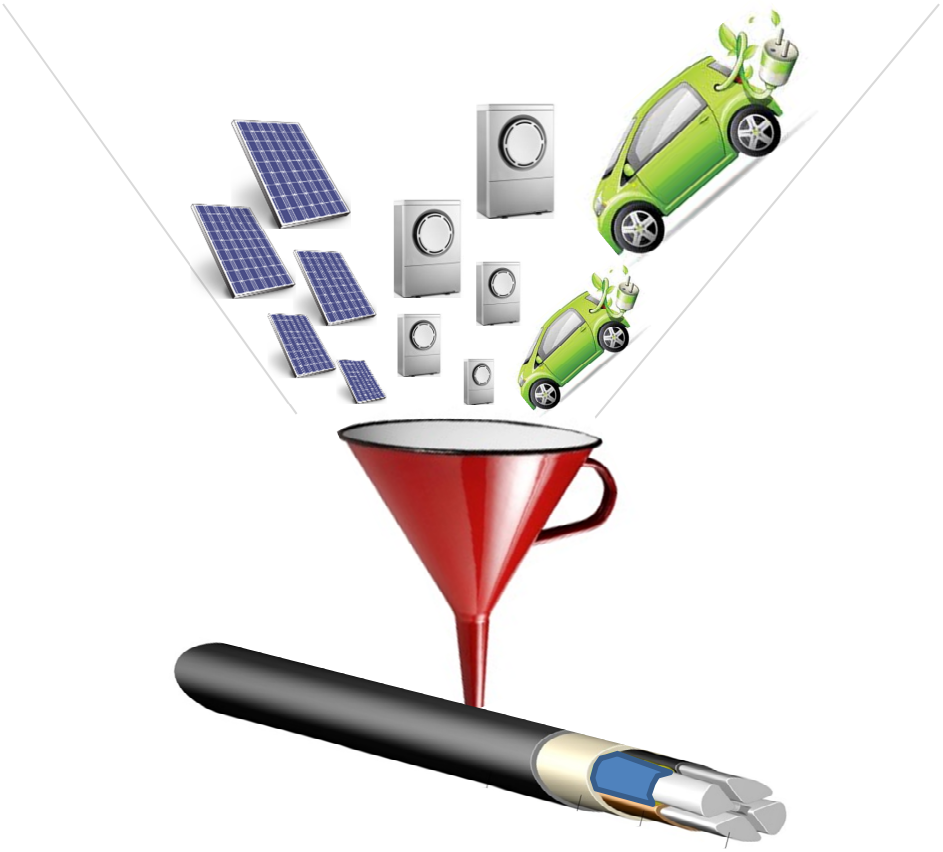
”Varmepumper– et aktiv i fremtidens energisystem”

WP 2A Analyse

Løsningsforslag til større integration af varmepumper i lavspændingsnettet



Prepared by the SEAS-NVE project P.111854 group
Claus Jensen
Dorte Nielsen
Jamie Holmen Jensen
Jens Ole Pihl-Anderen

	Commissioned by: ForskEL ID.no. 10490 Responsible: Teknologisk Institut, Søren Poulsen			
0	Issue: WP2 Analyse			
No.	Revision: Version 0.9	Date 14.10.2013	Prepared JHJ+JOP (CJ+DON)	Checked CJ+DON

Indholdsfortegnelse

1. Resumé ... 4
2. Formål ... 5
3. Beskrivelse af elnettet og nuværende belastning ... 5
3.1 Elnettet generelt ... 5
3.2 Repræsentativ lavspændingsudføring ... 6
3.3 Modelnet for parcelhusområde ... 7
4. Belastningsparametre ... 8
4.1 Den traditionelle maksbelastning ... 8
4.1.1 Måling af en traditionel maks. belastning på en repræsentativ parcelhusudføring ... 9
4.1.2 Sammenligning mellem Velander udregning og målte værdier ... 9
4.2 Anvendte belastningsparametre for forbrugende og producerende komponenter ... 11
4.2.1 Varmepumpe luft/luft ... 11
4.2.2 Varmepumpe væske/vand ... 11
4.2.3 Elbiler ... 11
4.2.4 Solcelleanlæg ... 11
5. Beregninger 1-19 ... 12
5.1 Forudsætninger for beregningerne i netberegningsprogrammet NEPLAN ... 12
5.2. Beregninger på tilslutning af varmepumper (væske/vand - 2,8 kW / 3-faset) ... 14
5.3 Beregninger på tilslutning af varmepumper (luft/luft anlæg 1,5 kW / 1-faset) ... 20
5.4 Beregninger på tilslutning af solcelleanlæg og varmepumper (4 kW / 1-faset og 6 kW 2 og 3-faset) ... 24
5.5 Beregninger på blandede belastningsscenarier ... 27
5.6 Beregning af maksimal netkapacitet på 50% faktilnet ... 30
5.6.1 Udregning af kabel i jord- Maksimalbelastning i 50 % -fraktilen ... 30
5.6.2 Udregning af kabel i rør – Maksimal belastning i 50 % -fraktilen ... 31
5.6.3 Indvirkende faktorer på kablernes maksimale overføringsevne ... 32
6. Løsningsforslag til større integration af varmepumper ... 33
6.1 Net-tekniske løsninger ... 33
6.1.1 Asymmetrisk belastning ... 33
6.1.2 Variabel udgangsspænding på distributionstransformer ... 34
6.1.2.1 Trappe transformerne efter spændingsmålinger på lavspændingsudføringen ... 34
6.1.2.2 Automatiseret spændingsregulering af 10/0,4 kV-transformeren ... 35
6.1.3 Netforstærkning ... 36
6.2 Ændring af belastningsprofil ... 37
6.2.1 Termisk lagring ... 37
6.2.2 Isolering og termisk træghed ... 37
6.2.3 Ændring af forbrugsmønster ... 37

6.2.4 Effekt- og pristariffer 38
6.2.5 SmartGrid - styring og regulering 38
6.2.6 Ønske om regulatoriske lovkrav 40
7. Styringsstrategier til reduktion af CO_2 udledningen 41
8. Diskussion og konklusion 41

Bilagsoversigt:

Bilag 1 : Netmodel og fraktiler for parcelhuse.pdf
Bilag 2: Beregning 1 - 19

1. **Resumé**

Rapporten er udarbejdet i forbindelse med SEAS-NVEs deltagelse i ForskEL projektet "Varmepumer – et aktiv i fremtidens energisystem". Rapporten er en teknisk delrapport, som skal indgå i den samlede rapport som Teknologisk Institut udarbejder.

Delrapportens fokus er at beskrive distributionsnettets udfordringer og mulige løsninger ved forventet øget varmepumpepenetration.
Til formålet er der opbygget et repræsentativt lavspændingsnet, "modelnet", for parcelhusområder ud fra SEAS-NVEs net-kendskab og database. Modelnettet belastningssimuleres, for at vise i hvilken grad lavspændingsnettet er forberedt på fremtidens forventede øgede tilslutning af varmepumper.

Denne rapport er primært fokuseret på varmepumper, men belastningseksempler fra elbiler og solcelleanlæg er også medtaget, da de i kombination med varmepumper kan øge belastningen af lavspændingsnettet, og forventes i nogen grad at blive udbredt parallelt med varmepumperne i lavspændingsnettet.

De løsningsforslag der fremsættes i rapporten tager udgangspunkt i de specifikke opstillede scenarier, hvorfor små ændringer af de variabler der indgår, kan medføre at andre løsningsforslag er mere egnede end dem der fremsættes i rapporten. Rapporten forsøger, i forlængelse af førnævnte variationer, at formulere og sammenfatte typer af løsningsforslag til typer af udfordringer.

På baggrund af de opstillede scenarier, bør nedenstående løsninger tages i betragtning til større integration af varmepumper i lavspændingsnettet. Den optimale løsning afhænger af den specifikke udførings udseende og påvirkning, hvorfor et indgående kendskab til disse parametre er væsentligt for valg af den mest egnede løsning. Nedenstående løsningsforslag er prioriteret på baggrund af de beregnede scenarier der indgår i rapporten.

- Optimal indstilling/trapning af distributionstransformer, se afsnit 6.1.2.1
- Udbedring af asymmetrisk belastning på udføring, se afsnit 6.1.1.
- Ændring af forbrugsmønster, se afsnit 6.2.3
- Netforstærkning, se afsnit 6.1.3
- Smartgrid styring og regulering, se afsnit 6.2.5
- Regulatoriske krav, se afsnit 6.2.6

2. Formål

Rapporten beskriver de tekniske udfordringer og løsningsforslag som net-selskaberne kan få ved større implementering af varmepumper i distributionsnettet. Regeringens Energiforlig (marts 2012) indførte et installationsstop for alle olie- og gasfyr i nybyggerier fra 2013 og stop for oliefyrsinstallation i eksisterende byggerier fra 2015, dog kun i områder hvor der er adgang til kollektiv varmeforsyning som fjernvarme eller naturgas.

For hele Danmark:	Stuehuse	Parcelhuse	Rækkehuse og kædehuse	Total
Antal oliefyr i alt	65.930	183.655	8.446	258.031
Antal oliefyr fratrukket dem med adgang til naturgas/fjernvarme	64.105	136.047	4.921	205.073

Kilde: *"Afdækning af potentiale for varmepumper til opvarmning af helårshuse i Danmark til erstatning for oliefyr"* november 2011 udarbejdet af COWI, Teknologisk Institut og Statens Byggeforskningsinstitut.

Rapportens fremgangsmetode er følgende:

- Hvordan ser et gennemsnitlig lavspændingsnet ud for parcelhuse?
- Nuværende ledige kapacitet i en gennemsnitlig lavspændingsudføring?
- Ledig kapacitet når fremtidige belastninger i lavspændingsnettet medtages (elbiler, solcelleanlæg)?
- Hvor mange % kan installere varmepumper på samme udføring før nettet overbelastes?
- Løsningsforslag til øget implementering af varmepumper. Styringsstrategi mm.
- Styringsstrategier til reduktion af CO_2 udledningen.

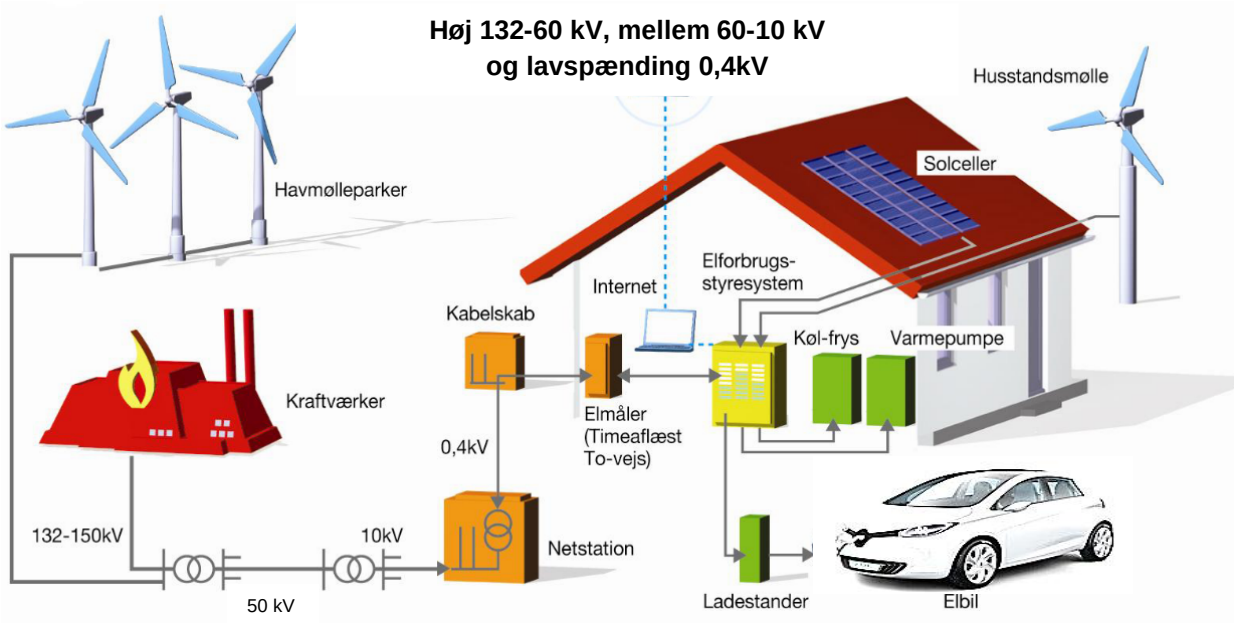
Alle net-beregninger tager udgangspunkt i repræsentative beregninger for SEAS-NVEs forsyningsområde, hvilket forventes overordnet at være sammenligneligt med hovedparten af forsyningsnettene i Danmark.

3. Beskrivelse af elnettet og nuværende belastning

3.1 Elnettet generelt

Nedenstående figur 1 viser elnettets transportveje fra de større centrale produktionsanlæg helt ud til den enkelte privatforbruger. De forskellige spændingsniveauer kan sammenlignes med vejnettet, hvor motorvejene svarer til transmissionsnettet med spændinger på 400 – 65 kV, større og mindre hovedveje svarer til mellemspændingsnettet med spændinger på 65 - 10kV og villaveje svarer til lavspænding på 0,4kV. Omformningen mellem de forskellige spændingsniveauer sker i transformerstationerne. Omformning fra mellem- til lavspændingsnettet 10/0,4kV, sker i en distributionstransformer, hvorefter en til flere udføringer (kabler) transporterer el til kabelskabene og slutligt via kundens stikledning til husets elmåler og gruppetavle.

Figur 1 viser få nuværende og primært kommende scenarier, hvor slutkunden ikke blot forbruger, men også producerer eleffekt vha. f.eks. solcelleanlæg, mikrovindmøller, mikrokraftvarme og kontrollerer forbrug og evt. produktion i forhold til priser, netbelastning, CO_2 belastning mm.



Figur 1 (Kilde: Energinet.dk)

Denne delrapport vedrører udelukkende lavspændingsnettet 0,4 kV (LV), da det primært er på udføringsniveau hvor fremtidens elforbrugende og elproducerende anlæg i første omgang vil kunne overbelaste det eksisterende distributionsnet. Mellemspændingsnettet på 10kV-niveau (MV) er væsentligt stærkere og enkelte overbelastede udføringer i lavspændingsnettet vil under normale forhold ikke påvirke mellemspændingsnettet nævneværdigt.

3.2 Repræsentativ lavspændingsudføring

For at kunne beskrive udfordringerne, ved implementering af et større antal varmepumper i lavspændingsnettet, er det vigtig at få defineret nettopologien på et repræsentativt lavspændingsnet, efterfølgende benævnt modelnettet, da der er store variationer fysisk og belastningsmæssigt lavspændingsudføringerne imellem.

Der er derfor udført et større arbejde for at udregne et repræsentativ modelnet for parcelhusområder. Med udgangspunkt i SEAS-NVEs forsyningsområde er i alt 167 stk. udføringer opmålt og beskrevet.

Nedenstående beskriver fremgangsmetoden ved konstruktion af det repræsentative 0,4 kV modelnet.

Modelnettet bliver efterfølgende anvendt til simulering af forskellige belastningsscenarier ved tilslutning af primært varmepumper, med indvirkning fra andre last- og produktionsenheder som f.eks. elbiler og solcelleanlæg, da dette kan have betydning for kapaciteten på den aktuelle lavspændingsudføring.

Forsyningsnettene findes ved hjælp af et GIS kort (Geographical Information System), og typiske parcelhusområder udvælges. I de repræsentative områder udvælges en række lavspændingsudføringer. Ud fra disse faktuelt opmålte lavspændingsudføringer og SEAS-NVEs erfaring, konstrueres en gennemsnitsudføring af 50%-fraktil og en 85%-fraktiludføring for parcelhuse.

3.3 Modelnet for parcelhusområde

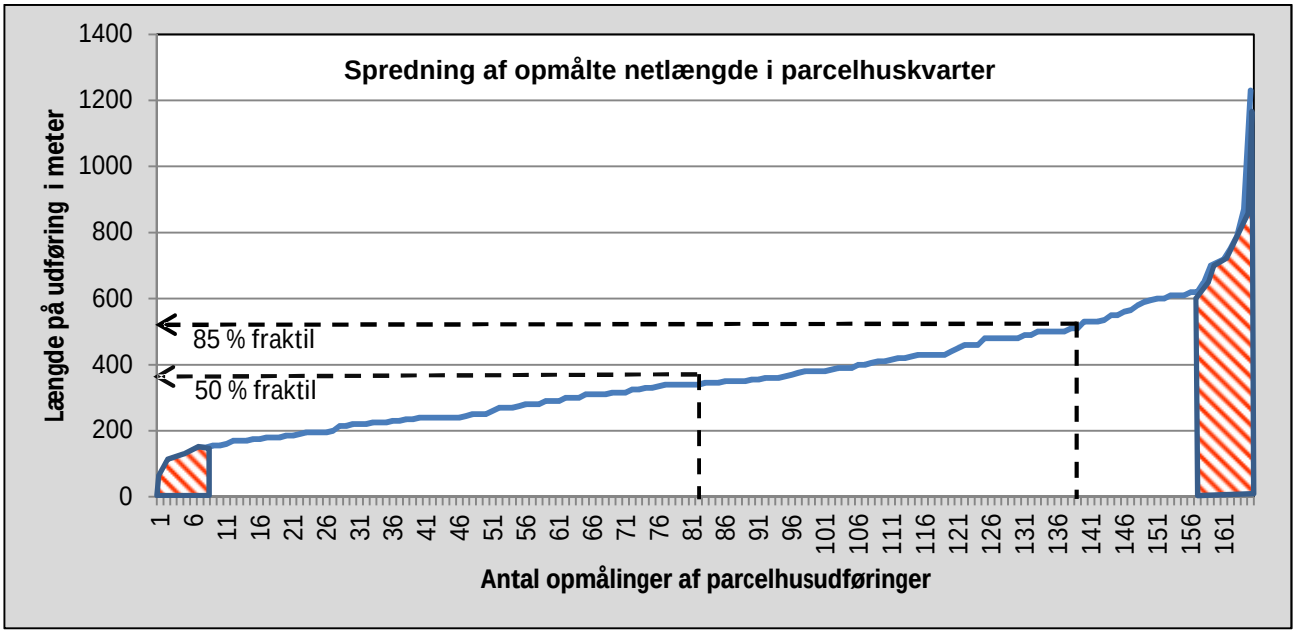
De respektive data fra 167 stk. lavspændingsudføringer opmåles og følgende noteres:
Kabeldimensioner og længder, nettets alder, kategori, transformerstations nr., antal kunder, årlig belastning pr. kunde og udføringens samlede belastning udregnet via Velander korrelationen[1]. De noterede længder er afstand til fjernest placerede kabelskab. Samtlige resultater er noteret i et regneark, (Bilag 1 Netmodel og fraktiler for parcelhuse) og ligger til grund for udarbejdelsen af modelnettet. Regnearket kan eftersendes på forlangende.

