mainly the impedance of the distribution transformer and the wires between the distribution transformer and the point of connection. The shunt impedance  $Z_{L2}$  is mainly determined by the negative-sequence impedance of the load in the neighbourhood of the point-of-connection. Three-phase motors with their low negative-sequence impedance will dominate this impedance.

From (6) the hosting capacity can be calculated: i.e. the largest single-phase generator that does not result in an unacceptable value for the negative-sequence voltage. Assume that the maximum-permissible value of the negative-sequence voltage is equal to  $u_2 \cdot (U_{nom}/\sqrt{3})$  where  $U_{nom}$  is the nominal phase-to-phase voltage. The standard definition of unbalance is such that, even for constant negative-sequence voltage, the unbalance increases when the positive-sequence voltage gets lower. The most critical case is therefore when high negative-sequence voltage occurs together with low positive-sequence voltage. Assume that the lowest positive-sequence voltage, during periods with high negative-sequence voltage, is equal to  $u \cdot (U_{nom}/\sqrt{3})$ . The hosting capacity is in that case given by the following expression:

$$P_{gen} = u \cdot u_2 \cdot \frac{U_{nom}^2}{Z_2}$$
(7)

Most of the parameters in this expression will not vary much between different locations. The voltage unbalance limit, u<sub>2</sub> will be between 1 and 2 % depending on the background level and the amount of risk the network operator is willing, or allowed, to take. The minimum voltage u will be between 0.9 and 1.0, having only a small influence on the hosting capacity. The nominal line voltage is 400 V throughout Europe and large parts of the rest of the world. The only parameter that varies a lot is the negative-sequence impedance Z<sub>2</sub> at the point-of-connection.

The negative-sequence voltage due to single-phase equipment only matters in networks that have a mixture of single-phase and three-phase equipment. In singlephase low-voltage networks (as are common in North America) or in three-phase networks with only single-phase customers (feeders with only domestic load in several European countries) voltage unbalance is not an issue.

For remote customers the negative-sequence impedance of the grid is almost exclusively determined by the length of the overhead line or cable. For lines of several kilometres length the hosting capacity may be only a few kW, so that even a small unit will exceed the hosting capacity.


	400KVA	200KVA	100KVA	50KVA
	under	under	overhead	overhead
	ground	ground		
0.5km	16kW	13 kW	6.9 kW	5.2 kW
1km	9.3kW	8.4 kW	4.2 kW	3.4 kW
2km	-	4.7 kW	2.3 kW	2.0 kW
3km	-	3.2 kW	1.6 kW	1.4 kW
4km	-	-	1.2 kW	1.1 kW
5km		-	1.0 kW	0.9kW

The hosting capacity has been calculated for a number of low-voltage feeders, with the results shown in Table 1.

Equation (7) has been used, with 1 % allowable voltage unbalance ( $u_2 = 0.01$ ) at nominal voltage (u = 1.0). A transformer impedance of 5 % has been assumed, a cable impedance of 0.15  $\Omega$ /km, and a line impedance of 0.3  $\Omega$ /km.

The calculations resulting in Table 1 hold independently of whether the equipment is producing or consuming active power. The hosting capacity would thus be the same for single phase loads. Single-phase consuming equipment of 1 kW or higher is not uncommon, so that large voltage unbalances will be normal in some of the networks represented in the table, even without distributed generation.

#### 7.2 MANY SMALL UNITS

When multiple single-phase generator units are connected to the same feeder, they will most likely be randomly distributed over the three phases. The spread of the generators over the phases is illustrated in Figure 2. A Monte-Carlo simulation has been done to estimate the probability that a specific phase would contain a certain number of generator units. These calculations have been performed when a total of 6 units are connected to the feeder and when a total of 30 units are connected to the feeder. In both cases, 100 000 simulations were performed to obtain an estimate of the probabilities. For 6 generators, the number of units connected to one phase varies with 95% confidence between zero and four. For 30 units, this varies between 5 and 15.



Figure 2. Probability distribution function of the number of generator units in one specific phase, for a total of 6 units (left) and for a total of 30 units (right)

With an increasing number of single-phase generator units, the negative-sequence current increases. Note that the current unbalance (ratio of negative and positivesequence current) decreases with increasing number of units. What matters to the grid



is the absolute value of the negative-sequence current as this determines the negativesequence voltage. Using the above-mentioned Monte-Carlo simulation, the probability distribution function of the negative-sequence current has been calculated. From this distribution the average value, the standard deviation and the 95-percentile (the value not exceeded by 95% of the samples) have been calculated and plotted in Figure 3. The unit along the vertical scale is the rated current of one generator. The dotted line is an approximation that will be discussed later, resulting in (8).



Figure 3. Negative-sequence current due to multiple single-phase generator units: average (bottom solid line), average plus standard deviation (upper solid line); 95-percentile (stars); and approximation for the 95percentile (dash-dot line)

From a design viewpoint, the 95-percentile value is the most important parameter. When this value is kept below a certain value, the probability that the negative-sequence current exceeds this value is seen as sufficiently small. There is no need to use the worst-case (i.e. all units in one phase) in the design. Using the average value on the other hand would be overly optimistic as there is a rather large probability (somewhere around 50%) that the actual unbalance is more than the average value. Using the average value as a performance indicator will however allow much more single-phase generators to be connected before investments in the network would be needed. In the forthcoming discussion we will however use the 95-percentile as the value setting the limit.

As the 95-percentile plays an important role in the design, a simple expression for it would be helpful. The following expression gives a good approximation for the 95-percentile of the negative-sequence current, as was shown in Figure 3.

$$I_{95} = \sqrt{\frac{1}{3}N} \cdot I \tag{8}$$

where N is the number of single phase generator units and I the current produced by one unit.

The negative-sequence current due to the unequal spread of the single-phase generators over the three phases gives a negative-sequence voltage  $U_2$  over the negative-sequence impedance  $Z_2$ . Using (8) the negative-sequence voltage is:

$$U_2 = \sqrt{\frac{N}{3}} \cdot \frac{P_{\text{gen}} \cdot Z_2}{U}$$
(9)



From (9) the hosting capacity is calculated: i.e. the amount of generation  $N \cdot P_{gen}$  that does not result in an unacceptable value for the negative-sequence voltage. Assuming again that the maximum-permissible value of the negative-sequence voltage is equal to  $u_2 \cdot (U_{nom}/\sqrt{3})$  the lowest voltage for which this criterion should hold is assumed to be equal to  $u \cdot (U_{nom}/\sqrt{3})$ . The number and the size of the single phase generator can be calculated as:

$$\sqrt{N}P_{gen} < \frac{u \cdot u_2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{U_{nom}^2}{Z_2}$$
(10)

From (10) also the number of units of size P<sub>gen</sub> that can be connected can be found:

$$N < \frac{u^2 \cdot u_2^2}{3P_{gen}^2} \cdot \frac{U_{nom}^4}{Z_2^2}$$
(11)

The hosting capacity for 500 W single phase units, for a 400 V system is shown in Table 2. It has been assumed that 1% negative-sequence voltage is allowed at nominal voltage. The negative-sequence source impedance has been assumed to be 0.45  $\Omega$ .

	400KVA	200KVA	100KVA	50KVA
	under	under	overhead	overhead
	ground	ground		
0.5km	186kW	126 kW	31 kW	17 kW
1km	58kW	46 kW	11.5 kW	7.5 kW
2km	-	14.5kW	3.5 kW	2.5 kW
3km	-	7.0 kW	1.5 kW	<1.5 kW
4km	-	-	<1.5 kW	<1.5 kW
5km		-	<1.5 kW	<1.5 kW

Table 2. Hosting capacity for small single phase generators

In weak systems, less than three units can be connected. In that case the hosting capacity for small units is the same as for large units.

Equation (11) could be used to obtain the hosting capacity for other parameters than those used in Table IV. Some conclusions that can be derived from (11) are as follows:

- The hosting capacity increases with the square of the permissible amount of negative sequence voltage. When 1.5% negative-sequence voltage is allowed instead of 1%, the hosting capacity will increase with a factor of 2.25.
- The hosting capacity is also proportional with the square of the lowest nominal voltage for which the requirement should hold. Requiring the negative-sequence voltage to be below 1.0% for voltage magnitudes down to 0.9 per unit would reduce the hosting capacity to 81% of the values in the table.
- The hosting capacity (in kW) is inversely proportional with the square of the generator size. For 700 Watt units the hosting capacity is 51% of the values in the table.
- When the hosting capacity becomes less than three times the size of a single unit, the values in Table III should be used instead.



#### 7.3 DOES UNBALANCE OR VOLTAGE RISE LIMIT THE HOSTING CAPACITY IN THE LOW-VOLTAGE NETWORK?

#### 7.3.1 General

The voltage unbalance depends on the negative-sequence impedance, which is mainly due to the inductance, which in turn depends mainly on the feeder (cable or line) length. The impact of cross section on inductance is small. High unbalance (low hosting capacity) is expected for long feeders.