Nederst i regnearket er summen af de 4 kabeldimensioner beregnet samt deres procentvise fordeling. 240 mm^2 aluminiums kabel (AL) og 50 mm^2 AL kabel udgør en meget lille del af den samlede kabellængde i de undersøgte udføringer, henholdsvis 3 % og 8 %, ved konstruktion af modelnettet for parcelhusområder ses der bort fra disse dimensioner og modelnettet bygges op af 150 mm^2 AL og 95 mm^2 AL kabel.

Efterfølgende er der fravalgt 5% af målingerne i hvert yderpunkt. Dette er gjort for at sortere atypiske længder fra og eventuelle fejl i dokumentationen.

Vi har besluttet at bygge et modelnet som er repræsentativt for henholdsvis 50% og 85% af de opmålte udføringers længder. Dvs. henholdsvis 50%-fraktilen og 85%-fraktilen.
Fraktilfordelingen er valgt for at vise forskellen mellem et gennemsnitligt lavspændingsnet og et svagere net som kun udgør ca. 15% af de opmålte udføringer.
Det er undersøgt hvilken sammensætningen nettet har omkring 85%-fraktilen, ved at tage de nærmeste 20 net der er henholdsvis kortere og længere end de 500 meter svarende til 85%-fraktilen.

Ud fra de noterende udføringer, udregnes det gennemsnitlige antal kunder pr. udføring, den gennemsnitlige symmetriske belastning pr. kunde, antal kabelskabe og antal kunder pr. kabelskab.
Se de gennemsnitlige data for hhv. 50%- og 85%-fraktilen i tabel nr.1



Figur 2: Spredningen af de opmålte udføringer. De 5% korteste og længste udføringer er frasorteret.

[1] Velander korrelationen er en empirisk formel, som bruges til at udregne årets maks.belastning ud fra forbrugernes årsforbrug. Se forklaring på side 8.

Modelnettet for parcelhusområder:

	50% fraktil	85% fraktil
Antal kunder pr. udføring	33 stk.	42 stk.
Gennemsnit peak pr. kunde pr. fase	3,1 A*	2,7 A*
Peak belastning pr. udføring pr. fase	102,3 A*	113,4 A*
Installationer pr. kabelskab	4 stk.	4 stk.
Kabelskabe pr. udføring	8 stk.	10 stk.
Samlet længde på udføring	345 m	500 m
Sammensætning af kabeldimensioner	172m 150AL+173m 95AL	300m 150 AL+200m 95AL

Tabel nr. 1 * Peakbelastningerne udregnet vha. Velander korrelationen, se afsnit 4.1

4. Belastningsparametre

4.1 Den traditionelle maksbelastning

For hver udføring udregnes den estimerede maks.belastning på det traditionelle forbrug vha. Velander korrelationen. I de efterfølgende belastningsscenarier af modelnettene, lægges belastningerne oven på den traditionelle maksbelastning udregnet efter nedenstående Velander korrelation.

Ved brug af målinger og erfaringsværdier kan der ved regressionsanalyse bestemmes en statistisk sammenhæng mellem forbrugernes årlige energiforbrug og den maksimale belastning af nettet, som deres forbrug giver anledning til. Hovedparten af net-selskaberne inkl. SEAS-NVE anvender i dag Velander korrelationen til udregning af den traditionelle maks. belastning.
Konstanterne som indgår i Velander beregningen opdateres løbende og beregningerne anses som relativt retvisende iht. til den reelle netbelastning.
Dog må Velander korrelationen forventes at afvige mere og mere i takt med at flere og større el-producerende/-forbrugende komponenter tilsluttes hos forbrugerne, såsom solcelleanlæg, mikrovindmøller, varmepumper, elbiler mm. Ligeledes kan større asymmetrisk belastning pga. større enfasede komponenter skabe afgivelser iht. til anvendte Velander korrelation, da denne beregning forudsætter symmetriske belastninger på faserne.
Af samme årsag forventer SEAS-NVE inden for en kortere årrække at kunne få de reelle maks. belastningsværdier vha. de intelligente elmålere, som nu er installeret hos alle SEAS-NVEs forsyningskunder. Dette vil give et væsentligt mere nuanceret billede af nettets reelle belastning time for time året rundt.

Nedenstående konstanter er anvendt i Velander korrelationen:

$$P_{max} = \alpha \cdot W + \beta\sqrt{W}$$

W er årsforbruget (målt i MWh),
P_{max} er den timemidlet maksimale belastning (målt i kW) og • og • er de såkaldte Velander konstanter.
Velander korrelationen forudsætter at belastningen er ligeligt fordelt mellem faserne (symmetrisk).

Følgende konstanter er anvendt:

Udføringskategori	**• - konstanten**	**• - konstanten**
Bolig (parcelhuse)	0,29	2,09

Tabel nr. 2: Anvendte Velander konstanter

4.1.1 Måling af en traditionel maks. belastning på en repræsentativ parcelhusudføring

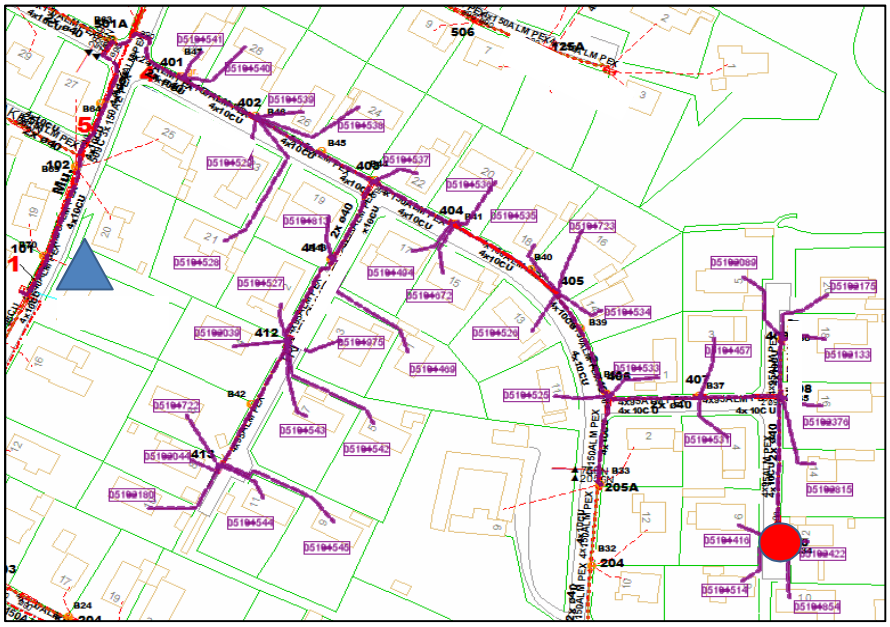
Som stikprøvekontrol på Velander korrelationen, er en fysisk udføring sammenlignet med Velander korrelationen hen over julen 2011. Traditionelt er juleaften, ca. kl. 17.00, årets største belastning på parcelhusudføringer, da forbrug og samtidigheden primært fra madlavning er høj.

Der var opsat logningsudstyr ved udføringens start i 10/0,4 kV distributionstransformeren og i sidste kabelskab på udføringen, for at kunne følge udføringens største effektoptag, største spændingsfald og kortvarige spændingsvariationer mm. iht. EU-normen EN50160.

Udføringens udseende:
Antal kunder: 37
Længde: 460 meter

Kabeldimension:
216m 150AL+324m 95AL

Hustype: Parcelhuse, opført ca. 1975:
Antal huse: 37 stk.
Opvarmningsform: Fjernvarme
Sted: Anonymiseret



Figur 3: Lilla streg er udføringen.
Blå trekant er 10/0,4 kV transformer
Rød prik er fjerneste kabelskab.

4.1.2 Sammenligning mellem Velander udregning og målte værdier

Den timemidlet maksimale effektbelastning i udføringen er målt til 67,3 kW, og udregnet til 93,8 kW via Velander korrelationen. Afvigelsen mellem den målte og udregnede effekt er i dette tilfælde ca. 28%. Dog er der i denne sammenligning mange betydelige usikkerheder så som: "hvor mange familier var hjemme den pågældende juleaften?" mm. Velander korrelationen betragtes normalvis som relativ retvisende.

Velander korrelationen forudsætter at belastningen er ligeligt fordelt mellem faserne, hvilket sjældent er tilfældet. I dette tilfælde var der ca. 7% belastningsforskel mellem de to mest afvigende faser, hvilket ikke er alarmerende. Dog har flere målinger i nyere parcelhusområder indikeret at fasefordelingen kan være meget asymmetrisk. Hvorvidt det skyldes, at hovedparten af alle nyere hvidevarer, herunder specielt ovn og kogeplader, i dag modsat tidligere er 1-fasede udstyr og/eller at de autoriserede elektrikere ikke er omhyggelige nok med at fordele belastninger jævnt mellem faserne, er endnu ikke undersøgt. Dog kan vi konstatere at det kan have stor betydning for udføringens ledige kapacitet, hvorledes faserne er individuelt belastet, da den begrænsende faktor, spændings- som strømmæssigt, altid gælder for den mest belastede fase. Eksempler på asymmetrisk grundlast er udregnet senere i rapporten under afsnit 6.1.1

Til dette projekt er der ikke udført reelle målinger i andre repræsentative lavspændingsnet i maks. belastningstidspunktet til at konkludere yderligere på dette, dog indikerer den aktuelle måling at strømbelastningerne af kabler, transformer mm., som er væsentligt tidstræge (termisk træge), at være

væsentligt lavere end de målte maks. værdier og effekter udregnet vha. Velander korrelationens. Ofte er det dog spændingsintervallet som er den begrænsende faktor, da tidsfaktoren er væsentligt lavere iht. de absolutte grænser for over- og underspænding iht. EN50160. Derfor kan spændingsværdierne ikke middeles over en time men som vist i tabel 3 på 10 minuts interval.

Nedenstående Tabel 3 sammenligner resultaterne fra den faktiske målte udføring med Velander korrelationens.

Målinger på et sammenligneligt virkeligt 50% fraktil udføring.

Sammenligning	Velander på fundet net	Måling af årets maks. time 24/12 kl. 17-18	Måling af årets maks. på 10 min. interval 24/12 kl. 17:30 – 17:40
Maksbelastning	93,8 kW	62,1 kW	68,5 kW
Gns. peakeffekt pr. kunde	2,5 kW	1,7 kW	1,9 kW
Fase fordeling L1- L2- L3	33 - 33 - 33 %	29 - 36 - 34 %	30 - 35 - 35 %

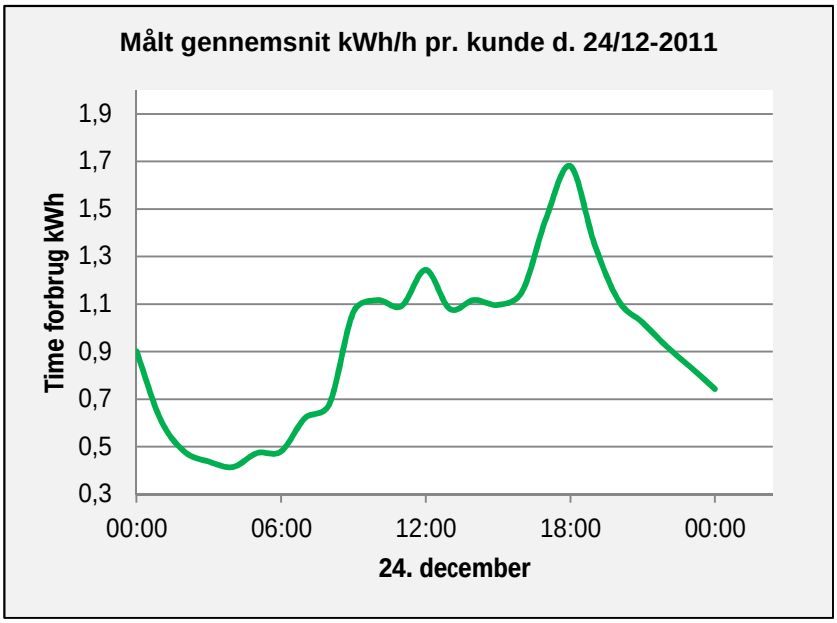
Tabel 3.

Brugt kapacitet på den målte udføring:

- 27% af kablets mærkeeffekt er udnyttet på den mest belastede fase.
  Belastning af kablet iht. maks. mærkeeffekt (335 A)[2] på 150mm^2 PEX i jord:

Spændingsfaldet under peakbelastningen fra udføringens start til sidste kabelskab var (233,0–213,6)V = 19,4 V, svarende til:

- 75% af spændingsfaldet med udgangspunkt i den målte udgangsspænding på 233V er udnyttet
- 42% af det samlede spændingsinterval fra 253V (230V +10%) til 207V (230V-10%)



Figur 4: Illustration af belastningskurven d. 24. december.

[2] Mærkeeffekten på kablet gælder for vedvarende overføringsevne under forudsætning af en bestemt standardiseret døgnprofil. Hvis den faktiske døgnprofil ændres i et større omfang - f.eks. ifm. "belastningsudglatning", som følge af Smart Grid mv. - så reduceres den vedvarende overføringsevne.

4.2 Anvendte belastningsparametre for forbrugende og producerende komponenter

I nedenstående Tabel. 4 ses de anvendte belastningsparametre som er anvendt i beregningerne. Ud over varmepumper, er belastninger fra elbiler og solcelleanlæg medtaget, da udbredelsen forventes at kunne ske relativt samtidigt og da de i kombination med varmepumper kan øge belastningen på lavspændingsnettet. Belastningsparametrene fra de enkelte brugsgenstande er beskrevet i efterfølgende afsnit.

4.2.1 Varmepumpe luft/luft

Anvendelsen af luft/luft varmepumper ses ofte i forbindelse med supplerende varme til parcelhuset og ofte som primær varmekilde i sommerhuse. Alt efter størrelse og antal kan luft/luft varmepumpen være den primære varmekilde i parcelhuse, hvor det eksisterende varmesystem til brugsvandopvarmning bibeholdes til brugsvandvarme og evt. til supplerende rumopvarmning på de koldeste dage.
Der er valgt en typisk størrelse hastighedsreguleret luft/luft varmepumpe, med en nominel varmeeffekt på 5 kW og en årsnyttevirkningsgrad ($COP_{år}$) på ca. 3,3 ref.[3]
Det nominelle effektoptag er vha. ovenstående betragtninger sat til 5kW/3,3 = 1,5 kW.
Luft/luft varmepumper i denne størrelse er næsten udelukkende 1-fase apparater.

4.2.2 Varmepumpe væske/vand

Anvendelsen af væske/vand (jordvarme) ses ofte som primær varmekilde i forbindelse med udskiftning af oliefyr i områder uden for den kollektive varmeforsyning. En typisk dimension til parcelhuse er en nominel varmeeffektydelse på ca. 8-10kW og en årsnyttevirkningsgrad ($COP_{år}$) på ca. 2,9 ref.[1] hvis varmepumpen er tilsluttet husets eksisterende radiatorsystem.

Det nominelle effektoptag er vha. ovenstående betragtninger sat til 8kW/2,9 = 2,7 kW
Væske/vand varmepumpen er typisk et 3-faset apparat.
Beregningerne forudsætter at det er overdimensionerede varmepumper, ensbetydende med at den indbyggede elpartron i anlægget, kun anvendes ved eventuelle driftsfejl på varmepumpen.

4.2.3 Elbiler

Elbiler er medtaget i beregningerne, da et fremtidigt scenarie kunne være at en udføring belastes af varmepumper såvel som af elbiler.
Mindre elbiler findes primært som 1-fasede apparater, hvor effektoptag ofte ligger på det maksimale iht. 1-fasede apparater, dvs. 16 ampere, svarende til ca. 3,7 kW ved nominel spænding på 230V.
Primært større elbiler, som kommer på marked i 2013, kan også lade på 3-faser med en ladeeffekt på 11 kW, svarende til ca. 16 ampere pr. fase.

4.2.4 Solcelleanlæg

Solcelleanlæggene er medtaget i beregningerne, da en større koncentration af solcelleanlæg på samme udføring, kan resultere i en nedjustering (trapning) af udgangsspændingen, i starten af udføringen, for at kunne optage solcelleanlæggenes producerede effekt. Dette vil bevirke at spændingsintervallet for spændingsfald bliver mindre, og at der herved er "mindre" plads til effektforbrugende komponenter som varmepumper og elbiler.
Der er valgt 3 forskellige solcelleanlægs effektstørrelser. 4 kW 1-faset, 6 kW 2-faset og 6 kW 3-faset.

[3] Reference "Den lille blå om varmepumper", 1. udgave tabel 7.3, marts 2011

Skema over anvendte belastningsparametre.

Brugsgenstande	Effekt kW	1- Faset	2-Faset	3-Faset
Varmepumpe luft/luft	**1,5**	**x**		
Varmepumpe Væske/vand	**2,8**			**x**
Elbil 1 faset	**3,7**	**x**		
Elbil 3 faset	**11**			**x**
Solcelleanlæg 4 kW 1faset	**4**	**x**		
Solcelleanlæg 6 kW 2 faset	**6**		**x**	
Solcelleanlæg 6 kW 3 faset	**6**			**x**

Tabel 4: Belastningsparametrene er b.la. vurderet i samarbejde med leverandørinput fra TI.

5. Beregninger 1-19

I de følgende netberegninger er de enkelte beregninger og deres forudsætninger for hvert scenarie beskrevet. Det er vigtigt at vurdere/sammenholde de enkelte resultater med forudsætningerne, da forudsætningerne kan være meget afgørende for resultaterne i mange af disse "worst case" beregninger. De enkelte beregninger, som er foretaget i netberegningsprogrammet NEPLAN, er vedlagt som en tegning med måleværdier og kan med fordel supplere de beskrevne resultater i beregningerne.

Lavspændingsudføringen belastes med det maksimale antal apparater til udføringen overbelastes pga. for stort strømtræk på kablerne eller afvigelser i spændingsintervallet iht. nuværende DEFU Rekommandation og EN50160.

Hovedparten af beregningen er udregnet efter 'værste situation', f.eks. at distributionstransformeren ligger yderst på en 10 kV radial med lav spænding på primærsiden, samt at udstyret tilkobles under den maksimale traditionelle belastning (årets kogespids). Det er derfor vigtigt at pointere at beregningsresultaterne altid skal vurderes iht. til forudsætninger for den aktuelle beregning.

5.1 Forudsætninger for beregningerne i netberegningsprogrammet NEPLAN

Der er i det følgende foretaget beregninger på det konstruerede modelnet, primært på varmepumper, men også på solcelleanlæg som forårsager en spændingsstigning og elbiler som forårsager et spændingsfald. Beregningerne er udvalgt af SEAS-NVE for at anskueligøre nettets begrænsninger overfor omfattende tilslutninger af ovennævnte brugsgenstande.