The voltage rise depends on the resistance, which depends on feeder length and cross section. High voltage rise (low hosting capacity) is expected for long feeders with a small cross section.

From this reasoning it follows that one expects unbalance to set the hosting capacity for long feeders with large cross section.

#### 7.3.2 Two-kilometre feeder

Limits on amount of production due to maximum voltage rise are given in Table 5.3 of [1]. For a 2-km feeder the hosting capacity per phase is, assuming that a voltage rise up to 3% is acceptable:

- 25 mm<sup>2</sup>: 1.17 kW/phase
- 50 mm<sup>2</sup>: 2.37 kW/phase
- 120 mm<sup>2</sup>: 5.7 kW/phase
- 240 mm<sup>2</sup>: 11.4 kW/phase

The limits set by the unbalance are obtained from Table 6.2, for a maximum-acceptable voltage unbalance equal to 1%. Here a simple expression for the negative sequence has been used.

- 200 kVA transformer with 2 km underground cable: 4.7 kW in one phase
- 100 kVA transformer with 2 km overhead line: 2.3 kW in one phase
- 50 kVA transformer with 2 km overhead line: 2.0 kW in one phase.

Table 3 indicates which phenomenon sets the hosting capacity.

	25 mm <sup>2</sup>	50 mm <sup>2</sup>	120 mm <sup>2</sup>	240 mm <sup>2</sup>
200 kVA U/G	Voltage rise	Voltage rise	Unbalance	Unbalance
100 kVA O/H	Voltage rise	Unbalance	Unbalance	Unbalance
50 kVA O/H	Voltage rise	Unbalance	Unbalance	Unbalance

Table 3. Phenomenon setting the hosting capacity for a 2-km feeder

#### 7.3.3 One-kilometre feeder

The calculations have been repeated for a 1-km feeder, resulting in Table 4.



	25 mm <sup>2</sup>	50 mm <sup>2</sup>	120 mm <sup>2</sup>	240 mm <sup>2</sup>
400 kVA	Voltage rise	Voltage rise	Voltage rise	Voltage rise
U/G				
200 kVA	Voltage rise	Voltage rise	Voltage rise	Unbalance
U/G	_	_	_	
100 kVA	Voltage rise	Voltage rise	Voltage rise	Unbalance
O/H				
50 kVA O/H	Voltage rise	Voltage rise	Unbalance	Unbalance

Table 4. Phenomenon setting the hosting capacity for a 1-km feeder

#### 7.3.4 Early conclusions

These simple calculations confirm the above expectation that unbalance would be the limiting phenomenon for feeders with high-cross section. It also shows that unbalance sets the limits especially for smaller transformers.

High cross-section feeders are more common in urban networks were transformers are stronger and feeders are shorter. This may make that unbalance is less of a problem than anticipated and that instead the hosting capacity is mainly set by the maximumpermissible voltage rise.

#### 7.4 IMPACT OF THREE-PHASE LOADS

The above calculations assume that positive and negative-sequence impedance are the same. This is the case when no three-phase load or only small amounts of three-phase loads are connected. In terms of circuit-theory, three-phase load introduces a shunt impedance in parallel with the negative-sequence network impedance (which is very close to the positive-sequence source impedance).

To estimate the impact of three-phase load, some additional calculations were performed. One of the customers in the example network was asked about three-phase loads: a 12-kW three-phase motor for the sauna; a 5.5 kW heat pump with frequency converter. A similar heat pump with direct-driven motor would be of a size in the range 15 to 17 kW.

Based on this, it was decided to consider 16 kVA three-phase motor load. The positive-sequence impedance is obtained as follows:

$$Z^{pos} = \frac{U_n^2}{S} = 10\Omega$$

The negative-sequence impedance of the three-phase load is estimated as one sixth of the positive-sequence impedance:

$$Z^{neg} = \frac{Z_{pos}}{6} = 1.67\Omega$$

For a positive-sequence network impedance equal to the IEC 60725 reference impedance (approximately 0.5  $\Omega$ , see Section 2.2), the negative-sequence source impedance obtained from the parallel connection of this impedance and the 1.67  $\Omega$  negative-sequence impedance of the local load, is equal to 385  $m\Omega$ .



The 6.4 kW solar panel that gave 2% voltage unbalance according to the calculations before, will now give less unbalance.

$$U^{neg} = \frac{S_{last} \times Z^{neg}}{3 \times U_n} = 1,5\%$$

A larger panel can be connected before the 2-% limit for negative-sequence voltage is reached, i.e. the hosting capacity is increased:

$$P_{HC} = \frac{3 \times U_n \times U_{lim}^{neg}}{Z^{neg}} = 8.2 \text{ kW}$$



## 8 Details of the example network

A study case was developed for this report to determine the hosting capacity of a 0.4 kV grid located in Skellefteå. This grid is considered rural and has 6 customers connected to a 0.1 MVA transformer, as shown in Figure 4. To simulate the three-phase loads of each customer some measurements of a different area, but still located Skellefteå, were used. This approach was used because there were no sufficient load measurements for the studied grid.

The data related to the described network is presented in Table 5 and Table 6



Figure 4. Single-line diagram - Rural Swedish grid.

Power	100 kVA				
Voltage	10/0.4 kV				
Connection	Dyn11				
Positive Sequence Impedance	4 %				
Frequency	50 Hz				

#### Table 5. Transformer data



Line	Lenght [m]	Туре	Resistance [Ω/km]	Reactance [Ω/km]	Susceptance[ µS/km]
B2-B3	0,014	N1XV-50	0.641	0.0754	157.8
B3-B4	0,108	ALUS-50	0.641	0.0754	157.8
B4-B5	0,0269	ALUS-50	0.641	0.0754	157.8
B5-B8	0,0412	ALUS-50	0.641	0.0754	157.8
B8-BC1	0,0415	EKKJ-10	1.83	0.091	100.53
B5-B9	0,0001	ALUS-50	0.641	0.0754	157.8
B9-B10	0,0001	ALUS-25	1.2	0.0785	1288.04
B10-BC2	0,017	EKKJ-10	1.83	0.091	100.53
B4-B6	0,046	ALUS-50	0.641	0.0754	157.8
B6-BC3	0,031	EKKJ-10	1.83	0.091	100.53
B4-B7	0,0019	ALUS-25	1.2	0.0785	1288.04
B7-B11	0,0544	N1XE-10	1.83	0.0817	
B11-BC4	0,0413	EKKJ-10	1.83	0.091	100.53
B7-BC5	0,0089	EKKJ-10	1.83	0.091	100.53
B7-BC6	0,0795	N1XE-10	1.83	0.0817	

### Table 6. Cable and line data



## 9 Results from Power Factory

The impact of the connection of PV (solar panels connection to the grid through singlephase inverters) has been studied using DigSilent PowerFactory. Some of the results of the calculations are shown in this chapter.

#### 9.1 VOLTAGE BEFORE CONNECTION

The voltages at the six customer busses in the example network, before the connection of any PV, are shown in Table 7. The voltages are similar at the busses. As there is no single-phase load or production connected, the voltage consists of a positive-sequence component only.

	BUSBAR 1	BUSBAR 2	BUSBAR 3	BUSBAR 4	BUSBAR 5	BUSBAR 6
V1 [V]	397.84	398.05	397.99	397.71	398.18	397.80
angle [deg]	29.8967	29.8893	29.8918	29.9038	29.8853	29.9005

Table 7. Positive-sequence voltages before the connection of PV

#### 9.2 VOLTAGES DUE TO CONNECTION OF SINGLE PV

After connection of PV with single-phase inverter, the positive-sequence voltages rise in magnitude and the negative-sequence voltages become non-zero. The results for a connection of 6 kW PV to bus 1 are shown in Table 8. The impact is biggest for busbar 1, where the PV is connected. The results for PV connected to the other busses, again one PV at the time, are shown in Table 9 through Table 13.

	BUSBAR 1	BUSBAR 2	BUSBAR 3	BUSBAR 4	BUSBAR 5	BUSBAR 6
V2 [V]	3.2000	1.8200	1.6000	1.6100	1.6000	1.6100
angle [deg]	52.6007	68.2433	73.0751	73.0474	73.0930	73.0559

Table 8. Negative-sequence voltages after connection of 6 kW PV to bus 1

Table 9. Negative-sequence voltages after connection of 6 kW PV to bus 2

	BUSBAR 1	BUSBAR 2	BUSBAR 3	BUSBAR 4	BUSBAR 5	BUSBAR 6
V2 [V]	1.8200	2.2200	1.6100	1.6100	1.6100	1.6100
angle [deg]	68.2204	61.2427	73.0729	73.0452	73.0908	73.0537

Table 10. Negative-sequence voltages after connection of 6 kW PV to bus 3

	BUSBAR 1	BUSBAR 2	BUSBAR 3	BUSBAR 4	BUSBAR 5	BUSBAR 6
V2 [V]	1.6100	1.6100	2.7400	1.6100	1.6100	1.6100
angle [deg]	73.0623	73.0824	55.8524	73.0488	73.0944	73.0573



	BUSBAR 1	BUSBAR 2	BUSBAR 3	BUSBAR 4	BUSBAR 5	BUSBAR 6
V2 [V]	1.6000	1.6000	1.6000	4.0100	1.6300	1.6300
angle [deg]	73.0569	73.0771	73.0712	47.7535	72.3303	72.2930

Table 11. Negative-sequence voltages after connection of 6 kW PV to bus 4

Table 12. Negative-sequence voltages after connection of 6 kW PV to bus 5

	BUSBAR 1	BUSBAR 2	BUSBAR 3	BUSBAR 4	BUSBAR 5	BUSBAR 6
V2 [V]	1.6100	1.6100	1.6100	1.6400	1.8300	1.6400
angle [deg]	73.0592	73.0794	73.0735	72.2868	67.4762	72.2953

Table 13. Negative-sequence voltages after connection of 6 kW PV to bus 6

	BUSBAR 1	BUSBAR 2	BUSBAR 3	BUSBAR 4	BUSBAR 5	BUSBAR 6
V2 [V]	1.6000	1.6000	1.6000	1.6300	1.6300	3.580
angle [deg]	73.0569	73.0770	73.0711	72.2844	72.3302	49.5170

From the negative-sequence voltages and currents, the different transfer impedances are calculated. The results are shown in Table 14 through Table 19.

V11 [V]	1.9436 + 2.5422i	I1 [A]	7.4604 + 4.3181i	Z11 [ohms]	0.3429 + 0.1423i
V21 [V]	0.6746 + 1.6904i	I1 [A]	7.4604 + 4.3181i	Z21 [ohms]	0.1660 + 0.1305i
V31 [V]	0.4658 + 1.5307i	I1 [A]	7.4604 + 4.3181i	Z31 [ohms]	0.1357 + 0.1266i
V41 [V]	0.4694 + 1.5400i	I1 [A]	7.4604 + 4.3181i	Z41 [ohms]	0.1366 + 0.1273i
V51 [V]	0.4653 + 1.5308i	I1 [A]	7.4604 + 4.3181i	Z51 [ohms]	0.1357 + 0.1267i
V61 [V]	0.4692 + 1.5401i	I1 [A]	7.4604 + 4.3181i	Z61 [ohms]	0.1366 + 0.1274i

Table 14. Negative-sequence voltages and currents after the connection of 6 kW of PV and the negativesequence transfer impedance for busbar CB1



V12 [V]	0.6753 + 1.6901i	I2 [A]	7.4779 + 4.3279i	Z12 [ohms]	0.1656 + 0.1302i
V22 [V]	1.0680 + 1.9462i	I2 [A]	7.4779 + 4.3279i	Z22 [ohms]	0.2198 + 0.1330i
V32 [V]	0.4688 + 1.5402i	I2 [A]	7.4779 + 4.3279i	Z32 [ohms]	0.1363 + 0.1271i
V42 [V]	0.4695 + 1.5400i	I2 [A]	7.4779 + 4.3279i	Z42 [ohms]	0.1363 + 0.1270i
V52 [V]	0.4683 + 1.5404i	I2 [A]	7.4779 + 4.3279i	Z52 [ohms]	0.1362 + 0.1272i
V62 [V]	0.4693 + 1.5401i	I2 [A]	7.4779 + 4.3279i	Z62 [ohms]	0.1363 + 0.1271i

Table 15. Negative-sequence voltages and currents after the connection of 6 kW of PV and the negativesequence transfer impedance for busbar CB2

Table 16. Negative-sequence voltages and currents after the connection of 6 kW of PV and the negativesequence transfer impedance for busbar CB3

V13 [V]	0.4690 + 1.5402i	I3 [A]	7.4692 + 4.3229i	Z13 [ohms]	0.1364 + 0.1272i
V23 [V]	0.4685 + 1.5403i	I3 [A]	7.4692 + 4.3229i	Z23 [ohms]	0.1364 + 0.1273i
V33 [V]	1.5380 + 2.2676i	I3 [A]	7.4692 + 4.3229i	Z33 [ohms]	0.2859 + 0.1381i
V43 [V]	0.4694 + 1.5401i	I3 [A]	7.4692 + 4.3229i	Z43 [ohms]	0.1365 + 0.1272i
V53 [V]	0.4682 + 1.5404i	I3 [A]	7.4692 + 4.3229i	Z53 [ohms]	0.1364 + 0.1273i
V63 [V]	0.4692 + 1.5401i	I3 [A]	7.4692 + 4.3229i	Z63 [ohms]	0.1364 + 0.1272i

Table 17. Negative-sequence voltages and currents after the connection of 6 kW of PV and the negativesequence transfer impedance for busbar CB4

V14 [V]	0.4663 + 1.5306i	I4 [A]	7.4523 + 4.3123i	Z14 [ohms]	0.1359 + 0.1267i
V24 [V]	0.4657 + 1.5307i	I4 [A]	7.4523 + 4.3123i	Z24 [ohms]	0.1359 + 0.1268i
V34 [V]	0.4659 + 1.5307i	I4 [A]	7.4523 + 4.3123i	Z34 [ohms]	0.1359 + 0.1268i
V44 [V]	2.6960 + 2.9684i	I4 [A]	7.4523 + 4.3123i	Z44 [ohms]	0.4437 + 0.1416i
V54 [V]	0.4948 + 1.5531i	I4 [A]	7.4523 + 4.3123i	Z54 [ohms]	0.1401 + 0.1273i
V64 [V]	0.4958 + 1.5528i	I4 [A]	7.4523 + 4.3123i	Z64 [ohms]	0.1402 + 0.1273i



V15 [V]	0.4691 + 1.5401i	15 [A]	7.4867 + 4.3326i	Z15 [ohms]	0.1361 + 0.1269i
V25 [V]	0.4686 + 1.5403i	15 [A]	7.4867 + 4.3326i	Z25 [ohms]	0.1361 + 0.1270i
V35 [V]	0.4687 + 1.5403i	I5 [A]	7.4867 + 4.3326i	Z35 [ohms]	0.1361 + 0.1270i
V45 [V]	0.4990 + 1.5622i	I5 [A]	7.4867 + 4.3326i	Z45 [ohms]	0.1404 + 0.1274i
V55 [V]	0.7010 + 1.6904i	I5 [A]	7.4867 + 4.3326i	Z55 [ohms]	0.1680 + 0.1285i
V65 [V]	0.4987 + 1.5623i	I5 [A]	7.4867 + 4.3326i	Z65 [ohms]	0.1399 + 0.1272i

 Table 18. Negative-sequence voltages and currents after the connection of 6 kW of PV and the negative-sequence transfer impedance for busbar CB5

Table 19. Negative-sequence voltages and currents after the connection of 6 kW of PV and the negativesequence transfer impedance for busbar CB6

V16 [V]	0.4663 + 1.5306i	I6 [A]	7.4609 + 4.3173i	Z16 [ohms]	0.1357 + 0.1266i
V26 [V]	0.4657 + 1.5307i	I6 [A]	7.4609 + 4.3173i	Z26 [ohms]	0.1357 + 0.1266i
V36 [V]	0.4659 + 1.5307i	I6 [A]	7.4609 + 4.3173i	Z36 [ohms]	0.1366 + 0.1274i
V46 [V]	0.4960 + 1.5527i	I6 [A]	7.4609 + 4.3173i	Z46 [ohms]	0.1400 + 0.1271i
V56 [V]	0.4948 + 1.5531i	I6 [A]	7.4609 + 4.3173i	Z56 [ohms]	0.1399 + 0.1272i
V66 [V]	2.3242 + 2.7229i	I6 [A]	7.4609 + 4.3173i	Z66 [ohms]	0.3916 + 0.1384i

#### 9.3 TRANSFER IMPEDANCE MATRIX

The resulting transfer impedance, as obtained from the PowerFactory results, is shown in Table 20, Table 21 and Table 22. The first one gives the complex impedances, the second one the absolute value of the impedances, the third one the argument (phase angle) of the impedances. This impedance matrix has been used the calculate the unbalance for combinations of PV connected at different locations and to different phases.