Beregningerne er foretaget i NEPLAN som er SEAS-NVEs beregningsværktøj.
Beregningerne er foretaget med stiv spænding på primærsiden af 10/0,4 kV-distributionstransformeren. I en 10 kV radial er der regnet med 10,5 kV i radialens udgangspunkt og 10 kV yderst på radialen.

Ved beregninger på varmepumper og elbiler er der regnet med 10,0 kV på primærsiden af distributionstransformeren, som er den værste situation ved et spændingsfald i lavspændingsnettet.

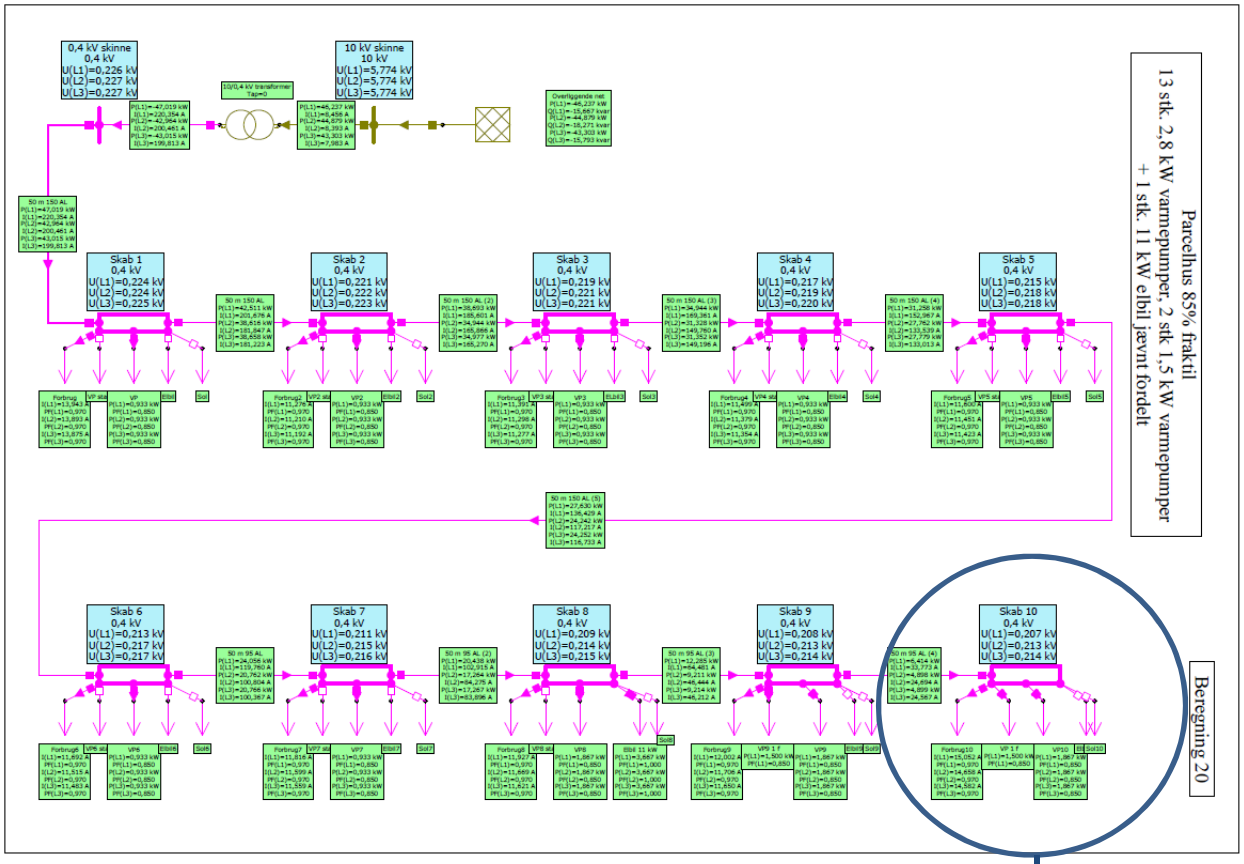
Ved beregning på solcelleanlæg er der regnet med 10,5 kV på primærsiden af distributionstransformeren, som er den værste situation ved spændingsstigninger i lavspændingsnettet.

I nogle beregninger, på 1-faset brugsgenstande, er der regnet med at brugsgenstandene er tilsluttet samme fase, som den teoretiske værste situation. Netselskaberne har i dag ingen mulighed for at diktere på hvilken

fase en forbruger skal placere den forbrugende eller producerende enhed. Dog forventes det at hus-installatøren efter bedste evne har fordelt det samlede forbrug ligeligt mellem de tre faser.

For hver beregning er der opsat nogle parametre som er vigtige at forholde sig til i forhold til resultatet. Resultaterne viser f.eks. hvor mange af de valgte varmepumper, solcelleanlæg og elbiler, som kan tilsluttes før spændingskvaliteten afviger fra den gældende EN50160.

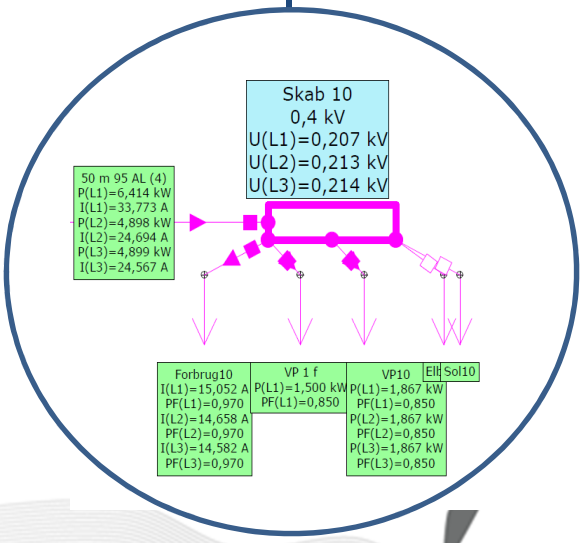
I de følgende netberegninger er de enkelte beregninger og deres forudsætninger for hvert scenarie beskrevet. De enkelte beregninger som er foretaget i NEPLAN er vedlagt som en tegning med måleværdier og kan med fordel supplere de beskrevne resultater i afsnit 5. til 5.5. Beregningerne er nummereret fra 1 til 19.



Figur 5: Viser beregning i NEPLAN samt forstørrelse af kabelskab 10

Eksempel på resultaterne fra NEPLAN.
Hvert kabelskab repræsenterer 4 kunder. Dog er der 5 kunder i første og sidste skab på 85%-fraktilnettet og 5 kunder i sidste skab på 50%-fraktilnettet
Ud fra kabelskabet trækkes i dette eksempel:

- Forbrug 10 : Maks. traditionel belastning
- VP 1 F : 1-faset luft/luft varmepumpe
- VP 10 : 3-faset væske/vand varmepumpe



Den blå firkant over kabelskabet viser spændingen på hver fase. I dette tilfælde kan udføringen ikke belastes yderligere da spændingen på L1 er på minimum kravet (0,23kV-10%= 0,207kV). Pilene viser strømmens retning og de farvede firkanter indikerer at komponenten er aktiv.

Resultaterne for samtlige beregninger er beskrevet i tabelform i afsnit 5.
Samtlige NEPLAN beregninger er vedhæftet i bilag.

5.2. Beregninger på tilslutning af varmepumper (væske/vand - 2,8 kW / 3-faset)

Beregning 1, 2 og 3 viser isoleret set, hvor mange af de definerede væske/vand varmepumper som kan aktiveres under den maksimale traditionelle belastning (kogespids), uden hensyntagen til evt. andre fremtidige kommende effektoptagende apparater.

Beregning 1, (væske/vand - 2,8 kW / 3-faset)

Forudsætninger:

- 85%-fraktil parcelhusnet
- 2,8 kW varmepumper 3-faset, pr. styk.
- Jævn fordeling af varmepumper på udføringen.
- Den generelle belastning er reguleret til maks. belastningen.
- Transformereffekt 200 kVA.
- 10,0 kV stiv spænding på primærsiden af 10/0,4 kV-transformeren.
- 10/0,4 kV-transformeren i trin 3 svarende til omsætningsforhold 25.

Det undersøges hvor mange varmepumper der kan tilsluttes modelnettet under en kogespids. Spændingsfaldet må ikke overskride 10%, svarende til en minimums netspænding på 359 V, i det yderste kabelskab.

Beregningsresultat:

Belastnings-type	Effekt	3-faset	min. spænding	Beregnet spænding	Belastningsgrad kabel	Antal kunder med varmepumpe
Varmepumper	2,8 kW	x	359 V	359 V	76%	62%

I denne beregning kan et 85%-fraktil parcelhusnet tilsluttes 26 stk. 2,8 kW, 3-fast varmepumper ”jævnt” fordelt i alle 10 kabelskabe, svarende til at 62% af udføringens 42 kunder kan have en tændt væske/vand varmepumpe under kogespidsen.

Beregning 2 (væske/vand - 2,8 kW / 3-faset)

Forudsætninger:

- Samme forudsætning som beregning 1, dog er følgende ændret
- Varmepumperne placeres bagerst på udføringen.

Samme forudsætninger som beregning 1, dog er varmepumperne ikke fordelt jævnt på udføringen, men placeret længst væk på udføringen, dog maks. en varmepumpe pr. kunde.
Beregningen efterviser hvorledes specielt spændingsfaldet påvirkes, hvis forbrugsgenstandene placeres længst væk på udføringen.

Beregningsresultat:

Belastnings-type	Effekt	3-faset	min. spænding	Beregnet spænding	Belastningsgrad kabel	Antal kunder med varmepumpe
Varmepumper	2,8 kW	x	359 V	359 V	42%	48%

I denne beregning kan der tilsluttet 20 stk. varmepumper fordelt i de 5 yderste kabelskabe, svarende til ca. 23% færre varmepumper end hvis de havde været jævnt fordelt på udføringen som i beregning 1.

Beregning 3 (væske/vand - 2,8 kW / 3-faset)

Forudsætninger:

- Samme forudsætning som beregning 1 og 2, dog er følgende ændret
- Varmepumperne placeres først på udføringen

Samme forudsætninger som beregning 1 og 2, dog er varmepumperne ikke fordelt jævnt på udføringen, men fyldt op fra starten af udføringen, dog maks. en varmepumpe pr. kunde.
Beregningen skal vise hvorledes spændingsfaldet påvirkes, hvis forbrugsgenstandene placeres først på udføringen.

Belastnings-type	Effekt	3-faset	min. spænding	Beregnet spænding	Belastningsgrad kabel	Antal kunder med varmepumpe
Varmepumper	2,8 kW	x	359 V	359 V	67%	78%

I denne beregning kan der tilsluttes 33 stk. varmepumper, når varmepumperne tilsluttes fra starten af udføring og derefter, dog maks. en varmepumpe pr. kunde, svarende til 65% mere end beregning 2, hvor varmepumperne var placeret sidst på udføringen.

Beregning 4 (væske/vand - 2,8 kW / 3-faset)

Forudsætninger:

- Samme forudsætning som beregning 1, 2, og 3, dog er følgende ændret
- Primærspændingen er hævet til 10,5 kV stiv spænding på primærsiden af 10/0,4 kV-transformeren
- Svarende til en sekundær spænding på 420V/241 V

Beregningen skal vise hvorledes en højere udgangsspænding resulterer i, at mere forbrug kan tilkobles udføringen.

Belastnings-type	Effekt	3-faset	min. spænding	Beregnet spænding	Belastningsgrad kabel	Antal kunder med varmepumpe
Varmepumper	2,8 kW	x	359 V	370 V	95%	100%

Ved at hæve udgangsspændingen på udføringen kan alle kunder tilkoble en 2,8 kW 3-faset varmepumpe samtidigt, svarende til i alt 42 stk. varmepumper. Belastningsgraden på det mest belastede kabel, mellem transformer og første kabelskab udnyttes nu næsten fuldt ud, svarende til 95%.

Beregning 5 (væske/vand - 2,8 kW / 3-faset)

Forudsætninger:

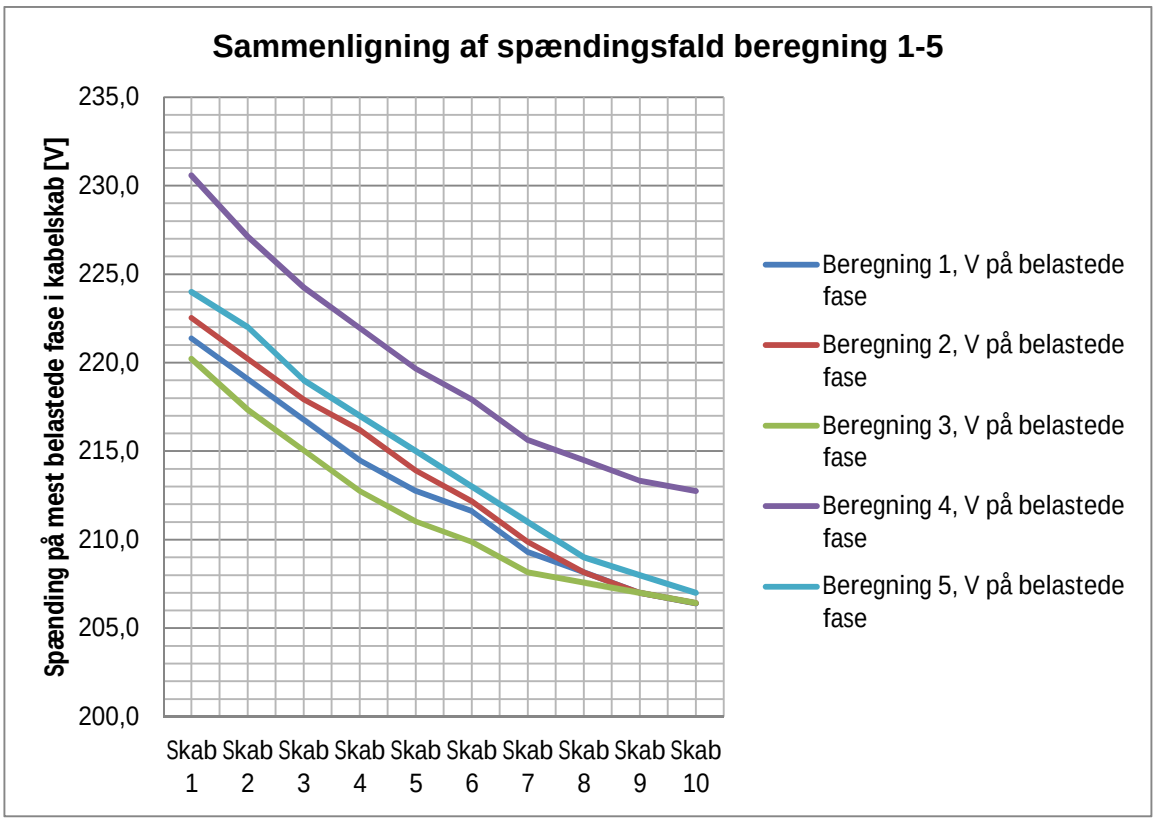
- 85%-fraktil parcelhusnet

- 2,8 kW varmepumper 3-faset, pr. styk.
- Varmepumperne placeres sidst på udføringen
- Den generelle maks. belastning er ens, dog er den asymmetrisk fordelt efter fordelingsnøgle: L1:50%, L2:30%, L3:20%
- Transformereffekt 200 kVA.
- 10,0 kV stiv spænding på primærsiden af 10/0,4 kV-transformeren.
- 10/0,4 kV-transformeren i trin 3 svarende til omsætningsforhold 25.

Det undersøges hvor mange varmepumper der kan tilsluttes modelnettet, når kogespidsen er asymmetrisk fordelt på faserne: L1:50%, L2:30%, L3:20%

Belastnings-type	Effekt	3-faset	min. netspænding L1	Beregnet netspænding L1	Belastningsgrad kabel	Antal kunder med varmepumpe
Varmepumper	2,8 kW	x	207 V	207 V	58%	4%

I modsætning til beregning 2, som viser at der var plads til 20 stk. varmepumper fordelt i de 5 yderste kabelskabe, kan der i denne beregning kun være 2 stk. varmepumpe i bagerste kabelskab. Dette skyldes den store asymmetriske grund maks. last. Asymmetrisk belastning beskrives nærmere i afsnit 6.1.1.

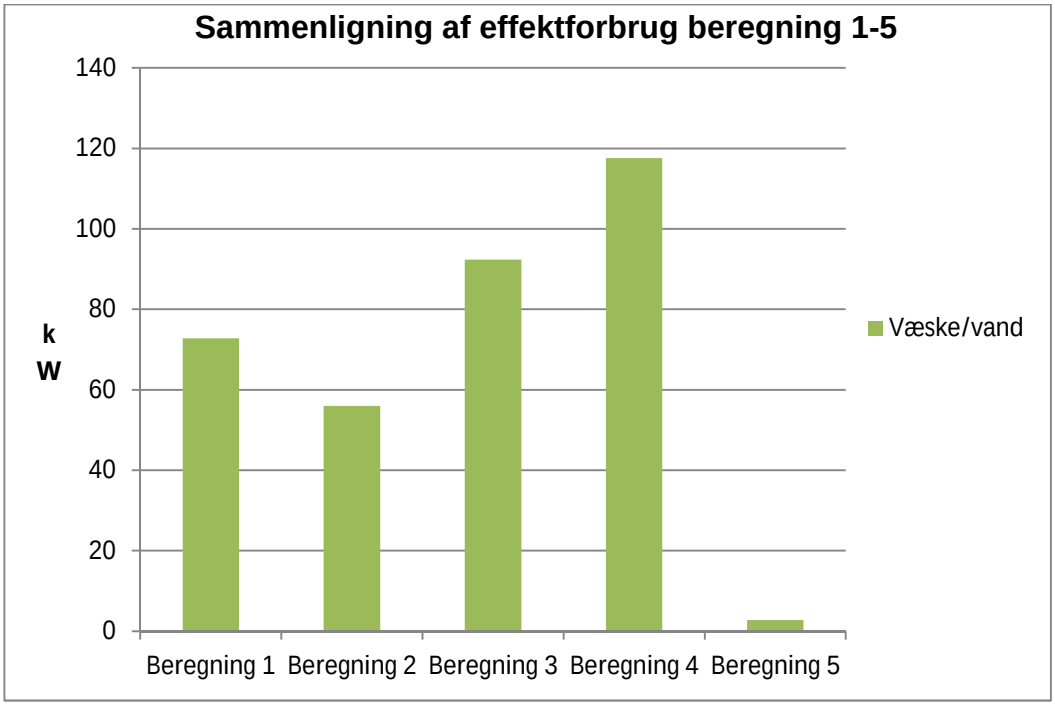


Figur 6: Viser spændingsfald for beregning 1-5.