Table 20. Complex transfer impedance matrix, in Ohm, for the example network

0.3429+0.1423i	0.1656+0.1302i	0.1364+0.1272i	0.1359+0.1267i	0.1361+0.1269i	0.1357+0.1266i
0.1667+0.1305i	0.2198+0.1330i	0.1364+0.1273i	0.1359+0.1268i	0.1361+0.1270i	0.1357+0.1266i
0.1357+0.1266i	0.1363+0.1271i	0.2859+0.1381i	0.1359+0.1268i	0.1361+0.1270i	0.1366+0.1274i
0.1366+0.1273i	0.1363+0.1270i	0.1365+0.1272i	0.4437+0.1416i	0.1404+0.1274i	0.1400+0.1271i
0.1357+0.1267i	0.1362+0.1272i	0.1364+0.1273i	0.1401+0.1273i	0.1680+0.1285i	0.1399+0.1272i
0.1366+0.1274i	0.1363+0.1271i	0.1364+0.1272i	0.1402+0.1273i	0.1404+0.1274i	0.3916+0.1384i



0.3712	0.2106	0.1866	0.1858	0.1861	0.1856
0.2111	0.2569	0.1866	0.1858	0.1861	0.1856
0.1856	0.1863	0.3175	0.1858	0.1861	0.1868
0.1868	0.1863	0.1866	0.4657	0.1896	0.1891
0.1856	0.1863	0.1866	0.1893	0.2116	0.1891
0.1868	0.1863	0.1866	0.1893	0.1896	0.4153

Table 21. Absolute values of the transfer impedances, in Ohm, for the example network

<b>Fable 22.</b> Arguments of the transfer	impedances, in	degrees, for the example n	etwork
--	----------------	----------------------------	--------

22.5383	38.1602	43.0016	43.0009	43.0009	43.0009
38.1808	31.1825	43.0218	43.0210	43.0211	43.0211
43.0127	43.0127	25.7917	43.0151	43.0152	43.0175
42.9850	42.9850	42.9881	17.6975	42.2285	42.2285
43.0305	43.0306	43.0337	42.2743	37.4180	42.2743
42.9935	42.9935	42.9967	42.2370	42.2371	19.4610

#### 9.4 ADDING THREE-PHASE INDUCTION-MOTOR LOAD

Adding three-phase induction-motor loads, we can calculate the impact of this type of load on the transfer impedance matrix. For this, using Power Factory, a 16 kW induction motor was added in each busbar. After this, the calculation of the transfer impedance proceeded as before. The resulting transfer impedance is presented in Table 21, Table 22 and Table 23.

 Table 23. Complex transfer impedance matrix, in Ohm, for the example network - after adding a three-phase induction motor

0.2741+0.1242i	0.0843+0.1186i	0.0561+0.1125i	0.0547+0.1129i	0.0558+0.1122i	0.0551+0.1130i
0.0930+0.1146i	0.1521+0.1147i	0.0643+0.1094i	0.0629+0.1099i	0.0640+0.1091i	0.0633+0.1100i
0.0594+0.1116i	0.0597+0.1108i	0.2211+0.1172i	0.0607+0.1111i	0.0617+0.1103i	0.0765+0.1042i
0.0482+0.1144i	0.0485+0.1136i	0.0508+0.1137i	0.3773+0.1218i	0.0545+0.1141i	0.0537+0.1150i
0.0668+0.1088i	0.0670+0.1079i	0.0693+0.1077i	0.0721+0.1084i	0.1033+0.1080i	0.0725+0.1084i
0.0518+0.1141i	0.0521+0.1133i	0.0544+0.1134i	0.0571+0.1144i	0.0581+0.1136i	0.3257+0.1186i



0.3009	0.1455	0.1257	0.1254	0.1253	0.1257
0.1475	0.1905	0.1269	0.1266	0.1264	0.1269
0.1265	0.1259	0.2503	0.1266	0.1264	0.1293
0.1241	0.1236	0.1246	0.3964	0.1264	0.1269
0.1276	0.1270	0.1281	0.1302	0.1494	0.1304
0.1253	0.1247	0.1257	0.1278	0.1276	0.3467

Table 24. Absolute values of the transfer impedances, in Ohm, for the example network - after adding a three-phase induction motor

Table 25.	Arguments of the transfer in	npedances, in degrees,	for the example network	- after adding a three-
phase ind	luction motor			

24.3771	54.5691	63.5084	64.1318	63.5391	64.0199
50.9317	37.0141	59.5768	60.2011	59.6066	60.0888
61.9626	61.6703	27.9259	61.3626	60.7684	53.6953
67.1713	66.8801	65.9480	17.8979	64.4781	64.9581
58.4457	58.1527	57.2210	56.3460	46.2704	56.2333
65.5884	65.2968	64.3648	63.4873	62.8945	19.9999



## **10** Results from Matlab calculations

The transfer impedance matrix, as calculated by using PowerFactory, has been used to calculate the unbalance for a number of other situations. This concerns especially situations with PV connected to multiple locations or with time variation of production. The number of combinations gets rather big and performing such calculations using PowerFactory would become too time consuming.

By using the linearity of the grid, the transfer impedance matrix can be used and the calculations can be done automatically and much quicker in Matlab. The results of these calculations are presented in this chapter.

#### 10.1 PV CONNECTED AT ONE LOCATION

To obtain the voltage unbalance for each busbar, the negative sequence voltage was calculated using the superposition method. For this, 1 PV panel was connected in busbar 1, for example, and the negative sequence voltage was calculated in all busbars. The voltage unbalance was obtained using (1) and the results are presented in Table 26.

$$VUN_{r}^{2}[\%] = \frac{V_{r}^{2}}{0.4} \cdot 100\%$$
<sup>(1)</sup>

Where  $VUN_r^2$  is the voltage unbalance where the negative sequence voltage is

calculated (receiving node) when the PV panel is connected (sending node) and  $V_r^2$  is the negative sequence voltage in the receiving node (r) when the PV panel is connected in the sending node (s).

PHASE A										
DV at hus	Voltage Unbalance (%) at bus									
PV at bus	1	2	3	4	5	6				
1	0.8000	0.4550	0.4000	0.4025	0.4000	0.4025				
2	0.4550	0.5550	0.4025	0.4025	0.4025	0.4025				
3	0.4025	0.4025	0.6850	0.4025	0.4025	0.4025				
4	0.4000	0.4000	0.4000	1.0025	0.4075	0.4075				
5	0.4025	0.4025	0.4025	0.4100	0.4575	0.4100				
6	0.4000	0.4000	0.4000	0.4075	0.4075	0.8950				

Table 26. Unbalance due to PV at one location

From these results, we can observe that the highest and the lowest voltage unbalance occur when the PV panel is connected and calculated in busbar 4 and 5, respectively. Related to the impact of these connections on the others busbars, the lowest level occurs when the panels are connected in busbars 3-6 and the voltage unbalance is calculated in busbar 2. On the other hand, the highest level occurs when the panel is connected in busbars 4-6 and the unbalance is calculated in busbar 6, 5 and 4, respectively.



#### 10.2 PV CONNECTED IN THE SAME PHASE AT DIFFERENT LOCATIONS

For obtaining the voltage unbalance at different locations, the transfer impedance was used to calculate the negative sequence voltage, as in (2). For example, connecting 1 PV panel in busbars 1 (phase A) and 2 (phase A) the negative sequence voltage in busbar 1 is presented in (3).

$$V_{r}^{2}[kV] = \sum_{s=1}^{N} Z_{rs}^{2} \cdot I_{s}^{2}$$
(2)

$$V_1^2[kV] = (Z_{11}^2 \cdot I_1^2) + (Z_{12}^2 \cdot I_2^2)$$
(3)

Where  $Z_{rs}^2$  is the negative sequence impedance relating the receiving and sending node and  $I_s^2$  is the negative sequence current related to the sending node. The voltage unbalance was calculated using the results obtained by (2) for all possible combinations of a 6 busbar grid. These results are presented in Table 27 through Table 31.