Beregning nr.	Fraktilnet	Last	Placering af last	Antal last enheder / %	Kablets udnyttelse sgrad	Spændings interval udnyttet
1	85%	2,8 kW / 3-F	Jævnt fordelt	26 stk. / 62%	76%	100%
2	85%	2,8 kW / 3-F	Bagerst	20 stk. / 48%	42%	100%
3	85%	2,8 kW / 3-F	Forrest	33 stk. / 78%	67%	100%
4	85%	2,8 kW / 3-F	Jævnt fordelt	42 stk. / 100%	95%	75%
5	85%	2,8 kW / 3-F	Bagerst	2 stk. / 4%	58%	100%

Tabel 5

Beregning 1-5, med 2,8 kW væske/vand varmepumper, viser at varmepumpernes placering på udføringen har stor indvirkning på antallet af mulige varmepumper under de givne forudsætninger. Beregning 5 viser isoleret set, hvor meget den ledige kapacitet reduceres hvis grundlasten tilmed er asymmetrisk.



Figur 7. Viser effektpotentialet, under de givne forudsætninger, for implementering af varmepumper.

Beregning 6 (væske/vand - 2,8 kW / 3-faset)
Forudsætninger:

- 50%-fraktil parcelhusnet
- 2,8 kW varmepumper 3-faset, pr. styk. Fyldt på bagfra, dog maks. 1 stk. pr. kunde.
- Den generelle belastning er reguleret til maks. belastningen
- Transformereffekt 200 kVA.
- 10,0 kV stiv spænding på primærsiden af 10/0,4 kV-transformeren.
- 10/0,4 kV-transformeren i trin 3 svarende til omsætningsforhold 25.

Det undersøges hvor mange varmepumper der kan tilsluttes modelnettet under en kogespids Spændingsfaldet må ikke overskride 10% svarende til en minimum netspænding på 359 V i det yderste kabelskab.

Beregningsresultat:

Belastnings-type	Effekt	3-faset	Min. spænding	Beregnet spænding	Belastningsgrad kabel	Antal kunder med varmepumpe
Varmepumper	2,8 kW	x	359V	365V	82%	100%

I modsætning til 85%-fraktilnettet, viser denne beregning at alle 33 kunder i 50%-fraktilnettet kan have en 2,8 kW 3-faset varmepumpe tændt samtidigt, med en nominel udgangsspænding på 400V/230V. Laveste spænding i bagerste kabelskab er beregnet til 365 V / 210V.

Beregning 7 (væske/vand - 2,8 kW / 3-faset)

Forudsætninger:

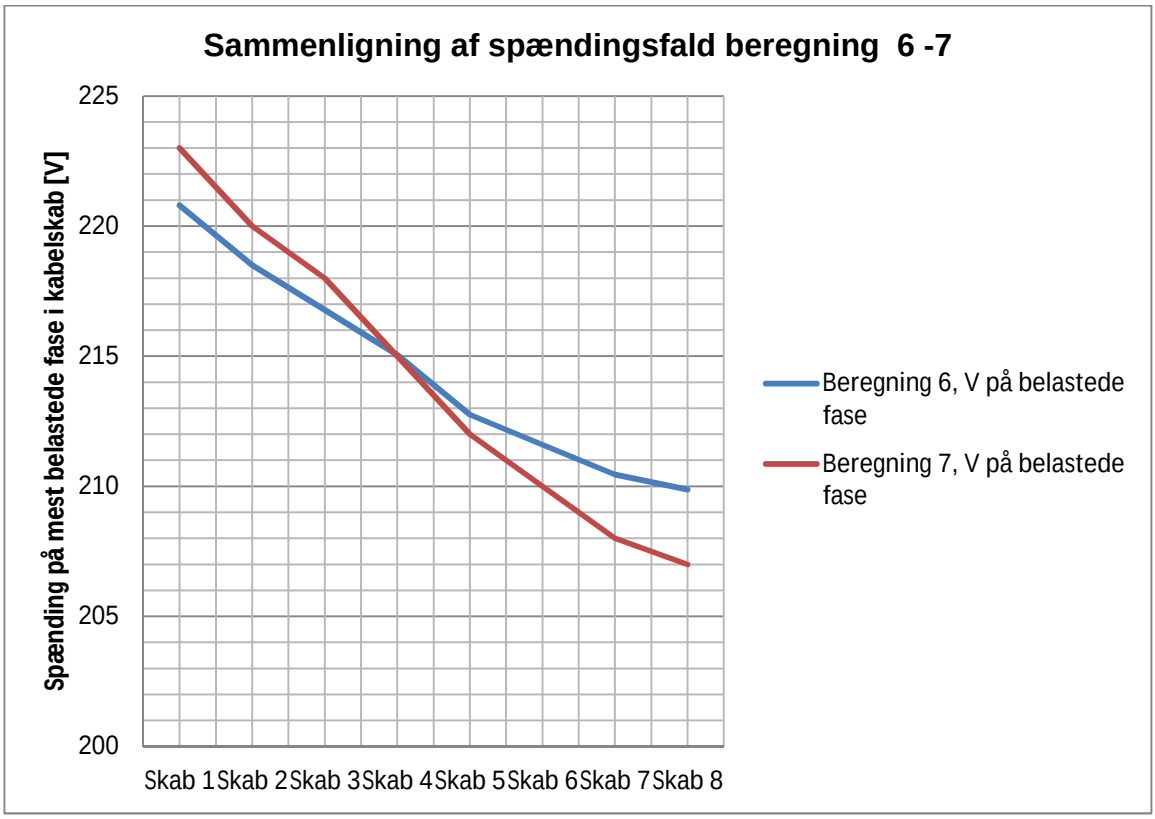
- 50%-fraktil parcelhusnet
- 2,8 kW varmepumper 3-faset, pr. styk.
- Varmepumperne placeres sidst på udføringen
- Den generelle maks. belastning er ens, dog er den asymmetrisk fordelt efter fordelingsnøgle: L1:50%, L2:30%, L3:20%
- Transformereffekt 200 kVA.
- 10,0 kV stiv spænding på primærsiden af 10/0,4 kV-transformeren.
- 10/0,4 kV-transformeren i trin 3 svarende til omsætningsforhold 25.

Det undersøges hvor mange varmepumper der kan tilsluttes modelnettet, når kogespidsen er asymmetrisk fordelt på faserne: L1:50%, L2:30%, L3:20%

Beregningsresultat:

Belastnings-type	Effekt	3-faset	Min. spænding L1	Beregnet spænding	Belastningsgrad kabel	Antal kunder med varmepumpe
Varmepumper	2,8 kW	x	207V	207V	72%	45%

I modsætning til beregning 6 med symmetrisk grundlast kan der ved samme grundlast, dog asymmetriske fordelte efter fordelingsnøglen L1:50%, L2:30%, L3:20%, være 15 stk. 2,8 kW 3-faset vamepumper.
Den asymmetriske grundlast har i forholdt til den symmetriske grundlast mere end halveret antallet af mulige 3-fasede varmepumper i 50%-fraktilnettet.

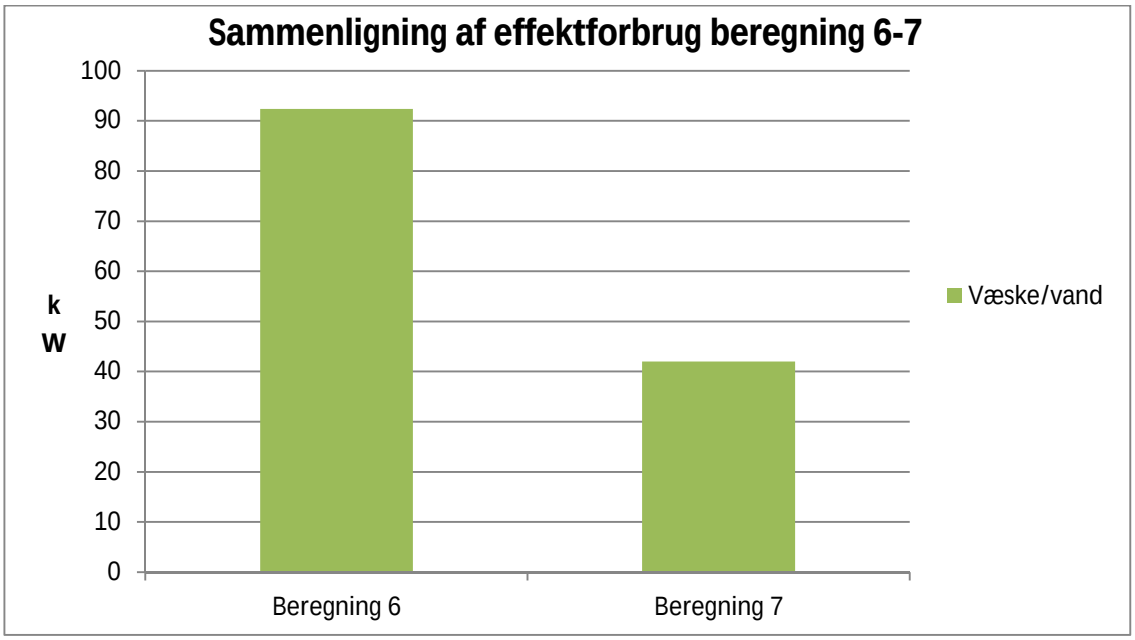


Figur 8: Viser spændingsfald for beregning 6-7.

Beregning nr.	Fraktilnet	Last	Placering af last	Antal last enheder / %	Kablets udnyttelse sgrad	Spændings interval udnyttet
6	50%	2,8 kW / 3-F	Bagerst og frem	33 stk. / 100%	82%	88%
7	50%	2,8 kW / 3-F	Bagerst	15 stk. / 45%	72%	100%

Tabel 6

Beregning 6-7 med 2,8 kW væske/vand varmepumper viser at den asymmetriske maks. grundlast reducerer antallet af varmepumper med 18 stk. Yderligere viser sammenligning mellem beregning 1 og 6, jævn placering af varmepumperne, den direkte forskel af kapaciteten mellem et hhv. 50% - og 85% fraktilnettet, viser en forøgelse på 7 stk. varmepumper.
Til gengæld ses en signifikant forskel, hvis grundlasten er asymmetrisk iht. beregning 5 kontra beregning 7, på 14 stk. varmepumper, svarende til 1500%.



Figur 9. Viser effektpotentialet, under de givne forudsætninger, for implementering af varmepumper.

5.3 Beregninger på tilslutning af varmepumper (luft/luft anlæg 1,5 kW / 1-faset)

Beregning 8, 9, 10, 11 og 12 viser isoleret set, hvor mange1,5 kW 1-faset luft-til-luft varmepumper som kan aktiveres under den maksimale traditionelle belastning (kogespids), uden hensyntagen til evt. andre fremtidige effektoptagende apparater.

Beregning 8

Forudsætninger:

- 85%-fraktil parcelhusnet
- 1,5 kW varmepumper 1-faset, pr. styk.
- Jævn fordeling af varmepumperne.
- Alle varmepumper tilsluttet samme fase L1
- Den generelle belastning er reguleret til maks. belastningen.
- Transformereffekt 200 kVA.
- 10,0 kV stiv spænding på primærsiden af 10/0,4 kV-transformeren.
- 10/0,4 kV-transformeren i trin 3 svarende til omsætningsforhold 25.

Det undersøges hvor mange varmepumper der kan tilsluttes modelnettet. Spændingsfaldet må ikke overskride 10% svarende til en minimums spænding på 207 V i det yderste kabelskab.

Beregningsresultat:

Belastnings-type	Effekt	1-faset	Min. netspænding L1	Beregnet netspænding L1	Belastningsgrad kabel	Antal kunder med varmepumpe
Varmepumper	1,5 kW	x	207V	207V	63%	26%

I denne beregning kan der tilsluttes 11 stk. varmepumper ”jævnt” fordelt i alle 10 kabelskabe på samme fase. Herved nås minimumspændingen på 207 V.

Beregning 9

Forudsætninger:

- Samme forudsætning som beregning 8, dog er følgende ændret
- Varmepumperne placeres sidst på udføringen på samme fase L1

Beregningen skal vise betydningen af hvor varmepumperne placeres. Her placeres varmepumperne bagerst på udføringen på samme fase.

Beregningsresultat:

Belastnings-type	Effekt	1-faset	Min. netspænding L1	Beregnet netspænding L1	Belastningsgrad kabel	Antal kunder med varmepumpe
Varmepumper	1,5 kW	x	207V	209V	48%	12%

I denne beregning, på et 85%-fraktilnet, kan der tilsluttes 5 stk. varmepumper i det yderste kabelskab på samme fase. Beregningen kan sammenlignes med beregning 8, hvor alle varmepumperne er tilsluttet samme fase dog bedst muligt fordelt mellem kabelskabene på udføringen. Ved at fordele varmepumperne bedst muligt, kan 24% af kunderne tilkobles, altså 10 stk. i forhold til 5 stk. hvis placeringen er sidst på udføringen.

Beregning 10

Forudsætninger:

- Samme forudsætning som beregning 8, dog er følgende ændret
- Varmepumperne placeres først på udføringen på samme fase L1

Beregningen skal vise betydningen af hvor varmepumperne placeres. Her placeres varmepumperne bagerst på udføringen på samme fase.

Beregningsresultat:

Belastnings-type	Effekt	1-faset	Min. netspænding L1	Beregnet spænding L1	Belastningsgrad kabel	Antal kunder med varmepumpe
Varmepumper	1,5 kW	x	207V	207V	82%	45%

I denne beregning, på et 85%-fraktilnet, kan der tilsluttes 19 stk. varmepumper først på udføringen på samme fase. Beregningen kan sammenlignes med beregning 9, hvor varmepumperne var placeret længst væk på udføringen. Forskellen på placeringen først kontra sidst på udføringen betyder, at der kan være 14 ekstra 1,5 kW 1-faset varmepumper .

Beregning 11

- Samme forudsætning som beregning 8, dog er følgende ændret
- Bedst muligt fordeling af varmepumperne mellem tilsluttede faser.

Beregningen skal vise betydningen af fordelingen af den 1-fasede last bedst muligt, sammenlignet med beregning 8 hvor alle varmepumper er placeret på samme fase.

Beregningsresultat:

Belastnings-type	Effekt	1-faset	Min. spænding	Beregnet spænding	Belastningsgrad kabel	Antal kunder med varmepumpe
Varmepumper	1,5 kW	X	207V	208V	73%	100%

I denne beregning kan der tilsluttes 42 stk. varmepumper "jævnt" fordelt i alle 10 kabelskabe og fordelt mellem faserne. Beregningen kan sammenlignes med beregning 8, hvor alle varmepumperne var placeret på samme fase, som satte en begrænsning på 26% med luft/luft varmepumper. Beregning 11 viser også at der er yderligere potentiale da spændingen i bagerste kabelskab efter tilslutning af 100% luft/luft varmepumper, stadig er 210V.

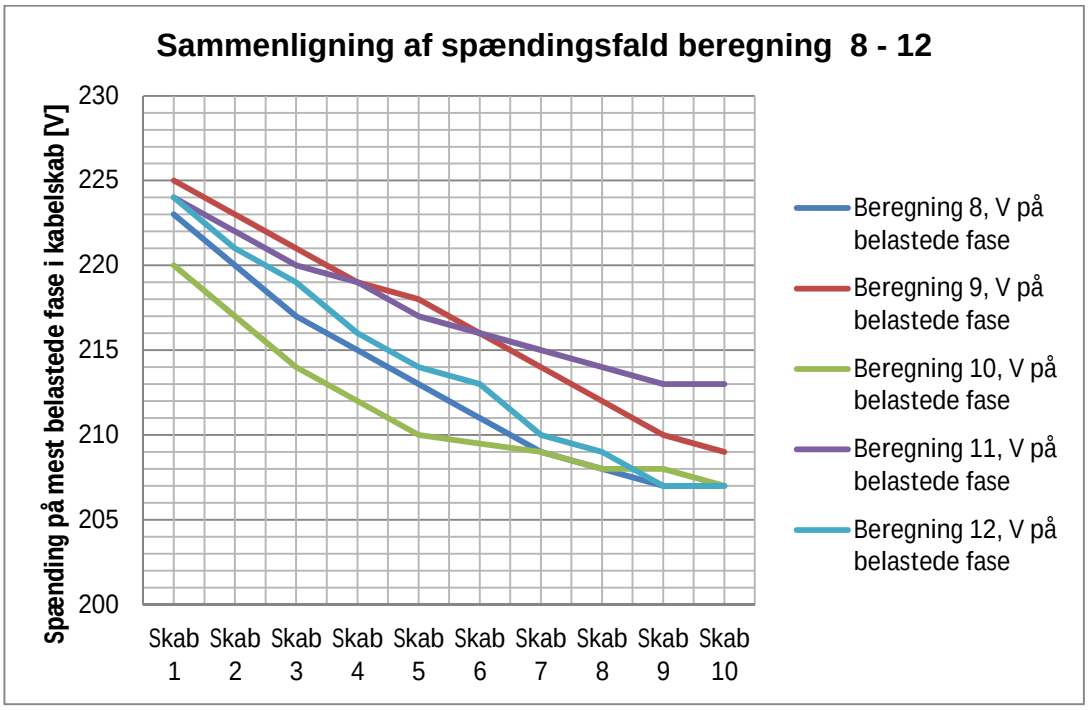
Beregning 12

- Samme forudsætning som beregning 9, dog er følgende ændret
- Den generelle maks. belastning er ens, dog er den asymmetrisk fordelt efter fordelingsnøgle: L1:50%, L2:30%, L3:20%
- Varmepumperne placeres sidst på udføringen på samme fase L1

Det undersøges hvor mange varmepumper der kan tilsluttes modelnettet, når kogespidsen er asymmetrisk fordelt på faserne: L1:50%, L2:30%, L3:20%

Belastnings-type	Effekt	1-faset	Min. spænding	Beregnet spænding	Belastningsgrad kabel	Antal kunder med varmepumpe
Varmepumper	1,5 kW	X	207V	207V	57%	2%

I modsætning til beregning 9, som viser at der var plads til 5 stk. varmepumper i det bagerste kabelskab, kan der i denne beregning kun være 1 stk. varmepumpe i bagerste kabelskab. Dette skyldes den store asymmetriske maks. grundlast. Asymmetrisk belastning beskrives nærmere i afsnit 6.1.1

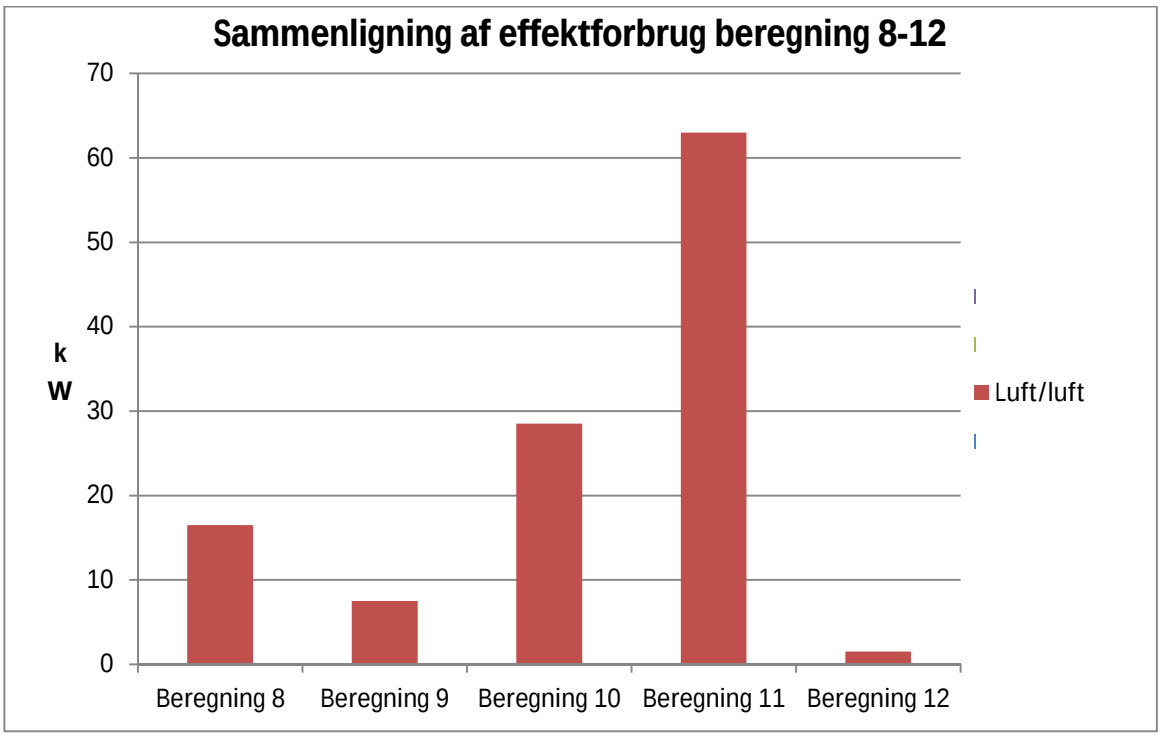


Figur 10. Viser spændingsfald for beregning 8-12.