PHASE A										
	Voltage Unbalance (%) at bus									
PV at bus										
	1	2	3	4	5	6				
1,2	1.2442	1.0081	0.8025	0.8050	0.8025	0.8050				
1,3	1.1855	0.8567	1.0736	0.8050	0.8025	0.8050				
1,4	1.1831	0.8542	0.8000	1.3772	0.8075	0.8100				
1,5	1.1855	0.8567	0.8025	0.8125	0.8565	0.8125				
1,6	1.1831	0.8542	0.8025	0.8100	0.8075	1.2742				
2,3	0.8567	0.9525	1.0761	0.8050	0.8050	0.8050				
2,4	0.8542	0.9500	0.8025	1.3772	0.8100	0.8100				
2,5	0.8567	0.9525	0.8050	0.8125	0.8590	0.8125				
2,6	0.8542	0.9500	0.8050	0.8100	0.8100	1.2742				
5,6	0.8025	0.8025	0.8050	0.8175	0.8642	1.2829				
3,4	0.8025	0.8025	1.0736	1.3772	0.8100	0.8100				
3,5	0.8050	0.8050	1.0761	0.8125	0.8590	0.8125				
3,6	0.8025	0.8025	1.0761	0.8100	0.8100	1.2742				
4,5	0.8025	0.8025	0.8025	1.3860	0.8642	0.8175				
4,6	0.8000	0.8000	0.8025	1.3836	0.8150	1.2805				

Table 27. Unbalance due to two PV in the same phase at different locations



PHASE A									
	Voltage Unbalance (%) at bus								
PV at bus	1	2	3	4	5	6			
1,2,3	1.6366	1.4073	1.4708	1.2075	1.2050	1.2075			
1,2,4	1.6342	1.4048	1.2025	1.7642	1.2100	1.2125			
1,2,5	1.6366	1.4073	1.2050	1.2150	1.2586	1.2150			
1,2,6	1.6342	1.4048	1.2050	1.2125	1.2100	1.6644			
1,3,4	1.5770	1.2565	1.4684	1.7642	1.2100	1.2125			
1,3,5	1.5795	1.2590	1.4708	1.2150	1.2586	1.2150			
1,3,6	1.5770	1.2565	1.4708	1.2125	1.2100	1.6644			
1,4,5	1.5770	1.2565	1.2025	1.7727	1.2638	1.2200			
1,4,6	1.5746	1.2540	1.2025	1.7703	1.2150	1.6704			
1,5,6	1.5770	1.2565	1.2050	1.2200	1.2638	1.6728			
2,3,4	1.2565	1.3505	1.4708	1.7642	1.2125	1.2125			
2,3,5	1.2590	1.3530	1.4733	1.2150	1.2611	1.2150			
2,3,6	1.2565	1.3505	1.4733	1.2125	1.2125	1.6644			
2,4,5	1.2565	1.3505	1.2050	1.7727	1.2663	1.2200			
2,4,6	1.2540	1.3480	1.2050	1.7703	1.2175	1.6704			
3,4,5	1.2050	1.2050	1.4708	1.7727	1.2663	1.2200			
3,4,6	1.2025	1.2025	1.4708	1.7703	1.2175	1.6704			
4,5,6	1.2025	1.2025	1.2050	1.7789	1.2714	1.6789			
2,5,6	1.2565	1.3505	1.2075	1.2200	1.2663	1.6728			
3,5,6	1.2050	1.2050	1.4733	1.2200	1.2663	1.6728			

Table 28. Unbalance due to three PV in the same phase at different locations

Table 29. Unbalance due to four PV in the same phase at different location
--

PHASE A										
	Voltage Unbalance (%) at bus									
PV at bus	1	2	3	4	5	6				
1,2,3,4	2.0305	1.8055	1.8678	2.1568	1.6125	1.6150				
1,2,3,5	2.0329	1.8080	1.8703	1.6175	1.6609	1.6175				
1,2,3,6	2.0305	1.8055	1.8703	1.6150	1.6125	2.0593				
1,2,4,5	2.0305	1.8055	1.6050	2.1653	1.6660	1.6225				
1,2,4,6	2.0280	1.8030	1.6050	2.1628	1.6175	2.0651				
1,3,4,5	1.9744	1.6588	1.8678	2.1652	1.6660	1.6225				
1,3,4,6	1.9720	1.6563	1.8678	2.1628	1.6175	2.0651				
1,4,5,6	1.9720	1.6563	1.6050	2.1712	1.6712	2.0734				
2,3,4,5	1.6588	1.7519	1.8703	2.1652	1.6685	1.6225				
2,3,4,6	1.6563	1.7494	1.8703	2.1628	1.6200	2.0651				
3,4,5,6	1.6050	1.6050	1.8703	2.1712	1.6737	2.0734				
1,3,5,6	1.9744	1.6588	1.8703	1.6225	1.6660	2.0676				
1,2,5,6	2.0305	1.8055	1.6075	1.6225	1.6660	2.0676				
3,2,5,6	1.6588	1.7519	1.8728	1.6225	1.6685	2.0676				
4,2,5,6	1.6563	1.7494	1.6075	2.1712	1.6737	2.0734				



PHASE A										
		Vol	tage Unbala	ance (%) at	bus					
PV at bus	1	2	3	4	5	6				
1,2,3,4,5	2.4288	2.2068	2.2684	2.5609	2.0684	2.0250				
1,2,3,4,6	2.4263	2.2043	2.2684	2.5584	2.0200	2.4624				
1,3,4,5,6	2.3711	2.0587	2.2684	2.5667	2.0735	2.4706				
2,3,4,5,6	2.0587	2.1512	2.2709	2.5667	2.0760	2.4706				
1,2,3,5,6	2.4288	2.2068	2.2709	2.0250	2.0684	2.4648				
1,2,4,5,6	2.4264	2.2043	2.0075	2.5667	2.0735	2.4706				

Table 30. Unbalance due to five PV in the same phase at different locations

Table 31. Unbalance due to six PV in the same phase at different locations

PHASE A										
		Voltage Unbalance (%) at bus								
PV at bus	1	2	3	4	5	6				
1,2,3,4,5,6	2.8259	2.6060	2.6695	2.9640	2.4759	2.8692				

#### 10.3 PV CONNECTED IN DIFFERENT PHASES AT ONE LOCATION

When one PV panel is connected in different phases at the same location, we have to consider that the injected negative sequence currents are shifted over 120° compared to each other. So, the negative sequence voltage can be calculated using (4). As an example we can consider a connection of 1 PV panel in busbars 1-A and 1-B, for this, the negative sequence voltage in busbar 1 is presented in (5).

In this study, the voltage unbalance was calculated using the results obtained by (2) for the connection of one PV panel in phases AB, AC and BC for the 6 busbars. The results for the connection in phases A and B are presented in Table 32. The voltage unbalance for connection to two other phases is exactly the same.

$$V_{r}^{2}[kV] = \frac{(Z_{rs}^{2} \cdot I_{s}^{2}) + a \cdot (Z_{rs}^{2} \cdot I_{s}^{2}) + a^{2} \cdot (Z_{rs}^{2} \cdot I_{s}^{2})}{3}$$
(4)  
$$V_{1}^{2}[kV] = \frac{(Z_{11}^{2} \cdot I_{1}^{2}) + a \cdot (Z_{11}^{2} \cdot I_{1}^{2}) + 0}{3}$$
(5)

Where,  $a = -\frac{1}{2} + \frac{1}{2}j\sqrt{3}$ .



PHASE AB										
DV at hus	Voltage Unbalance (%) at bus									
rv at bus	1	2	3	4	5	6				
1	0.7493	0.4261	0.3746	0.3770	0.3746	0.3770				
2	0.4260	0.5197	0.3769	0.3769	0.3769	0.3765				
3	0.3767	0.3767	0.6410	0.3767	0.3767	0.3767				
4	0.3749	0.3749	0.3749	0.9396	0.3819	0.3819				
5	0.3760	0.3760	0.3760	0.3830	0.4274	0.3830				
6	0.3745	0.3745	0.3745	0.3816	0.3816	0.8380				
6	0.3745	0.3745	0.3745	0.3816	0.3816	0.8380				

Table 32 - PV Connected in Different Phases (A and B) at One Location

#### 10.4 PV CONNECTED IN DIFFERENT PHASES AT DIFFERENT LOCATIONS

As in the previous section, the negative sequence voltage can be calculated using (4), also considering that the injected negative sequence currents are shifted over 120<sup>°</sup> compared to each other. As an example we can consider a connection of 1 PV panel in busbars 1-A and 2-B, for this, the negative sequence voltage in busbar 1 is presented in (6).

The voltage unbalance was calculated using the results obtained by (2) for the connection of one PV panel in phases AB, AC, BC and ABC for the 6 busbars. The results for connection to phases A and B are presented in Table 33.

$$V_1^2[kV] = \frac{(Z_{11}^2 \cdot I_1^2) + a \cdot (Z_{12}^2 \cdot I_2^2) + 0}{3}$$
(6)

The results for connection of three panels in three different phases at three different locations is shown in Table 34.