Beregning nr.	Fraktilnet	Last	Placering af last	Antal last enheder / %	Kablets udnyttelses grad	Spændings interval udnyttet
8	85%	1,5 kW / 1-F	Jævnt fordelt	11 stk. / 26%	63%	100%
9	85%	1,5 kW / 1-F	Bagerst	5 stk. / 12%	48%	100%
10	85%	1,5 kW / 1-F	Forrest	19 stk. / 45%	82%	100%
11	85%	1,5 kW / 1-F	Jævnt fordelt	42 stk. / 100%	73%	95%
12	85%	1,5 kW / 1-F	Bagerst	1 stk. / 2%	57%	100%

Tabel 7

Beregning 8-10 med 1,5 kW luft/luft sammenligner direkte betydningen af varmepumpernes placering på udføringen. Beregningerne viser at der i forhold til placeringen bagerst på udføringen kan være 6 stk. flere når placeringen er jævnt fordelt, samt 14 stk. flere når varmepumperne er placeret først på udføringen.
Beregning 11 viser at alle kunderne kan have en varmepumpe når de er optimalt fordelt mellem faserne hvilket, sammenlignet med beregning 8, er 31 stk. flere.
Beregning 12 viser at den asymmetriske grundlast reducerer antallet af varmepumper, sammenlignet med beregning 9, med 4 stk.
Generelt ses der signifikant forskel beregningerne imellem mht. mulige tilsluttede 1-fasede varmepumper, hvor f.eks. beregning 11, med bedst fordeling mellem faserne og jævn placering mellem kabelskabene, viser mulighed for at alle kunder kan have en luft/luft varmepumpe, hvorimod at beregning 12 viser et begrænset antal på 1 stk.



Figur 11. Viser effektpotentialet, under de givne forudsætninger, for implementering af varmepumper.

5.4 Beregninger på tilslutning af solcelleanlæg og varmepumper (4 kW / 1-faset og 6 kW 2 og 3-faset)
I nedenstående beregninger vises eksempler på hvilken påvirkning solcelleanlæg, under de for beregningen gældende forudsætninger, kan have på en udføring, samt hvordan varmepumper kan være en af løsningerne til større integration og samspil med decentral produktion og forbrug.

Begning nr. 13 til 17 viser eksempler på, hvordan solcelleanlæg kan medføre lokal spændingsstigning i lavspændingsmodelnettet. I disse beregninger er grundbelastningen pr. kunde reduceret til 20% af peak-belastning, da solcelleanlæggene ofte afgiver maks. effekt midt på dagen, hvor effekttrækket traditionelt set er lavt. Bemærk at beregningerne forudsætter at primærspændingen på distributionstransformeren er 10,5 kV, hvilket svare til den udgangsspænding som er først på en 10 kV radial.
Den højere primærspænding på distributionstransformeren gør, at nominelspændingen vil stige fra 400V til 420V.
Efterfølgende er der vist eksempler på, hvorledes et samspil mellem solcelleanlæg og varmepumper kunne have en gavnlig effekt iht. øget tilslutning af solcelleanlæg i lavspændingsnettet.

Beregning 13
Forudsætninger:

- 85%-fraktil parcelhusnet
- 6 kW 3-faset solcelleanlæg, pr. styk.
- Den generelle belastning er reguleret til 20% af maks. belastningen.
- 10,5 kV stiv spænding på primærsiden af 10/0,4 kV-transformeren.
- 10/0,4 kV-transformeren i trin 3 svarende til omsætningsforhold 25:1.
- Spændingsvariation 207-253 V svarende til 360-440 V netspænding (Un -10%/+10).

Det undersøges hvor mange solcelleanlæg der kan tilsluttes modelnettet. Spændingsstigningen må ikke overskride 440 V i det yderste kabelskab.
Solcelleanlæggene fordeles jævnt på modelnettet angivet på følgende måde: Den første solcelle tilsluttes i det yderste kabelskab, den næste solcelle tilsluttes i det næst yderste kabelskab osv. ind mod transformerstationen.

Beregningsresultat:

Belastnings-type	Effekt	3-faset	Maks. netspænding	Beregnet netspænding	Belastningsgrad kabel	Antal kunder med solcelleanlæg
Solcelleanlæg	6 kW	x	440V	437V	42%	48%

Beregningen viser at ved tilslutning af 2 stk. solcelleanlæg i hvert kabelskab, i alt 20 stk., nås dimensioneringsgrænsen på de 440 V, svarende til 48% af kunderne.

Beregning 14
Forudsætninger:

- 85%-fraktil parcelhusnet
- 6 kW solcelleanlæg 3-faset, pr. styk.
- Den generelle belastning er reguleret til 20% af maks. belastningen.
- 10,0 kV stiv spænding på primærsiden af 10/0,4 kV-transformeren.
- 10/0,4 kV-transformeren i trin 3 svarende til omsætningsforhold 25:1.
- Spændingsvariation 207-253 V svarende til 360-440 V netspænding (Un -10%/+10%).

Det undersøges hvor mange solcelleanlæg der kan tilsluttes modelnettet. Spændingsstigningen må ikke overskride 440 V i det yderste kabelskab.
Solcelleanlæggene fordeles jævnt på modelnettet angivet på følgende måde: Det første solcelleanlæg tilsluttes i det yderste kabelskab, det næste solcelleanlæg tilsluttes i det næst yderste kabelskab osv. ind mod transformerstationen.

Beregningsresultat:

Belastnings-type	Effekt	3-faset	Maks. net-spænding	Beregnet netspænding	Belastningsgrad kabel	Antal kunder med solcelleanlæg
Solcelleanlæg	6 kW	x	440V	423V	99%	98%

Beregningen viser at ved tilslutning af 41 stk. solcelleanlæg, 4 stk. solcelleanlæg i hvert kabelskab, dog 5 i sidste kabelskab, nås udføringskablets maksimale overføringskapacitet på 335 ampere.
Eneste ændrede parameter, i forhold til beregning 13, er at primærspændingen på distributionstransformeren er ændret fra 10,5 kV til 10,0 kV, svarende til at udgangsspændingen i denne beregning er 0,4 kV.

Beregning 15
Forudsætninger:

- 85%-fraktil parcelhusnet
- 4 kW solcelleanlæg 1-faset, pr. styk.
- Alle solcelleanlæg tilsluttes samme fase
- Solcelleanlæggene placeres sidst på udføringen på samme fase L1
- Den generelle belastning er reguleret til 20% af maks. belastningen.
- 10,5 kV stiv spænding på primærsiden af 10/0,4 kV-transformeren.
- 10/0,4 kV-transformeren i trin 3 svarende til omsætningsforhold 25.
- Spændingsvariation 207-253 V svarende til 360-440 V net spænding (Un -10%/+10%).

Det undersøges hvor mange solcelleanlæg der kan tilsluttes modelnettet. Spændingsstigningen må ikke overskride 253 V i det yderste kabelskab.
.

Beregningsresultat:

Belastnings-type	Effekt	1-faset	Maks. spænding	Beregnet spænding	Belastningsgrad kabel	Antal kunder med solcelleanlæg
Solcelleanlæg	4 kW	x	253V	252V	8%	7%

Beregningen viser hvor mange 4 kW 1-fasede solcelleanlæg der kan være, hvis de placeres længst ude på udføringen, svarende til et solcelleanlæg pr. kabelskab. Ved tilslutning af 3 stk. solcelleanlæg fordelt i de 3 yderste kabelskabe nås maks. tilladelige spænding på 253 V.

Beregning 16
Forudsætninger:

- 85%-fraktil parcelhusnet
- 6 kW solcelleanlæg 2-faset, pr. styk.
- Alle solcelleanlæg tilsluttes samme faser L1 og L2

- Den generelle belastning er reguleret til 20% af maks. belastningen.
- Transformereffekt 200 kVA.
- 10,5 kV stiv spænding på primærsiden af 10/0,4 kV-transformeren.
- 10/0,4 kV-transformeren i trin 3 svarende til omsætningsforhold 25:1.
- Spændingsvariation 207-253 V (Un -10%/+10%).

Det undersøges hvor mange solcelleanlæg der kan tilsluttes modelnettet. Spændingsstigningen må ikke overskride 253 V i det yderste kabelskab.

Beregningsresultat:

Belastnings-type	Effekt	2-faset	Maks. spænding	Beregnet spænding	Belastningsgrad kabel	Antal kunder med solcelleanlæg
Solcelleanlæg	6 kW	x	253V	253V	37%	24%

Beregningen viser hvor mange 6 kW 2-fasede solcelleanlæg der kan være, hvis de placeres længst ud på udføringen, svarende til et solcelleanlæg pr. kabelskab. Ved tilslutning af 10 stk. solcelleanlæg fordelt i de 10 kabelskabe, 1 stk. solcelle i hvert kabelskab, nås dimensioneringsgrænsen på de 253 V. Sammenlignes installeret solcelleeffekt mellem beregning 13 og 16, ses det at 2-faset solcelleanlæg mindsker den solcellegenererede effekt med 60 kW.

Beregning 17

Forudsætninger:

- 85%-fraktil parcelhusnet
- 4 kW solcelleanlæg 1-faset, pr. styk.
- Luft/luft varmepumper 1,5 kW 1-faset,
- Alle solcelleanlæg og varmepumper tilsluttes samme fase
- Den generelle belastning er reguleret til 20% af maks. belastningen.
- 10,5 kV stiv spænding på primærsiden af 10/0,4 kV-transformeren.
- 10/0,4 kV-transformeren i trin 3 svarende til omsætningsforhold 25.
- Spændingsvariation 207-253 V (Un -10%/+10%).

Beregningen tager udgangspunkt i beregning nr. 15, og skal vise hvor stor integrationen reelt kan være, hvis solcelleanlæggene effekt bedst muligt balanceret ud med 1,5 kW 1-fasede varmepumper.
Ved tilslutning af 35 stk. 4 kW 1-fasede solcelleanlæg og 57 stk. 1,5 kW 1-fasede luft/luft varmepumper nås maks. tilladte spænding på fase L1 og L3.

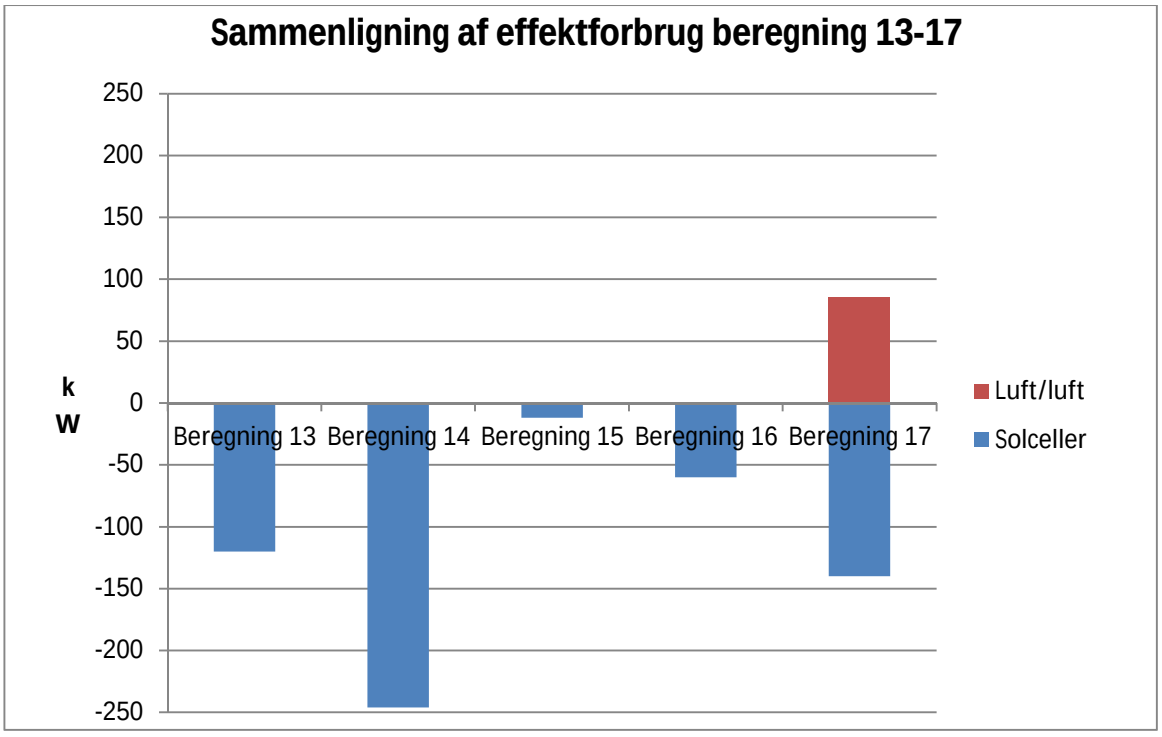
Belastnings-type	Effekt	Faser	Maks. spænding	Beregnet spænding	Belastningsgrad kabel	Antal kunder med varmepumpe
Varmepumper	1,5 kW	1	253V	253V	89%	136%
Solcelleanlæg	4,0 kW	1				83%

Beregning 17 er et eksempel på hvordan den solcellegenererede effekt, med udgangspunkt i forudsætningerne fra beregning 15, optimalt kan udbalanceres vha. varmepumper. I forhold til beregning 15, kan der integreres yderligere 32 stk. 4 kW 1-faset solcelleanlæg. Reelt vil det være meget teknisk udfordrende/omkostningstungt at regulere/styre balancen momentant mellem varmepumpernes forbrug og solcelleanlæggenes effekt i tilstrækkelig hurtig grad til at kunne overholde de gældende leveringskrav. Betragtningen forudsætter også at varmepumpen kan afsætte sin varme.

Beregning nr.	Fraktilnet	Last	Placering af last	Antal last enheder / %	Kablets udnyttelses grad	Spændings interval udnyttet
13	85%	6 kW / 3-F	Jævnt fordelt	20 stk. / 48%	42%	100%
14	85%	6 kW / 3-F	Jævnt fordelt	41 stk. / 98%	99%	58%
15	85%	4 kW / 1-F	Yderst	3 stk. / 7%	8%	100%
16	85%	6 kW / 2-F	Yderst	10 stk. / 24%	37%	100%
17	85%	4 kW / 1-F	Jævnt fordelt	35 stk. / 83%	89%	100%

Tabel 8.

Beregningerne 13-17 viser generelt de parametre som influerer på antallet af mulige solcelleanlæg i det repræsentative 85% fraktilnet. Af betydende parametre er, placering på udføring, solcelleanlæggets antal faser, og udgangsspændingen på udføringen. F.eks. viser beregning 13 og 14 at der kan tilsluttes 21 stk. flere 6 kW 3-faset solcelleanlæg hvis transformerens udgangsspænding blev sænket fra 420V til 400V. Sammenligningen mellem beregning 15 og 17 viser muligheden for en større integration af solcelleanlæg ved at optage den solcellegenererede effekt momentant vha. varmepumper.



Figur 12. Viser effektpotentialet, under de givne forudsætninger, for implementering af varmepumper.

5.5 Beregninger på blandede belastningsscenarier

I beregning 18 er forbruget blandet mellem luft til luft og væske/vand varmepumper.
Fordelingen mellem apparaterne er sat til:
20 % af kunderne har luft/luft varmepumper
80 % af kunderne har væske/vand varmepumper

Beregning 18

Forudsætninger:

- 85%-fraktil parcelhusnet
- 2,8 kW varmepumper 3-faset, pr . styk. (væske/vand)
- 1,5 kW varmepumper 1-faset, pr. styk. (luft/luft)
- Belastningerne er jævnt fordelt på udføringen, se bilag beregning 18.
- Alle 1-faset varmepumper tilsluttes samme fase.
- Den generelle belastning er reguleret til maks. belastningen.
- 10,0 kV stiv spænding på primærsiden af 10/0,4 kV-transformeren.
- 10/0,4 kV-transformeren i trin 3 svarende til omsætningsforhold 25.

Det undersøges hvor mange af ovennævnte brugsgenstande der kan tilsluttes modelnettet efter fordelingsnøglen 20%luft/luft varmepumper, 80% væske/vand varmepumper. Forholdet mellem forbrugsgenstandene holdes, men den samlede effekt justeres iht. maks. kapaciteten på udføringen.