DV at hus	Voltage Unbalance (%) at bus								
r v at bus	1	2	3	4	5	6			
1,2	0.5354	0.5278	0.3758	0.3770	0.3758	0.3770			
1,3	0.5175	0.3744	0.6676	0.3770	0.3758	0.3770			
1,4	0.5186	0.3735	0.3746	0.9822	0.3824	0.3836			
1,5	0.5176	0.3744	0.3758	0.3849	0.4375	0.3849			
1,6	0.5186	0.3735	0.3745	0.3835	0.3824	0.8789			
2,3	0.3743	0.3883	0.6684	0.3769	0.3769	0.3769			
2,4	0.3734	0.3882	0.3757	0.9822	0.3835	0.3835			
2,5	0.3743	0.3884	0.3769	0.3848	0.4385	0.3848			
2,6	0.3734	0.3882	0.3756	0.3835	0.3835	0.8789			
5,6	0.3756	0.3756	0.3756	0.3826	0.3771	0.8763			
3,4	0.3757	0.3757	0.4463	0.9822	0.3836	0.3836			
3,5	0.3770	0.3770	0.4458	0.3849	0.4386	0.3849			
3,6	0.3757	0.3757	0.4463	0.3836	0.3836	0.8789			
4,5	0.3757	0.3757	0.3757	0.6643	0.4361	0.3827			
4,6	0.3744	0.3744	0.3744	0.6657	0.3814	0.8756			

Table 33 - PV Connected in phases A and B at different locations

Table 34 - PV Connected in phases A, B and C at different locations

PV at bus	Voltage Unbalance (%) at bus						
	1	2	3	4	5	6	
1,3,6	0.4170	0.0594	0.3050	0.0067	0.0090	0.5145	
1,4,5	0.4197	0.0620	0.0024	0.6142	0.0631	0.0065	
1,4,6	0.4194	0.0617	0.0003	0.6166	0.0085	0.5103	
1,5,6	0.4171	0.0595	0.0025	0.0092	0.0626	0.5107	
2,3,4	0.0593	0.1690	0.3052	0.6191	0.0069	0.0069	
2,3,5	0.0595	0.1693	0.3029	0.0087	0.0649	0.0087	
2,3,6	0.0593	0.1690	0.3053	0.0068	0.0068	0.5146	
2,4,5	0.0619	0.1717	0.0024	0.6141	0.0610	0.0065	
2,4,6	0.0616	0.1713	0.0025	0.6165	0.0068	0.5104	
3,4,5	0.0025	0.0025	0.3052	0.6142	0.0608	0.0064	
3,4,6	0.0026	0.0026	0.3048	0.6166	0.0068	0.5103	
4,5,6	0.0025	0.0025	0.0025	0.6099	0.0582	0.5082	
2,5,6	0.0594	0.1691	0.0026	0.0093	0.0627	0.5109	
3,5,6	0.0027	0.0027	0.3025	0.0092	0.0627	0.5107	

10.5 PV CONNECTED AT ONE LOCATION - ADDING THREE-PHASE INDUCTION MOTOR

When three-phase loads are added in a system, the voltage unbalance is decreased and the hosting capacity increased. So, aiming to increase the hosting capacity, in this



study, a 16 kW three-phase induction motor was connected in the described grid and the voltage unbalance was calculated. The results are presented in Table 35.

From these results we can observe that, comparing to the results of Table 26 the voltage unbalance decreases with the connection of this three-phase load. With this, the hosting capacity increases and more PV can be connected to the grid.

PHASE A							
	Voltage Unbalance (%) at bus						
PV at bus	1	2	3	4	5	6	
1	0.6425	0.3150	0.2700	0.2650	0.2725	0.2675	
2	0.3150	0.4125	0.2725	0.2675	0.2750	0.2700	
3	0.2700	0.2725	0.5375	0.2675	0.2750	0.2700	
4	0.2650	0.2675	0.2675	0.8375	0.2750	0.2700	
5	0.2725	0.2750	0.2750	0.2750	0.3250	0.2775	
6	0.2675	0.2700	0.2700	0.2700	0.2775	0.7375	

Table 35 – One PV connected at one location – considering the impact of three-phase induction motor load

#### 10.6 PANELS AT ONE LOCATION, WITH DIFFERENT TILT ANGLE

The amount of power produced by a solar panel depends, apart from cloud coverage, on the location the sun the sky with reference to the direction of the panel. If the panel surface is perpendicular to the direction of the sun, the maximum amount of power reaches the panel. All panels will show a daily variation in production, but this variation will depend on the tilt angle and the tilt direction of the panel.

In this section as well as in the next section we will study to which extent panels connected to different phase will cancel each other where it concern negative-sequence current injection. In this section we will consider panels connected at the same bus; connection to different busses is studied in the next section.

We will assume that all panels are located in Skellefteå (at 64.75° north) and that they are tilted at 45°. This tilt angle will give about the maximum production at midsummer<sup>10</sup>. All the calculations were performed for 21 June. The equations in Section 2.2.5 to 2.2.7 of [1] have been used to calculate the amount of irradiation that reaches the panel on a cloudless day (zero oktas). This includes a certain amount of damping, which increases when the sun comes closer to the horizon. Differences in panel efficiency with solar intensity, angle of impact, and temperature have not been

<sup>&</sup>lt;sup>10</sup> Note that it does not give the maximum production on an annual base. But it will give the highest production and this probably the highest unbalance around midsummer.



considered here. Such parameters should be considered when estimating the annual yield of an installation, but for this study those details are not relevant.

The power production and current shown in the figures below hold for a panel with a maximum electricity production of 1 kW. Figure 5 shows the daily variation for four panels with 45° difference in tilt direction. It shows how the panel tilted towards the southeast (red curve) reaches maximum production a few hours before the other ones. The panel tilted towards the west reaches its maximum production rather late in the afternoon. For panels directed towards the four quarters of the compass, the daily variation in produced power is shown in Figure 6. The panel directed to the north catches both the morning sun and the evening sun.



Figure 5. Produced power from four solar panels with the same tilt angle but different tilt direction: south east (135°, red); south (180°, green); south west (225°, blue); west (270°, black)



Figure 6. Produced power from four solar panels with the same tilt angle but different tilt direction: east (90°, red); south (180°, green); west (270°, blue); north (360°, black)

When three identical panels, with the same tilt angle and tilt direction, are connected to the three phases, they will only inject a positive-sequence current and they will not



contribute to the voltage unbalance. However, when tilt angle and/or tilt direction are different, they will also inject negative-sequence current.

Consider three identical panels, in three phases at the same location, but with different tilt directions. The results are shown in Figure 7, Figure 8 and Figure 9, for spread in tilt angle of 45, 90 and 75°, respectively. With a spread of 45°, one of the panels is tilted towards the south, one is tilted 45° west of south and the third one is tilted 45° east of south.



Figure 7. Produced power for the three panels (left), resulting negative-sequence current (right, black curve), and negative-sequence current injected by one panel (right, green curve) for three panels with 90° spread in tilt direction



Figure 8. Produced power for the three panels (left), resulting negative-sequence current (right, black curve), and negative-sequence current injected by one panel (right, green curve) for three panels with 30° spread in tilt direction

The negative-sequence current injected by the south-tilted single panel is shown as a green curve in each of the figures. This one has a maximum at noon as this is when its production is biggest. The maximum negative-sequence current is equal to 1442 mA for a 1000-W panel. For three panels, with 30° spread in title angle, the highest value is 706 mA. This value occurs twice a day, in the early morning and in the late afternoon.





Figure 9. Produced power for the three panels (left), resulting negative-sequence current (right, black curve), and negative-sequence current injected by one panel (right, green curve) for three panels with 75° spread in tilt direction

The maximum negative-sequence current for the three panels, has next been calculated as a function of the spread in tilt angle. The results are shown in Figure 10.



Figure 10. Resulting negative-sequence current from three panels at the same location as a function of the spread in their tilt angle. The red horizontal curve (for 1442 mA) gives the resulting negative-sequence current when one single-phase panel is connected

The highest negative-sequence current for three panels occurs for 75° spread in tilt direction and is 1185 mA, or 82% of the value for one single-phase panel. The maximum negative-sequence current due to three single-phase panels, in three different phases, at the same location is thus 82% of the maximum negative-sequence current due to one single panel.

In terms of hosting capacity, it is possible to connect at least 3.66 times as much PV at one location by using three single-phase inverters, than by using one single-phase inverter. An important finding from these calculations is however that even when



equally spreading the panels over the three phases, still a substantial unbalance can occur.

#### 10.7 PANELS IN DIFFERENT PHASES AT THREE DIFFERENT LOCATIONS

Consider three panels, located at busses 4, 5 and 6. We consider the resulting unbalance at bus 4. It was shown earlier that connecting the three panels in the same phase would result in a voltage unbalance equal to 1.78%.

The three transfer impedances are:

$$\begin{split} Z_{44} &= 0.47 \ \Omega \ (17.7^{\circ}) \\ Z_{54} &= 0.19 \ \Omega \ (42.2^{\circ}) \\ Z_{64} &= 0.19 \ \Omega \ (42.2^{\circ}) \end{split}$$

And the negative-sequence voltage at bus 4 is found from the following expression:

$$U_4^{neg} = Z_{44} \times I_4^{neg} + Z_{54} \times I_5^{neg} + Z_{64}^{neg} \times I_6^{neg}$$

We further assume that the three panels are located in three different phases. The injected negative sequence currents are therefore shifted over 120° compared to each other.

$$I_4^{neg} = \frac{I_4}{3}; I_5^{neg} = a \times \frac{I_5}{3}; I_6^{neg} = a^2 \frac{I_6}{3};$$

with  $a = -\frac{1}{2} + \frac{1}{2}j\sqrt{3}$ , a rotation over 120°. Combining these last two equations gives the following expression for the negative-sequence voltage at bus 4:

$$\frac{U_4^{neg} = Z_{44} \times I_4 + a \times Z_{54} \times I_5 + a^2 \times Z_{64} \times I_6}{3}$$

Where  $I_1$ ,  $I_2$ , and  $I_3$  are the phase currents of the panels at busses 1, 2 and 3. The panel at bus 4 is assumed to be the one that is tilted towards the south. In this case, each panel was assumed to produce 6000 W while the sun was perpendicular to the panel. As we mentioned earlier, this is a typical size of panel for a one-family house.