Beregningsresultat:

Belastnings-type	Effekt	Faser	Min. spænding	Beregnet spænding	Belastningsgrad kabel	Antal kunder med varmepumpe
Varmepumper	1,5 kW	1	207V	207V	70%	10%
Varmepumper	2,8 kW	3				40%

I denne beregning er der tilsluttet følgende:
4 stk. 1,5 kW 1-faset varmepumpe
16 stk. 2,8 kW 3-faset varmepumper

Beregning 19

I forlængelse af beregning 18 undersøges nu hvor mange varmepumper der kan være når det forudsættes 20 % elbiler på udføringen.

Fordelingen mellem apparaterne er sat til:
20 % af kunderne har elbiler, svarende til ca. 8 elbiler.
Forudsætninger:

- 85%-fraktil parcelhusnet
- 2,8 kW varmepumper 3-faset, pr . styk. (væske/vand)
- 1,5 kW varmepumper 1-faset, pr. styk. (luft/luft)
- 11 kW elbil 3-faset, pr. styk.
- Belastningerne er jævnt fordelt på udføringen, se bilag beregning 19.
- Alle 1-faset varmepumper tilsluttes samme fase.
- Den generelle belastning er reguleret til maks. belastningen.
- Transformereffekt 200 kVA.
- 10,0 kV stiv spænding på primærsiden af 10/0,4 kV-transformeren.
- 10/0,4 kV-transformeren i trin 3 svarende til omsætningsforhold 25.

Det undersøges hvor mange væske/vand- og luft/luft-varmepumper der kan tilsluttes hvis det forudsættes at ca. 20% af udføringskunderne har en 11 kW 3-faset elbil tilsluttet. Forbrugsgenstandene tilsluttes jævnt fordelt på udføringen.

Beregningsresultat:

Belastnings-type	Effekt	Faser	Min. spænding	Beregnet spænding	Belastningsgrad kabel	Antal kunder med varmepumpe
Varmepumper	1,5 kW	1	207V	206V	83%	0%
Varmepumper	2,8 kW	3				7%
Elbil	11 kW	3				19%

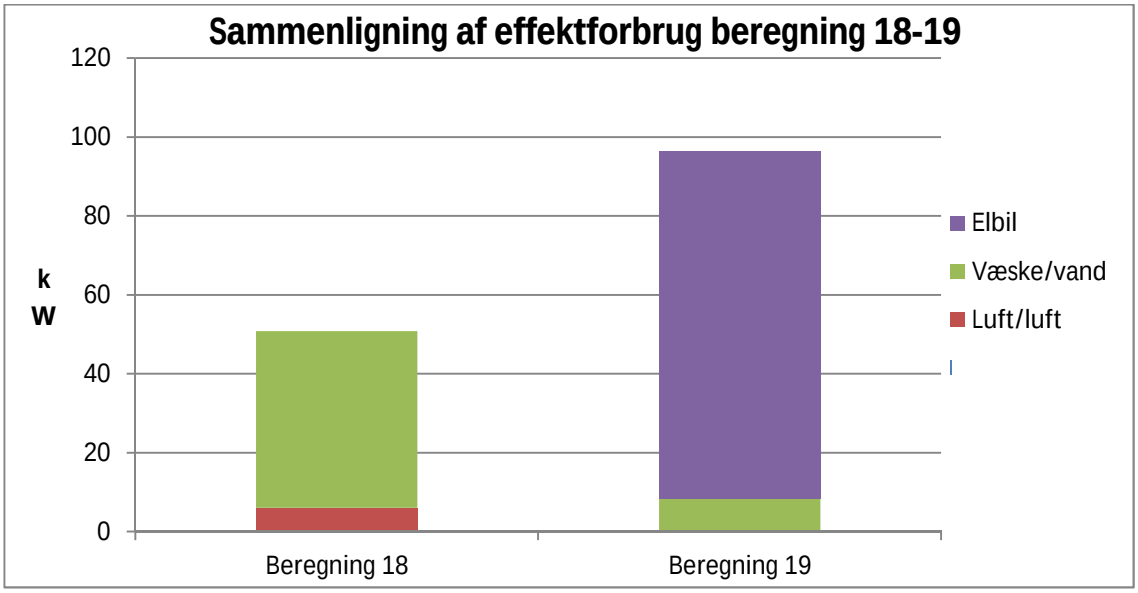
I denne beregning er der tilsluttet følgende:
0 stk. 1,5 kW 1-faset varmepumpe
3 stk. 2,8 kW 3-faset varmepumper
8 stk. 11 kW elbiler på udføringen.
Herved nås minimumsspændingen på 206 V.

Det ses af beregning 18 og 19 at implementering af 20 % elbiler reducerer antallet af mulige varmepumper for hhv. luft/luft og væske/vand fra 4 til 0 og 16 til 3.

Beregning nr.	Fraktilnet	Last	Placering af last	Antal last enheder / %	Kablets udnyttelses grad	Spændings interval udnyttet
18	85%	1,5 kW / 1-F 2,8 kW / 3-F	Jævnt fordelt	4 stk. / 10% 16 stk. / 38%	70%	100%
19	85%	1,5 kW / 1-F 2,8 kW / 3-F 11,0 kW / 3-F	Jævnt fordelt	0 stk. / 0% 3 stk. / 8% 8 stk. / 19%	83%	100%

Tabel 9.

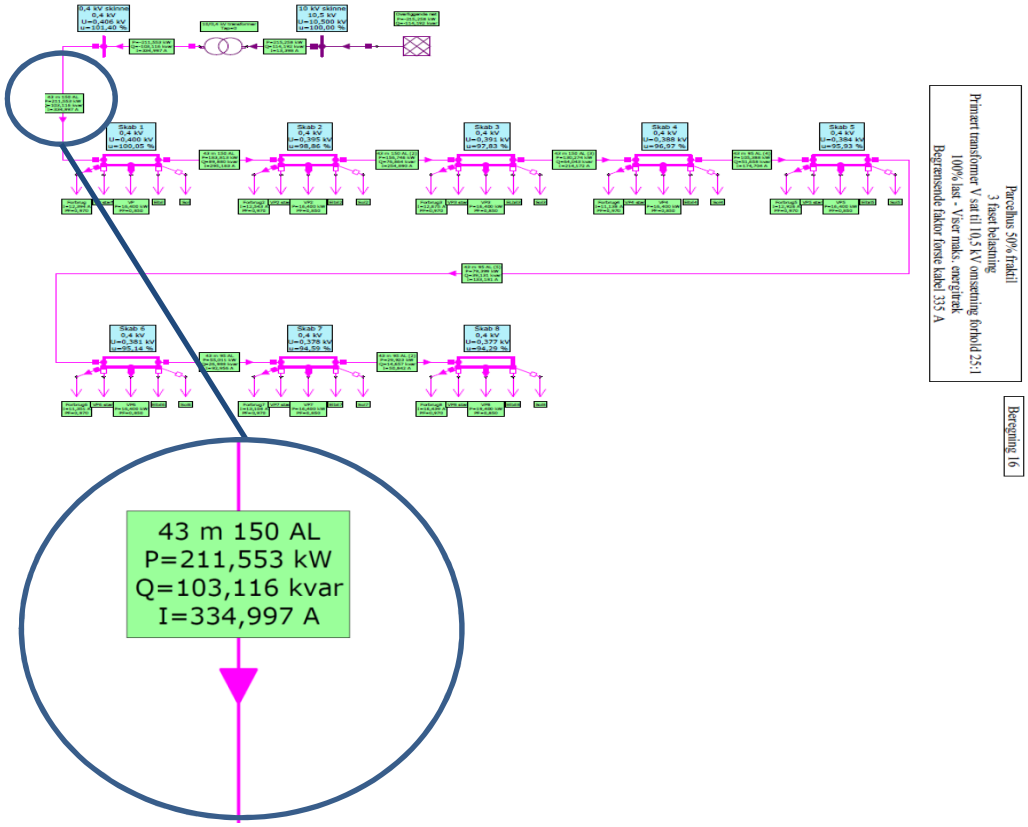
Beregning 18 og 19 viser forskellen mellem mulig implementering af varmepumper, hvis grundlasten øges med 20% 11 kW 3-faset elbiler. Sammenligningen viser at der med elbiler er en reduktion i antallet af mulige varmepumper fra 4 til 0 stk. for luft/luft varmepumper og 16 til 3 stk. for væske/vand varmepumper.



Figur 13. Viser effektpotentialet, under de givne forudsætninger, for implementering af varmepumper.

5.6 Beregning af maksimal netkapacitet på 50% faktilnet

I disse beregninger kigges reelt på kablernes maksimalt tilladte overføringsevne, som bliver mindre hvis f.eks. kablet er placeret i rør samt hvis belastningen afviger fra den standardiserede døgnprofil. I dag tages ikke hensyn til ovennævnte.



Figur 14: Illustration af NEPLAN-beregning og forstørrelse af første kabelskab.

Formålet med disse beregninger er at undersøge lavspændingsnettets maks. kapacitet når belastningen er symmetrisk og jævnt fordelt mellem kabelskabene på hele udføringen. Kort sagt; hvad er belastningen på kablerne når nettet er maksimalt belastet?

Den maksimale kapacitet på udføringen sammenlignes/sættes i forhold til det reelle mulige effekttræk fra samtlige kunder, hvis de udnytter deres tilkøbte leveringsomfang på f.eks. 3 x 25 A pr. kunde. Forudsætningerne for de to efterfølgende udregninger er, at grundlasten er udeladt, for at eftervise hvor stor en andel af kunderne der kan anvende deres fulde leveringsomfang.

5.6.1 Udregning af kabel i jord- Maksimalbelastning i 50 % -fraktilen

Maks. belastningen af et repræsentativt lavspændingsnet samt forekomsten af maks.belastningen undersøges. Varmen der udvikles i kablerne angiver grænsen for hvor mange ampere kablet kan trække før isoleringen beskadiges.

Forudsætninger:

- Primær transformerspænding sat til 10,5 kV
- Udføringen belastes jævnt
- Kabel 150 AL Pex direkte i jord

Maks. belastning	Anvendt kapacitet af kabel	Antal kunder	Gns. forbrug pr..fase pr. kunde på udføringen	Procentvis muligt forbrug pr. kunde af tilkøbte 3x25 A.	Maks. antal kunder der kan bruge tilkøbte 3x25 A.	Procentvis antal kunder der kan bruge tilkøbte 3x25 A.
335 A.	100%	33	10,15 A.	40 %	13	40 %

Den maksimale belastning af kablet er 335 A og den begrænsende faktor er det første kabel på udføringen. Maks. belastningen på 335 A, fordelt på de 33 kunder på udføringen, giver et maks. forbrug på 10,15 A. pr. kunde pr. fase. Det tilkøbte leveringsomfang pr. kunde er 25 A på hver fase, hvilket viser at der reelt er en lavere grænse for det praktiske forbrug på ca. 40 % af det tilladte. Dette betyder at kablet overbelastes når forbrugerne på udføringen hver samtidig bruger mere end 40 % af leveringsomfanget.
Det maks. antal kunder der må trække 3x25 A før kablet overbelastes er derfor ca. 13 kunder, svarende til ca. 40 % af kunderne.

5.6.2 Udregning af kabel i rør – Maksimal belastning i 50 % -fraktilen

Det undersøges hvorledes maks. belastningen påvirkes når det første kabel helt eller delvist placeres i et rør i jorden. Effekten der afsættes i kablet som varme, ledes dårligere væk i et rør kontra direkte i jorden hvorved varmen akkumuleres. Dette gør kabler placeret i rør mere sårbare og begrænser den maksimale belastning kablerne kan tåle før isoleringen beskadiges.
Forudsætninger:

- Primær transformerspænding sat til 10,5 kV
- Udføringen belastes jævnt
- Kabel 150 AL Pex i rør

Maks. belastning	Anvendt kapacitet af kabel	Antal kunder	Gns. forbrug pr. kunde på udføringen	Procentvis forbrug pr. kunde af tilkøbte 3x25 A.	Maks. antal kunder der kan bruge tilkøbte 3x25 A.	Procentvis antal kunder der kan bruge tilkøbte 3x25 A.
258 A.	77%	33	7,8 A	31 %	10	31 %

Den maksimale belastning af kablet falder fra 335 A til 258 A når kablet placeres i et rør i stedet for direkte i jorden, svarende til 77 % af den oprindelige maks. belastning.
Maks. belastningen på 258 A, fordelt på de 33 kunder på udføringen, giver et maks. forbrug på 7,81 A. pr. fase pr. kunde, hvilket svarer til et forbrug på ca. 31 % af leveringsomfanget.
Det maksimale antal kunder der må anvende 3x25 A før kablet overbelastes er derfor ca. 10 kunder svarende til ca. 31 %.
For at opnå samme belastningsgrænse, som for udregning af kabel i jord afsnit 5.6.1, kræver det at kabeldimensionen forøges fra 150 AL til 240 AL de steder på udføringen hvor kablet placeres i rør.

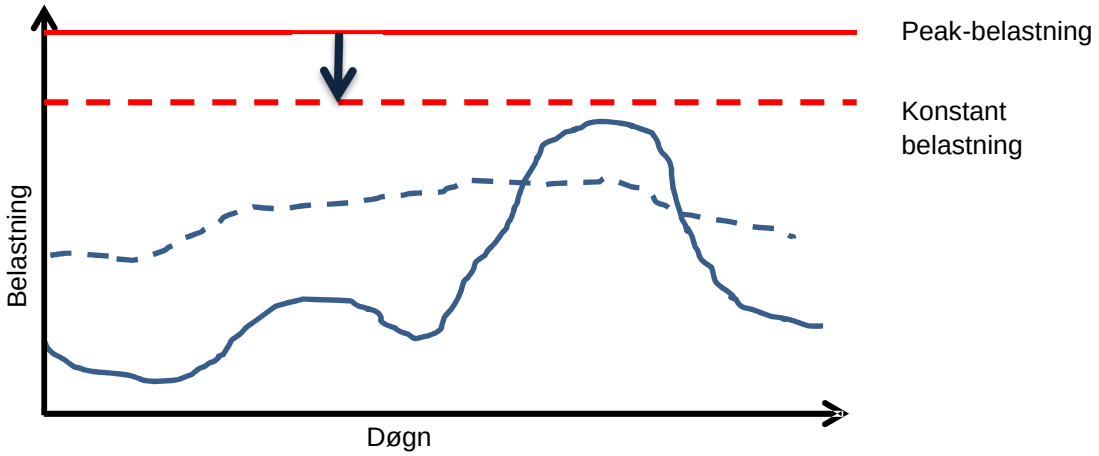
5.6.3 Indvirkende faktorer på kablernes maksimale overføringsevne

Belastningsgrænserne på udføringen, ved forskellige scenarier, giver en indikation af de udfordringer og begrænsninger der opstår, når flere og mere forbrugende komponenter integreres i husstandsforbruget, specielt hvis kunderne fuldt ud udnytter deres tilkøbte leveringsomfang på f.eks. 3x25 A.
F.eks. er det iht. udregning 5.6.2 kun muligt for 10 ud af 33 kunder, at udnytte det maksimale leveringsomfang, forudsat at de resterende kunder intet forbrug har.
Udregnes scenarie 5.6.1, med en påført symmetrisk grundlast svarende til de øvrige beregninger i rapporten, falder antallet af kunder der kan anvende deres maksimale tilkøbte leveringsomfang fra 13 til 10 ud af 33 kunder, svarende til et fald fra ca. 40% til 32% af kunderne.
Det skal bemærkes at der i en årrække i visse parcelhusområder er leveret et standard leveringsomfang på 63 ampere pr. fase pr. kunde, hvilket forstærker ovenstående problematik.

Et af formålene med SmartGrid er at udjævne forbruget i løbet af døgnet, således at belastningen af nettet i kogespidsperioden begrænses. Udføringskablernes påtrykte maksimale overføringsevne forudsætter at belastningen sker i henhold til en standardiseret belastningsprofil, hvor kablerne får tilstrækkelig afkølingsperiode efter betydelige effekttræk. Udsættes kablerne for en konstant belastning, falder den maksimale belastningskapacitet og derfor skal der tages højde for dette hvis belastningen udjævnes og bliver mere konstant.

Hvor stor reduktionen reelt er på kablets maks. overføringsevne, ved en ændret belastningsprofil, er komplekst af bestemme. Fremtidige døgnprofiler kan have stor varians og uforudsigelighed, f.eks. pga. SmartGrid styring, varierende elpriser og nye effektkrævende komponenter og den optimale løsning bør derfor tage højde for den aktuelle belastningsprofil på udføringskablet, hvilket på sigt evt. kunne integreres i SmartGrid styringen. I tiden frem mod den optimale SmartGrid styring af nettet, bør det derfor overvejes om den maks. overføringsevne er tilstrækkelig til at håndtere konstante effekttræk.

En anden begrænsende faktor på udføringskablet, forekommer hvis kablet er placeret i rør uden hensynstagen til den dårligere varmeoverføring. Hvis kablet ikke overdimensioneres i områder med dårligere varmeoverføring, vil selv korte strækninger reelt være det dimensionerende for udføringskablet. I dag ses meget få termisk relaterede kabelfejl i lavspændingsnettet, men i takt med større udnyttelse af netkapaciteten, må det forventes at kablerne degraderer og/eller beskadiges i strækning med dårlig varmeoverføringsevne, hvis ikke kablet er dimensioneret korrekt.



Figur 15. Illustration af forskellen mellem den maks. belastningsgrænse for peak-belastning og konstant belastning.

6. Løsningsforslag til større integration af varmepumper

I det følgende afsnit beskrives løsningsforslag til større integration af varmepumper. Først fokuseres på de el-tekniske muligheder for at styrke elnettet og efterfølgende beskrives alternative løsninger som kan ændre belastningsprofilen og/eller størrelse af påvirkningen fra varmepumper i lavspændingsnettet.

6.1 Net-tekniske løsninger

Herunder beskrives de løsninger som netselskabet kan gøre uden at involvere kunden.

6.1.1 Asymmetrisk belastning

Asymmetriske belastninger, altså uens belastning af faserne, kan have stor betydning for den aktuelle ledige kapacitet på en udføring, da det altid er den mest belastede fase som er den begrænsende for udføringens samlede kapacitet. Dette til trods for at de to andre faser evt. kun er begrænset belastet. Ved at fordele belastningerne ligeligt mellem faserne udnyttes kablet bedst muligt mht. størst effektoverførsel, mindste spændingsfald og mindste nettab.

Flere af vores målinger har indikeret at især nyere parcelhusområder kan have stor asymmetri. Hvorvidt det skyldes, at hovedparten af alle nyere hvidevarer, herunder specielt ovn og kogeplader, i dag modsat tidligere er 1-faset udstyr og/eller at de autoriserede elektrikere ikke er omhyggelige nok med at fordele belastninger jævnt mellem faserne, er endnu ikke undersøgt.