The results for 20° spread in tilt angle are shown in Figure 11. The negative-sequence due to one panel at bus 4 only (green curve) is at most 1.02%. When the three panels would be located at the three locations in the same phase, the resulting negative-sequence voltage at bus 1 would be 1.78%. Spreading the three panels over the phases would reduce the unbalance to about 0.7% despite the spread in tilt angle.





Figure 11. Three panels at three locations, in three different phases; tilted to the south at bus 4, tilted  $20^0$  to east and west at the other two locations; injected power (left); negative-sequence current (right); The green curve is the negative-sequence voltage due to the panel at bus 1

The calculations have been repeated for a range of spread in tilt angle, resulting in Figure 12. The red line at the top in that figure is the value for one panel connected to bus 4.



Figure 12. Negative sequence voltage as a function of the spread in tilt direction; the red curve holds for one panel at location 6 only

The results show that spreading the panels over the three phases never deteriorates the situation compared to just one panel. But for large spread in tilt direction, the panels at the other location only reduce the unbalance at the first location a little bit. This would however still increase the hosting capacity of the system as a whole. When the spread in title angle is small (up to about  $40^{\circ}$ ) the resulting negative sequence voltage is reduced from around 1 % to about 0.7%.



#### 10.8 IMPACT OF THE BACKGROUND UNBALANCE

To estimate the impact of the background unbalance (i.e. the voltage unbalance before connection of the PV) a measurement was used where the rms values of the three phase-to-phase voltages where recorded. These are shown in Figure 13. From the phase-to-phase voltages, the negative-sequence voltage can be calculated using the equations given in [3]. Those equations give both magnitude and phase angle of the negative-sequence voltage, whereas measurements by standard power-quality instruments only give the magnitude of the negative-sequence voltage. To apply the superposition principle, both magnitude and phase angle of the negative-sequence voltage should be known.

The calculated magnitude and phase angle of the negative-sequence voltage are shown in Figure 14. The variations in both magnitude and duration appear random, without any daily pattern. The measurement period is too short to draw any general conclusions from this.



Figure 13. Phase-to-phase voltages measured during a 42-hour period in a low-voltage network



Figure 14. Voltage unbalance versus time: absolute value (top) and phase angle (bottom)

Next a PV is added at the location with this background unbalance and the resulting total unbalance is calculated using the before-mentioned superposition principle.

It is assumed that the background unbalance at location CB1 has the same probability distribution as the measured unbalance shown in Figure 14. Dependence on time of day has not been included. As was mentioned before, the variations in magnitude and duration appear rather random, without any specific relation with time of day.



Connecting of 6 kW PV at location CB1, without considering the background unbalance, will result in 0.80 % voltage unbalance.

Assuming 6 kW PV on one single-phase inverter, the injected negative sequence current is  $8.7A \angle 30^{\circ}$ ,  $8.7A \angle 150^{\circ}$ , or  $8.7A \angle -90^{\circ}$ , depending on the phase in which the inverter is connected. (Note again that the line-to-line voltages are used as reference to calculate the symmetrical components.)

The calculations have been repeated for single-phase inverters connected to each of the three phases (one at a time). The resulting probability distribution functions are shown in Figure 15. For each of the three phases, the unbalance increases; but the increase depends on the phase to which the panel is connected. The increase is largest for the panel being connected to the green phase; the 95-% value is 1.70 % in that case and the maximum value 1.95 %. For connection in the blue phase, this value is 0.91 % and the maximum value 1.14 %. Note that the value without considering the background unbalance is also about 0.8 %.



Figure 15. Probability distribution of the unbalance after connection 6-KW PV in one phase at location CB1; the three colours refer to connections in the three phases; the black curve gives the distribution before the connection

The calculations have been repeated for the connection of 6 kW PV in one phase at location B5. The results are shown in Figure 16. In this case, a connection to the red phase will result in a decrease in unbalance; a connection to the green phase will cause a substantial increase. Also this example shows that it is important in which phase the PV is connected. To make that decision, more information should be available on the background unbalance.





Figure 16. Probability distribution of the unbalance after connection 6-KW PV in one phase at location CB6; the three colours refer to connections in the three phases; the black curve gives the distribution before the connection

The calculations shown in Figure 15 and Figure 16, have been repeated for the same 6kW PV connected to the other four customer busses. The 95-percentile and maximum value of the negative-sequence voltage have been calculated for the 18 different connections (6 customer busses, three phases). The results are shown in Table 31. The table shows that the resulting negative-sequence voltage is strongly dependent on the phase to which the PV is connected.

		CB1	CB2	CB3	CB4	CB5	CB6
А	95%	1,02 %	0,80 %	0,92 %	1,22 %	0,74 %	1,12 %
А	100%	1,27 %	1,05 %	1,16 %	1,47 %	0,98 %	1,37 %
В	95%	1,70 %	1,46 %	1,59 %	1,90 %	1,36 %	1,79 %
В	100%	1,95 %	1,71 %	1,84 %	2,14 %	1,61 %	2,04 %
С	95%	0,91 %	0,89 %	0,90 %	0,97 %	0,91 %	0,93 %
С	100%	1,14 %	1,14 %	1,12 %	1,17 %	1,16 %	1,14 %

Table 36. 6 kW PV connected in different phases at different locations; impact of the background voltage unbalance

#### 10.9 RANDOM CONNECTION OF PV

In some of the previous sections, two extreme cases were considered: all PV connected to one phase; and PV spread over the three phases. When customers select a phase randomly, neither case is likely to occur.

To get an impression of the risks that large unbalances would occur, a simulation has been performed. Here, PV was connected at random busses and at random phases at those busses.



The results for two panels are shown in Figure 17. In this case, 100 000 simulations were performed to randomly generate combinations of PV locations and phases. For each combination the transfer impedance matrix was used to obtain the unbalance at each of the six busses. This resulted in 100 000 values for the unbalance at each of the busses. These values were sorted to obtain the probability distribution functions shown in Figure 17. The lower probability values (like 50 %) are similar for the six locations, but the high probability values are much higher for two of the nodes (B1 and B2). For these nodes there is a substantial probability (10 to 30 %) that the unbalance will exceed 3 %. For the other nodes, the probability remains always below 2 %.



Figure 17. Probability distribution function for two 6-kW inverters at random busses and phases in the example network

The results for three through six panels are shown in Figure 18 through Figure 21. With increasing number of panels, the probabilities of high unbalance increases a lot. Connection panels randomly to the phases will, with high probability, result in high unbalance.



Figure 18. Probability distribution function for three 6-kW inverters at random busses and phases in the example network





Figure 19. Probability distribution function for four 6-kW inverters at random busses and phases in the example network



Figure 20. Probability distribution function for five 6-kW inverters at random busses and phases in the example network





Figure 21. Probability distribution function for six 6-kW inverters at random busses and phases in the example network

The 90 and 95-% values have been calculated to compare the different busses and number of inverters. The results are shown in Figure 22. The 90-% value stays below 2%, even when all six customer busses have 6-kW PV connected through a single-phase inverter. The 95-% value is above the 2-% limit for one of the busses when five or six inverters are connected.

Note also the decrease in statistical indicators when going from 3 to 4 and from 5 to 6 inverters. This is because a larger number of units allows for more combinations where the negative-sequence voltages cancel each other.



Figure 22. 90% (solid lines) and 95% (dashed lines) values for the expected unbalance when connecting on to six 6-kW inverters at random busses and phases in the example network

The calculations with six inverters have been repeated for smaller inverters. Figure 23 shows the results when 3-kW single-phase inverters are used. It is recommended by Svensk Energi that three-phase inverters should be used when size of the installation exceeds 3 kW. In Figure 24, 4.6 kW inverters are considered. This is the limit that is



used in Germany. For 3-kW inverters, the 2 % limit for negative-sequence voltage is not exceed, not even in the worst case. For 4.6-kW inverters, the worst case give a negative-sequence voltage equal with 2.3 %, but the probability of this occurring is small.



Figure 23. Probability distribution function for six 3-kW inverters at random busses and phases in the example network



Figure 24. Probability distribution function for six 4.6-kW inverters at random busses and phases in the example network



# **11** A simple illustration of the superposition principle

#### 11.1 LINEARITY

In the linearity technique for circuit analysis we assume a value to the unknown quantity, and then we calculate the voltage/current that source produces for that quantity value. So, using the homogeneity, we multiply the assumed value by the ratio between the found values for the voltage or current and their real values.