I dag er det krav fra netselskabet at kundens belastning er fordelt bedst muligt mellem faserne, dog er kravet ikke specificeret yderligere. Dette krav skal den autoriserede elinstallatør honorere efter bedste evne, ved etablering af gruppetavle og/eller ved eftermontering af nye grupper i tavlen. Det kan dog være vanskeligt for den autoriserede elektriker at skabe en symmetrisk belastning mellem faserne, da fordelingen er stærkt afhængigt af forbrugeren og tidspunktet på døgnet.

Vigtigst er det dog at symmetrien er bedst mulig fordelt i kogespidsen, da det netop er i denne periode at elnettet er belastet.

Beregning nr. 7 og 12 er udregnet med asymmetrisk maks. grundlast, efter fordelingsnøglen (L1:50%, L2:30%, L3:20%), for at vise et par eksempler på, hvor meget udføringens maks. kapacitet falder pga. den asymmetriske maksimale grundlast.

Ved sammenligning af beregning 6 og 7, med 2,8 kW væske/vand varmepumper, ses det at den asymmetriske maks. grundlast reducerer antallet af varmepumper med 18 stk. fra 33 til 15 stk.

Ved sammenligning af beregning 9 og 12 med 2,8 kW væske/vand varmepumper, ses det at den asymmetriske maks. grundlast reducerer antallet af varmepumper med 4 stk., fra 5 stk. til 1.stk.

Yderligere er der lavet nogle beregninger, som viser generelt hvor stor forskellen er på udføringens ledige effekt, hvis maks. grundlasten for hhv. 50%- og 85%-fraktilnettet er asymmetrisk, efter samme effekt-fordelingsnøgle (L1:50%, L2:30%, L3:20%). Beregningerne er yderligere differentieret i forhold til placering af den ekstra symmetriske effekt, for at vise betydningen af hvor på udføringen den ekstra effekt placeres.

I 50%-fraktilnettet kan der ud over det asymmetriske maks. grundforbrug tilkobles ca. 25%, svarende til 32 kW ekstra symmetrisk effekt, først på udføring ved at gøre maks. grundforbruget symmetrisk og ca. 50% ekstra symmetrisk effekt hvis effekten placeres sidst på udføringen.

I 85%-fraktilnettet ses en markant forskel på den ekstra symmetriske effekt som kan tilsluttes udføringen under det asymmetriske maks. grundforbrug i forhold til en udføring som har symmetrisk maks. grundbelastning. Placeres den ekstra effekt først på udføringen kan der tilkobles ca. 600%, svarende til 101 kW ekstra effekt, ved at gøre maks. grundforbruget symmetrisk og ca. 1200%, svarende til 43 kW ekstra symmetrisk effekt, hvis effekten placeres sidst på udføringen. Se nedenstående tabel 10.

50%-fraktilnet: Sammenligning mellem symmetrisk og asymmetrisk belastning. Asymmetrien af maks. grundlast er: L1:50%, L2:30%, L3:20%	Ekstra symmetrisk belastning først på udføringen før min. spænding L1= 207V eller overbelastning af kabel	Ekstra symmetrisk belastning bagerst på udføringen før min. spænding L1= 207V
Asymmetrisk	95 kW*	38 kW
Symmetrisk	127 kW*	75 kW

Tabel 10. *Belastningen er begrænset af kablets maks. strømbelastning og ikke spændingen.

85%-fraktilnet: Sammenligning mellem symmetrisk og asymmetrisk belastning. Asymmetrien af maks. grundlast er: L1:50%, L2:30%, L3:20%	Ekstra symmetrisk belastning først på udføringen før min. spænding L1= 207V	Ekstra symmetrisk belastning bagerste på udføringen før min spænding L1= 207V
Asymmetrisk	20 kW	4 kW
Symmetrisk	121 kW*	47 kW

Tabel 11. *Belastningen er begrænset af kablets maks. strømbelastning og ikke spændingen.

Forslag til forbedring af asymmetrisk belastning:

- Der udarbejdes guidelines til autoriserede elektrikere, som beskriver hvorledes forbruget, specielt i kogespidsen, fordeles bedst muligt mellem faserne.
- Indhentede data fra de "intelligente" elmålere vil på sigt kunne beskrive asymmetrien hos hver enkelt kunde. Disse oplysninger kunne gøres tilgængelige for den autoriserede elektriker, således at der kunne flyttes rundt på kundens forbrug ved stor asymmetri og/eller tilkobles nye effekter bedst muligt i forhold til den aktuelle asymmetri.
- En mulighed for elselskabet kunne være at bytte rundt på faserne i kabelskabet, hvor kundens stikledning bliver tilsluttet, således at drejefeltet forbliver ens, mens den asymmetriske fordeling nu er anderledes fordelt mellem faserne.
- I henhold til ovenstående forslag vil en løsningsmodel hvor et relæ, der omskifter på faserne i gruppetavlen eller på afgangssiden af AMR-måleren, ligeledes kunne udjævne den asymmetriske belastning på en udføring. Igen forbliver drejefeltet uændret, kun fordelingen på faserne ændres. Som beregningerne viser, vil der frigøres størst mulig ledig effekt på udføringen, hvis det er asymmetriske belastninger længst ude på udføringen som gøres mere symmetriske.

6.1.2 Variabel udgangsspænding på distributionstransformer

Ved at variere udgangsspændingen på distributionstransformerens sekundære side, kan der delvist kompenseres for store spændingsfald eller spændingsstigninger på den aktuelle udføring.
Den primære årsag til kapacitetsbegrænsning i lavspændingsnettet er udfordringen med at overholde spændingsintervallet og i mindre grad at overholde strømbegrænsningerne på kabler og distributionstransformere. Nedenstående er to principper til variation af udgangsspændingen beskrevet.

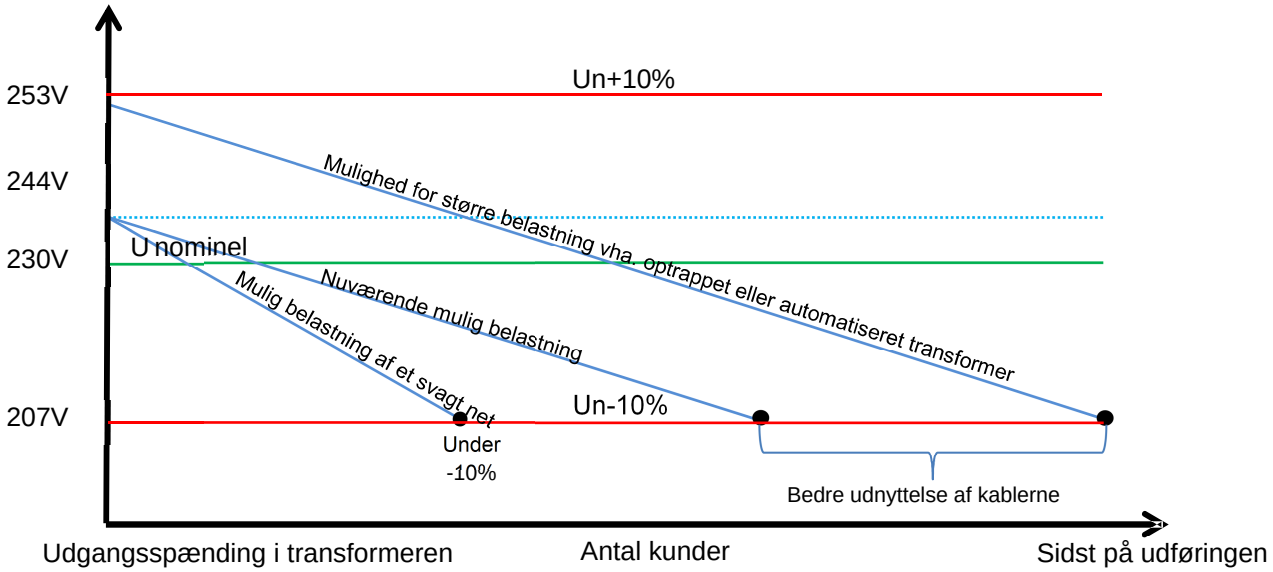
6.1.2.1 Trappe transformerne efter spændingsmålinger på lavspændingsudføringen

Langt de fleste distributionstransformere i SEAS-NVEs net har 5 trin. Med følgende omsætningsforhold 10 kV/0,400 kV +/- 2 x 2,5 %. De fleste af beregningerne i denne rapport er udført i trin 3, det midterste trin. Enkelte beregninger er også udført i trin 1 og trin 4 for at anskueliggøre betydningen af trinkoblerens indstilling. Det skønnes at de fleste af transformerne i SEAS-NVEs net står i trin 2 eller trin 3. Hvis det er muligt at hjemhente data fra AMR målerne med, måling af leveringsspændingsintervallet og logge disse data

henover året, vil det give et godt overblik over spændingsforholdene på en lavspændingsudføring og vil dermed være et godt værktøj til optimering af trinindstillingen på transformeren. Dermed vil det være muligt med en bedre udnyttelse af lavspændingsnettet.
Bortset fra hjemtagning af spændingsmålinger, kan ændring af trin på transformerstationen udføres på det eksisterende anlæg uden ekstra anlægsinvesteringer. Dog skal transformeren kortvarigt være strømløs under omkoblingen og derfor vil det ikke være formålstjenligt at udføre denne operation gentagende gange.

6.1.2.2 Automatiseret spændingsregulering af 10/0,4 kV-transformeren

Den optimale løsning på regulering af spændingen vil være en automatisk regulering henover året og døgnet som det kendes fra hovedstationerne. På denne måde vil leveringsspændingsintervallet kunne udnyttes optimalt. Data til en sådan regulering vil evt. kunne hentes fra AMR målerne hos de enkelte kunder. En automatisk regulering af spændingen vil være omfattende og kræve indførelse af helt nye komponenter i distributionsnettet med forøget etablerings- og vedligeholdelsesomkostninger til følge.



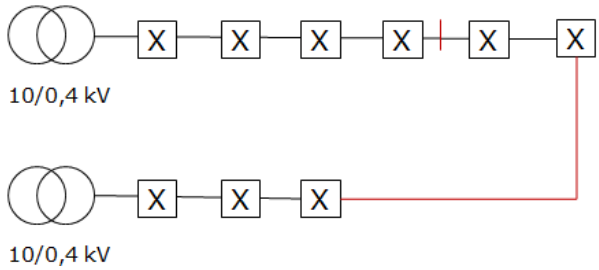
Figur 16. Illustration af belastninger ift. udgangsspænding fra transformer.

6.1.3 Netforstærkning

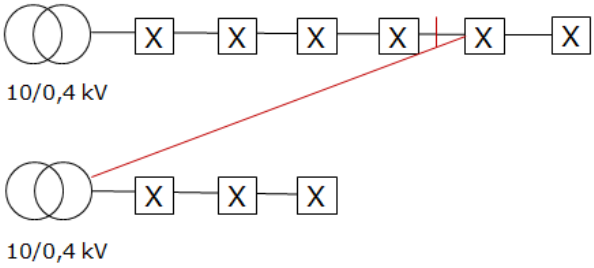
Herunder vises de oftest anvendte løsninger til traditionel netforstærkning. Den mest hensigtsmæssige løsning afhænger af den pågældende udføring og de tilstødende udføringers udseende og belastning. Det vurderes her i hvert enkelt tilfælde hvad der er den optimale tekniske og økonomiske løsning.

Ofte anvendte netforstærkningsløsninger:

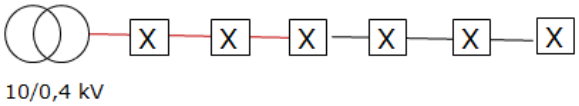
- Gennembygninger mellem forskellige lavspændingsudføringer, flytning af kunder fra en svag til en stærkere tilstødende udføring.



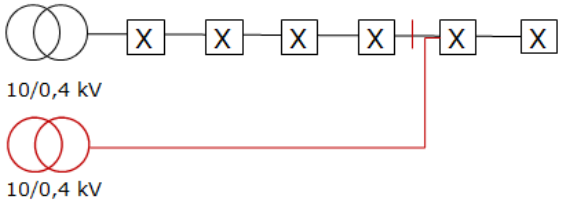
- Etablering af nye lavspændingsudføringer
  Der etableres en ny udføring under en tilstødende transformerstation og kunder flyttes til den nye udføring.



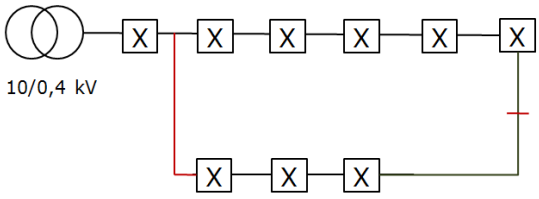
- Første del af udføringskabel udskiftes, hvilket reducerer spændingsfaldet sidst på udføringen.



- Ny transformer og opdeling af eksisterende udføring, således at kunder kan flyttes fra svag udføring.



- Ændringer af de elektriske grænser og etablering af nye kabler.



6.2 Ændring af belastningsprofil

Følgende løsningsforslag forudsætter at forbrugerene aktivt ændrer deres belastningsprofil. Formålet med metoderne herunder, er at flytte kundernes forbrug, således at belastningen i kogespidsperioden minimeres, og netkapaciteten derved udnyttes bedre.

Det økonomiske incitament vil direkte eller indirekte være det der tilskynder forbrugeren til at ændre belastningsprofil, hvilket nedenstående metoder tager udgangspunkt i.

6.2.1 Termisk lagring

Ved at anvende en større varmtvandstank i husholdningen, i forbindelse med anvendelsen af en varmepumpe, vil forbrugeren kunne begrænse eller helt undgå effektbehovet til varmt vand i kogespidsperiode.
Behovet for varmt vand varierer i løbet af dagen, med det største forbrug om morgenen og i kogespidsperioden. En større varmtvandstank kan skabe større fleksibilitet hos forbrugeren mht. opvarmning af brugsvandet, og på denne måde afhjælpe effektforbruget i kogespidsperioden.
Anvendes desuden en integreret varmtvands- og rumopvarmningstank vil denne også gøre rumopvarmningsbehovet mere fleksibelt, som følge af den større varmtvandslagring. Dette medvirker ligeledes til at sænke effektforbruget i kogespidsperioden.

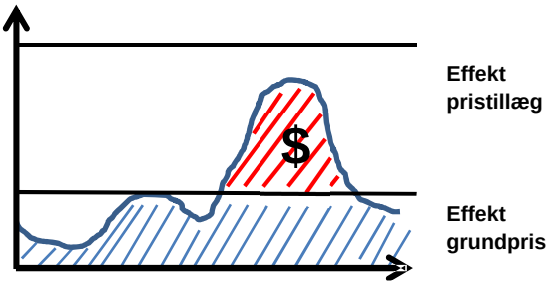
6.2.2 Isolering og termisk træghed

Forbedring af en hustands isolering, vil sænke effektforbruget generelt og dermed sænke varmebehovet i kogespidsperioden, med lavere effektforbrug til følge.
Ved at anvende termisk træge materialer, eksempelvis betonopvarmet gulv, vil akut behov for opvarmning være begrænset da materialerne holder længere på varmen. Dette vil medføre en større fleksibilitet da der derved kan undlades at bruge effekt til rumopvarmning i kogespidsperioden, uden at gå på kompromis med komfortkravene.

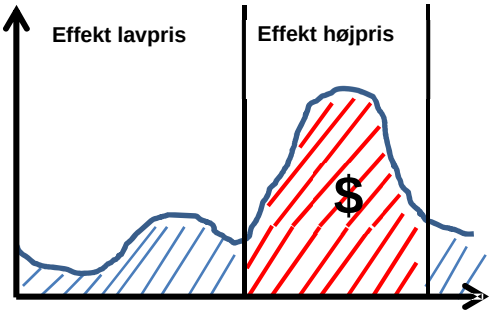
6.2.3 Ændring af forbrugsmønster

Forbrugerne kan begrænse varmtvandsforbruget aktivt ved at anvende varmt vand uden for de alment benyttede maksimumperioder(i kogespidsperioden og delvist om morgenen), hvilket vil flytte effektbehovet væk fra kogespidsen.

Yderligere kan effektforbruget minimeres ved dynamisk at styre temperaturen i vandtanken. I de fleste hjem holdes temperaturen i vandtanken konstant. Ved at sænke vandtemperaturen i tanken i de perioder af døgnet hvor der normalt ikke er behov for varmt vand, vil effektforbruget falde. Vandtemperaturen i tanken kan ligeledes fast sænkes i kogespidsperioden og derved begrænse effektforbruget i denne periode. Dette kan hjælpes på vej ved at vandtanken opvarmes i perioden inden kogespidsen, hvormed det varmtvandsbehov der opstår i kogespidsperioden er dækket ind.



Figur 17: Illustration af effektpris samt pristillæg ved forbrug over given grænse.



Figur 18: Illustration af effektpris inddeling på bestemte tidspunkter af døgnet.

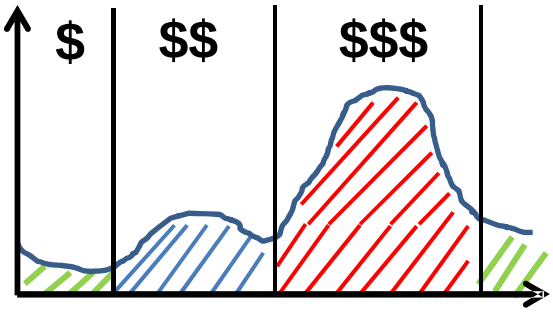
6.2.4 Effekt- og pristariffer

Differentierede priser på effektforbruget kan
tilskynde forbrugeren til at begrænse effektforbruget i kogespidsperioden. Dette kan udformes på forskellige måder, eksempelvis ved at benytte en fast grundpris og tilføje et pristillæg pr. anvendt kW, over et givent forbrugsniveau.

Effekttariffen kan endvidere differentieres ud på bestemte tidspunkter af døgnet, værende dyrest for forbrugeren netop der hvor nettet er mest belastet. Dette vil gøre det dyrere for forbrugeren at bruge nettet i kogespidsperioden og gøre det mere økonomisk attraktivt at flytte forbruget til perioder hvor nettet ikke er belastet i samme grad.
Denne model kan enten træde i kraft på bestemte tidspunkter af døgnet, hvor elselskaberne erfarer at nettet belastes mere, eller være automatiseret i forhold til de belastningsvariationer der forekommer på nettet i løbet af et døgn.

Succesraten for anvendelsen af en varierende effekttarif forudsætter at forbrugeren har et indgående og detaljeret kendskab til det pågældende effektforbrug og prissætning. Derfor er det påkrævet, at der enten er automatisk frakobling af de fleksible effektforbrugende komponenter eller en måler, der gør opmærksom på det forhøjede effektforbrug så forbrugeren manuelt kan frakoble komponenter.