We want to calculate the current Io in the circuit, for I =12A. First, we suppose that Io=1A, then we calculate the current source I.

 $I_0 = 1A$  $V_0 = 1 \cdot 3 = 3V$ 

Where Vo is the voltage of resistor  $3\Omega$  and  $6\Omega$ . So,

 $V_1 = 3 = I_1 \cdot 6$   $\therefore$   $I_1 = 0.5A$ Using Kirchhoff's Current Law, we obtain the current  $I_2$ :

$$I_2 = I_1 + I_0$$
  $\therefore$   $I_2 = 0.5 + 1 = 1.5A$   
For resistor 2 $\Omega$ .

 $V_2 = 1,5 \cdot 2 = 3V$ For resistors  $4\Omega$  and  $8\Omega$ ,

$$V_3 - V_1 = V_2$$
  $\therefore$   $V_3 = V_2 + V_1$   
 $V_3 = 3 + 3 = 6V$ 

Using KCL, we obtain current  $I_3$  and I:

$$6 = I_3 \cdot 12$$
  $\therefore$   $I_3 = 0.5A$   
 $I = I_3 + I_2 = 0.5 + 1.5$   $\therefore$   $I = 2A$ 

This means that for a current of 1 A, the current source would provide 2 A.

Now we can introduce the "current transfer function":

$$H = \frac{I_0}{I}$$
 or  $I_0 = H \times I$ 

In a linear system, the current transfer function is independent of the sources. [Note: in this example it is just one value, but normally the transfer is a function of frequency.]



Using the linear characteristic of the circuit, a simple cross multiplication (rule of three) allows you to calculate  $I_0$  when I = 12A.

$$I_0 = \frac{12}{2} = 6A$$

#### 11.2 SUPERPOSITION

The superposition technique principle is the additive property of linear functions. So, in a circuit with two or more independent current/voltage sources, a specific value is the result of the independent contributions of each source, without the presence of the others. In other words, we use one current/voltage source and we eliminate the others (voltage sources: short-circuit/current sources: open-circuit) calculating the unknown quantity. We repeat the process for each independent current/voltage source and, in the end, we add the found values.

Example:



To determine  $V_0$ , using the superposition technique, we substitute the current source of 6A by an open-circuit and calculate  $V_0$ .



Now, we eliminate the voltage source, replace it by a short-circuit, and calculate V<sub>0</sub>:



$$I^{"} = \frac{6 \cdot 3}{9} = 2A$$

$$V^{"} = -(2 \cdot 2) = -4A$$
So, V0 is the sum of  $V^{'}$  and  $V^{"}$ 



## $V_0 = V' + V'' = 8 + (-4)$ $\therefore$ $V_0 = 4V$

#### 11.3 TRANSFER FUNCTIONS AND IMPEDANCES

The equations in the previous section can be formulated in terms of transfer functions and transfer impedances.

 $V_1$  is the 36 volt source;  $H_1$  is voltage transfer from  $V_1$  to  $V_0$  (ratio between  $V_0$  and  $V_1$  when all other sources are zero)

 $I_1$  is the 6 ampere source;  $Z_1$  is transfer impedance from  $I_1$  to  $V_0$  (ratio between  $V_0$  and  $I_1$  when all other sources are zero)

The voltage  $V_0$  can be calculated from the following expression

$$V_0 = H_1 \times V_1 + Z_1 \times I_1$$

When both  $V_1$  and  $I_1$  vary with time,  $V_0$  as a function of time can be calculated from

#### $V_0(t) = H_1 \times V_1(t) + Z_1 \times I_1(t)$

The circuit-theory calculations only have to be done once and the rest can be done very quickly in Matlab or excel.


## **12** Matlab scripts

Several of the figures and tables in this report have been made using Matlab scripts. To simply the future reuse of these scripts, they are linked with the different figures and tables, in Table 37.

Table 37. Matlab scripts used to generate the figures and tables

Figure or table	Matlab script
Tabell 5. Anslutning av en PV på en nod	Tab1002.m
Tabell 9. 95-percentil och högsta värdet av minusföljdspänningen	Tab2003.m
(som procent av märkspänningen) vid anslutning av 6 kW PV till	
exempelnätet, när bakgrundsobalans tas med	
Tabell 12. Jämförelsen (obalans med 6-kV PV och acceptansgräns)	Tab1002.m
räknat ut med och utan trefaslast i modellen	
Figure 5. Produced power from four solar panels with the same tilt	Fig1001.m
angle but different tilt direction: south east (135°, red); south (180°,	
green); south west (225°, blue); west (270°, black)	
Figure 6. Produced power from four solar panels with the same tilt	Fig 1002.m
angle but different tilt direction: east (90°, red); south (180°, green);	
west (270°, blue); north (360°, black)	
Figure 7. Produced power for the three panels (left), resulting	Fig1003.m
negative-sequence current (right, black curve), and negative-	
sequence current injected by one panel (right, green curve) for three	
panels with 90° spread in tilt direction	
Figure 8. Produced power for the three panels (left), resulting	Fig1004.m
negative-sequence current (right, black curve), and negative-	
sequence current injected by one panel (right, green curve) for three	
panels with 30° spread in tilt direction	
Figure 9. Produced power for the three panels (left), resulting	Fig1007.m
negative-sequence current (right, black curve), and negative-	
sequence current injected by one panel (right, green curve) for three	
panels with 75° spread in tilt direction	
Figure 10. Resulting negative-sequence current from three panels at	Fig1005.m
the same location as a function of the spread in their tilt angle. The	
red horizontal curve (for 1442 mA) gives the resulting negative-	
sequence current when one single-phase panel is connected	
Figure 11. Three panels at three locations, in three different phases;	Fig1008.m
tilted to the south at bus 4, tilted $20^{\circ}$ to east and west at the other	
two locations; injected power (left); negative-sequence current	
(right); The green curve is the negative-sequence voltage due to the	
panel at bus 1	
Figure 12. Negative sequence voltage as a function of the spread in	Fig1009.m
tilt direction; the red curve holds for one panel at location 6 only	
Figure 13. Phase-to-phase voltages measured during a 42-hour	Fig2001.m
period in a low-voltage network	
Figure 14. Voltage unbalance versus time: absolute value (top) and	Fig2002.m
phase angle (bottom)	
Figure 15. Probability distribution of the unbalance after connection	Fig2003.m
6-KW PV in one phase at location CB1; the three colours refer to	



Figure or table	Matlab script
connections in the three phases; the black curve gives the	
distribution before the connection	
Figure 16. Probability distribution of the unbalance after connection	Fig2010.m
6-KW PV in one phase at location CB6; the three colours refer to	0
connections in the three phases; the black curve gives the	
distribution before the connection	
Table 31. 6 kW PV connected in different phases at different	Tab2003.m
locations; impact of the background voltage unbalance	
Figure 17. Probability distribution function for two 6-kW inverters	Fig2005.m
at random busses and phases in the example network	
Figure 18. Probability distribution function for three 6-kW inverters	Fig2006.m
at random busses and phases in the example network	
Figure 19. Probability distribution function for four 6-kW inverters	Fig2007.m
at random busses and phases in the example network	
Figure 20. Probability distribution function for five 6-kW inverters	Fig2008.m
at random busses and phases in the example network	
Figure 21. Probability distribution function for six 6-kW inverters at	Fig2009.m
random busses and phases in the example network	
Figure 22. 90% (solid lines) and 95% (dashed lines) values for the	Fig2013.m
expected unbalance when connecting on to six 6-kW inverters at	
random busses and phases in the example network	
Figure 23. Probability distribution function for six 3-kW inverters at	Fig2011.m
random busses and phases in the example network	
Figure 24. Probability distribution function for six 4.6-kW inverters	Fig2012.m
at random busses and phases in the example network	



## OBALANS FRÅN ENFASANSLUTNA SOLPANELER

Här studeras risker med obalans i elnätet på grund av solpaneler som har växelriktare av typen enfas.

Resultaten visar att för en stor del av nätet är risken liten även om många kunder ansluter solpaneler genom enfasiga växelriktare. I svaga nät på landsbygden är risken stor att 2-procentgränsen i minusföljdspänning överskrids. Det gäller framförallt när spänningen är i obalans redan innan anslutningen av solpaneler. Andra problem är att anslutning av enfasiga anläggningar ökar risken för överspänning och att trefasomriktare slås ut.

Forskarna kommer fram till att det är rimligt att tillåta enfasväxelriktare för merparten av nätet. Däremot bör man ställa krav på trefasväxelriktare när förimpedansen överskrider ett visst värde, och elnätsägarna bör ansvara för att solpanelerna fördelas mellan de tre faserna.

## Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se