Faste differentierede priser på strøm, bestemt af døgntidspunktet, kan give forbrugeren et incitament til at ændre forbrugsmønster og derved minimere forbruget i kogespidsperioden. Tarifprisen inddeles i et ønsket antal prisniveauer, med kogespidsperioden som den dyreste. Denne tidsbestemte prissætning, vil kunne tillæres af forbrugeren der derved kan tilpasse sit forbrug efter de økonomiske besparelser. Det er i denne henseende vigtigt at der er en signifikant prisforskel på kogespidsperioden i forhold til de andre tarifperioder af døgnet for at skabe tilstrækkeligt økonomisk incitament.



Figur 19: Illustration af pristariffer på strøm inddelt i døgnprofilen.

Det skal noteres at effekten og successen ved anvendelse af disse forslag forudsætter forbrugerens aktive deltagelse, og der er derfor ingen garanti for at forslaget vil have en positiv effekt.
Det er desuden tænkeligt at forbrugeren bevist vil benytte strømmen i kogespidsperioden, eksempelvis ved højtider, hvorved hensigten med effekt-og pristariffer udebliver. Denne løsning kan med fordel, kombineres med andre forslag, da der ikke er nogen sikkerhed for at den virker alene.

6.2.5 SmartGrid - styring og regulering

For at udnytte og drive den eksisterende el-infrastruktur tættere på den maks. belastningsgrænse i fremtiden, forudsættes større brug af styring og regulering. Overordnet ses på to udfordringer og årsager til indførslen af SmartGrid.

- Lokalt
  Integration af fremtidens større og mere varierende elforbrugende og elproducerende komponenter, primært i lavspændingsnettet og delvist i mellemspændingsnettet.

- Nationalt
  Indpasning af større kvantitet fluktuerende vedvarende energi, ved at tilskynde til at aftage eller minimere forbruget i forhold til produktionen.

Varmepumper kan fungere som en delløsning til at aftage fluktuerende producerende energi, samtidig med at fungere som et energilager og som en fleksibel komponent i lavspændingsnettet.
Uden den rette styring og regulering udebliver varmepumpens positive potentiale som balanceskabende komponent for elnettet på nationalt plan. Lokalt vil uregulerede varmepumper kunne påvirke belastningsprofilen på uhensigtsmæssige tidspunkter, pga. stor samtidighed, og herved reducere lavspændingsnettets ledige kapacitet.

Beregningerne i rapporten tager udgangspunkt i worst case i forhold til samtidighed, hvilket betyder at alle varmepumperne er i drift på samme tid, svarende til en samtidighedsfaktor på 1,0. Ved hjælp af optimal styring og regulering kan samtidighedsfaktoren reduceres/varieres mest muligt til gavn for lavspændingsnettets ledige kapacitet.
Som det ses i beregning 2, vil en reduceret samtidighedsfaktor på 0,5 i kogespidsperioden bevirke, at der reelt kan være 100% flere varmepumper i den pågældende udføring .

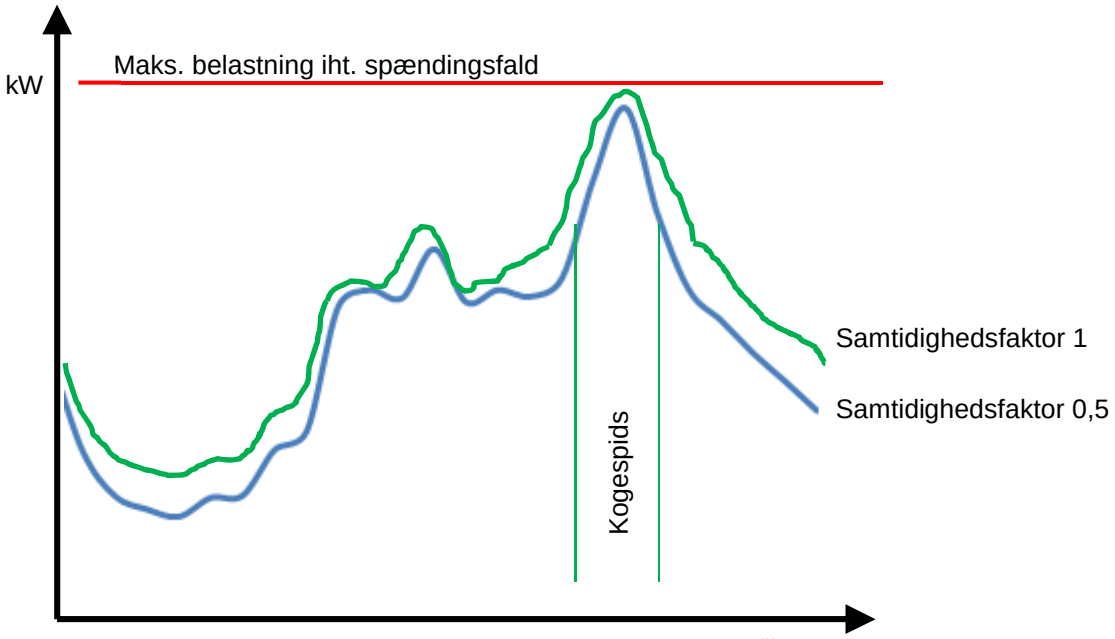
Samtidig-hedsfaktor	Beregning	Fraktilnet	Last	Antal last enheder / %	Kablets udnyttelses grad	Spændings interval udnyttet
1	2	85%	2,8 kW / 3-F	20 stk. / 48%	42%	100%
0,5	2	85%	2,8 kW / 3-F	40 stk. / 96%	42%	100%

Reguleringen i kogespidsen vil, som vist på nedenstående figur 20, ikke påvirke maks. belastningen da samtidighedsfaktoren reduceres i kogespidsperioden.

En forudsætning for at varmepumpen kan reguleres/stoppes i kogespidsperioden er, at varmepumpen har en overkapacitet i forhold til det aktuelle varmebehov. Dette kan være en udfordring på årets koldeste dage, hvor varmepumpens overkapacitet kan være stærk begrænset eller ikke til rådighed, hvis komfortkravende skal overholdes.

Styringsmetoder:
Ved at styre varmepumperne på udføringen, kan påvirkningen under kogespidsen reduceres.
Dette kan gøres mere eller mindre intelligent med tilbagemelding fra hver enkelt varmepumpe, således at de varmepumper som reelt har brug for varmen aktiveres, mens andre kan slukkes.
En simpel on/off-styring, kan slukke i perioder og dermed begrænse belastningen af nettet, således at potentiallet for varmepumper forøges, grundet den mindre samtidighedsfaktor.
Ved at indsamle data omkring det aktuelle varmebehov i husstanden og sammenholde med nettets aktuelle eller forventede belastning, vil en styringsenhed på varmepumpen tænde eller slukke for varmepumpen når dette er mest hensigtsmæssigt. Denne styring kan foreligge hos en aggregator der har overblik over den aktuelle netbelastning, eller automatisk intelligent styres af varmepumpen.
Aggregatoren tiltænkes i fremtiden at handle med den fleksibilitet der opstår når forbrug kan flyttes til andre tidspunkter.
Udstyres varmepumpen med frekvensstyring vil det ligeledes være muligt at øge eller sænke ydelsen på varmepumpen, således at forbruget tilpasses netbelastningen, analogt til on/off-styringen.
Frekvensstyring af varmepumper kan desuden medføre færre opstartsperioder for kompressoren, og herved undgås forbrug af ekstra effekt til opstart, og dermed sænke det generelle forbrug.

Figur 20, herunder, viser hvorledes en intelligent styring af varmepumperne på en udføring, vil kunne begrænse samtidighedsfaktoren i kogespidsperioden, med mulighed for implementering af flere varmepumper til følge. Ved at styre og regulere på varmepumpernes driftsperioder i kogespidsen undgås at overskride maks. belastningsgrænsen, da samtidighedsfaktoren nedsættes til 0,5.
Effektbelastningen af varmepumperne, for samtidighedsfaktor 0,5 og 1,0, er oven på en grundlast.



Figur 20. Illustration af det mulige effektforbrug i døgnprofilen ved styring og regulering af varmepumper i kogespidsperioden, inklusivt grundforbrug.

6.2.6 Ønske om regulatoriske lovkrav

Regulatoriske krav til forbrugskomponenter, såsom varmepumper, samt styring og regulering af disse kan begrænse belastningen som udføringen påvirkes med.
Ved i større grad at anvende 3-fasede komponenter minimeres peak-belastningen på udføringen og sandsynligheden for asymmetrisk belastede udføringer begrænses.
Ligeledes vil krav om begrænset anvendelse af elpatroner i varmepumper, til kun at være i drift ved havari, afhjælpe belastningen på en udføring. Elpatroner i varmepumper forbruger betydelige effekter og derfor er det væsentligt at begrænse brugen af disse.
Samtidighedsfaktoren begrænser det mulige antal af varmepumper betragteligt og derfor kan en større grad af styring og regulering, forøge det potentielle antal varmepumper. Således vil krav til implementering af en central styringsenhed der videresender information om driften og varmebehovet, give mulighed for at styre og regulere varmepumperne, så driften tilpasses den aktuelle netbelastning og dermed forøges potentiallet for implementering af flere varmepumper.
For at varmepumperne kan agere fleksibelt kræver det en vis grad af overdimensionering, således at der er mulighed for at etablere et termisk overskud der kan fungere som buffer til de perioder hvor varmepumpen er slukket. Er dette ikke tilfældet bortfalder fleksibiliteten og det er derfor ikke muligt at øge antallet af varmepumper.
Derfor kan krav til overdimensionering af varmepumper være nødvendigt for at varmepumperne kan slukkes i et givent tidsrum dagligt, således at den kan agere fleksibelt.
I forlængelse af ovenstående kan et lovkrav til driftsfrie tidsrum også være en mulighed, hvorfor varmepumpe producenter og forbrugere skal sikre sig at varmepumpen er overdimensioneret til et givent fleksibilitets krav.

Analogt til on/off-styring af varmepumperne, kan krav om frekvensstyring af varmepumpeydelsen ligeledes nedsætte forbrug i perioder med stor belastning, hvormed potentiallet for varmepumper stiger. Dette vil ligeledes kræve at varmepumperne er overdimensionerede så de kan skabe et termisk overskud til perioder hvor driften nedsættes.

7. Styringsstrategier til reduktion af CO_2 udledningen

CO_2-udledning, i forbindelse med elproduktion, varierer i løbet af døgnet, hvilket skyldes de forskellige produktionstyper. Energinet.dk udgiver dagligt en døgnprognose for den forventede udledning af CO_2,i g/kWh produceret el pr. time, hvilket sker i samarbejde med elproducenterne.
Fleksible komponenter, såsom varmepumper, vil være i stand til at flytte og tilpasse forbrug til tidspunkter af døgnet hvor der udledes mindre CO_2, i det udstræk det er muligt uden at gå på kompromis med eventuelle komfortkrav.
Rent teknisk kan forbruget tilpasses CO_2-udledningen, ved at der hver dag sendes et signal med data om døgnprognosen, hvorefter dataene behandles og det vurderes, vha. automatisk styring, hvilke tidspunkter af døgnet det er mest hensigtsmæssigt at forbruge el på. Styres og reguleres forbruget, således at det tilpasses de 'grønne' tidspunkter af døgnet, reduceres CO_2-udledningen til gavn for miljøet.

Ved sammenfald mellem lav CO_2-udledning og kogespids, vil nettet muligvis blive belastet yderligere, hvorfor der kan opstå behov for at begrænse forbruget i tilfælde af dette scenarie, hvis ikke nettet kan håndtere den større belastning. For miljøet vil sammenfald mellem lav CO_2-udledning og kogespids være positivt, da det vil betyde at udledningen begrænses.

8. Diskussion og konklusion

I rapporten er der opsat varierende scenarier der afdækker de forskellige 'worst cases' der kan tænkes at opstå når flere varmepumper implementeres på en lavspændingsudføring.
De udførte beregninger, med implementering af varmepumper og subsidiært elbiler og solcelleanlæg, har i visse tilfælde vist at der kun var plads til få varmepumper, når disse placeres fjernest på en svag udføring.

Antallet af potentielle varmepumper på en udføring afhænger af disse forskellige parametre:

Nettopologi
Den grundlæggende nettopologi, herunder kablets omgivende materiale, tværsnit og længde, samt transformerkapaciteten er bestemmende for udføringens belastningskapacitet.

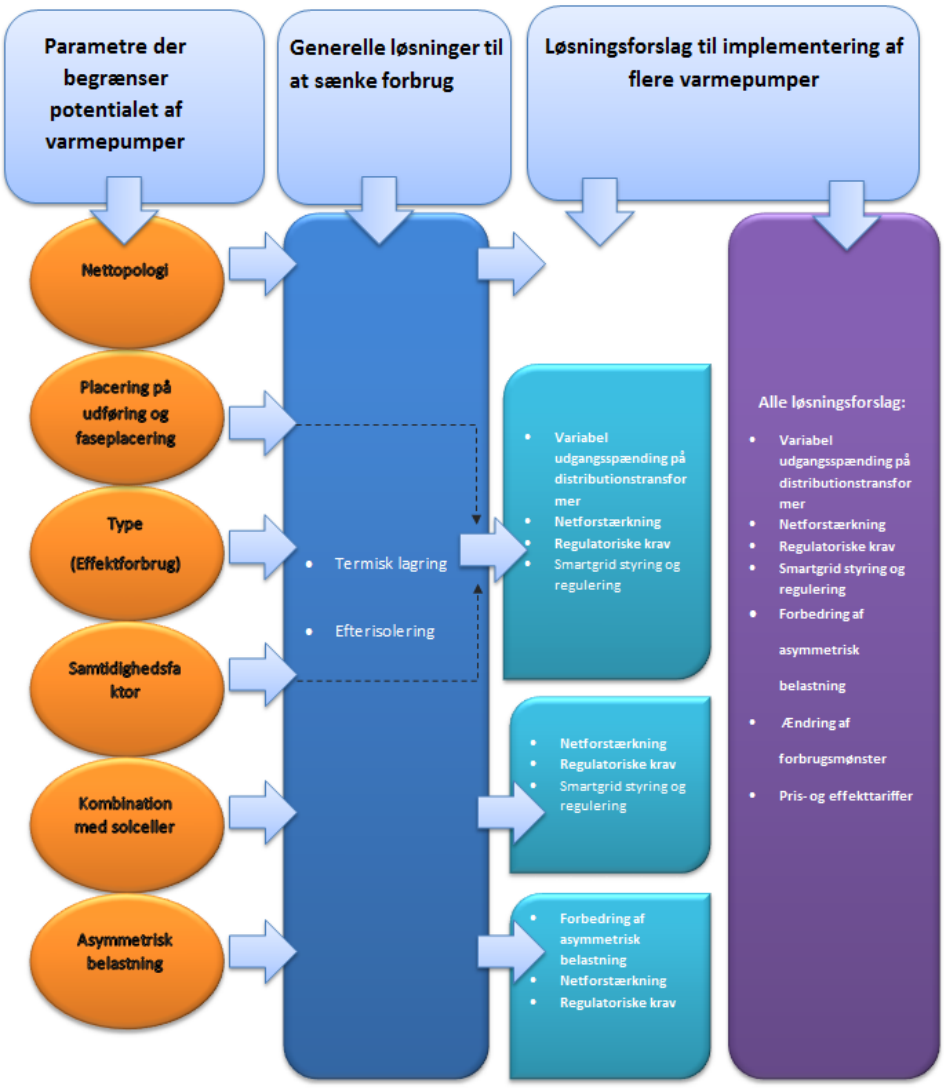
Spændingsinterval
Den primære årsag til kapacitetsbegrænsning i lavspændingsnettet er udfordringen med at overholde spændingsintervallet og i mindre grad at overholde strømbegrænsningerne på kabler og distributionstransformere. Således vil udføringen kunne trække en væsentlig større effekt på eksisterende kabler, hvis udgangsspændingen på udføringen hæves, hvilket eftervises i beregning 4.
Ligeledes vil spændingen kunne sænkes i transformeren i tilfælde af at evt. solcelleanlæg på udføringen får spændingen til at stige markant. Dette eftervises i beregning 14.

Placering af komponenter
Beregningerne viser også betydningen af hvor belastningen placeres på udføringen. Specielt for spændingsfaldet, har det stor betydning om belastningen hovedsageligt er først eller sidst på udføringen, og har derved stor indflydelse på størrelsen af den effekt som kan trækkes i den pågældende udføring. Dette eftervises blandet andet i beregning 1,2 og 3.

Producerende komponenter
Tilkobling af solcelleanlæg på samme udføring vil resultere i en spændingsstigning, hvilket begrænser muligheden for en fast høj udgangsspænding fra transformerstationen, med mindre der kan skabes en samhørighed mellem produktion og forbrug på den enkelte udføring. Hvis dette er muligt, og produktion og forbrug er afstemt, er der mulighed for flere varmepumper og solcelleanlæg på samme udføring, hvilket fremgår af beregning 17.
Opnås denne samhørighed ikke, vil det med et fastindstillet omsætningsforhold i distributionstransformeren ikke være muligt at opretholde en høj udgangsspænding året rundt, hvis solcelleanlæggene skal kunne afgive effekt til udføringen uden risiko for at få overspænding. Synliggørelsen af dette fremgår af beregning 15.

Begrænsning i samtidig anvendelse af det tilkøbte leveringsomfang.
Generelt ses fremtidige udfordringer for netselskaberne i lavspændingsnettet, hvis antagelser om fremtidige større effekttræk, produktion og stærkt varierende forbrug og øget samtidighed pga. dynamiske tarifer, realiseres. Herved vil forholdet mellem kundernes tilkøbte leveringsomfang og udføringens maksimale kapacitet udfordres. Dette er synliggjort i afsnit 5.6.1, hvor det er beregnet at maks. 40% af kunderne på et 50%-fraktilnet kan udnytte deres tilkøbte leveringsomfang samtidigt, forudsat at de resterende kunder intet forbruger. Antages de resterende kunder at trække den beregnede maksimale grundlastseffekt (3,1A pr. fase), da reduceres antallet til 32% som kan aftage det tilkøbte leveringsomfang på 3x25 A. Iht tidligere beskrevne, er der desuden kunder der har et leveringsomfang på 63 A. pr. kunde pr. fase, hvilket yderligere understreger problematikken.

Optimale løsninger, til implementering af flere varmepumper i lavspændingsnettet, afhænger i høj grad af den pågældende udføring og de eksisterende eller fremtidige tilkoblinger der måtte forekomme. Løsningsforslag varierer derfor afhængigt af den givne udføring. Indhentning og udnyttelse af information, omkring de pågældende udføringer, vil betyde mere præcise og målrettede løsninger for de specifikke lavspændingsudføringer og er derfor et vigtigt redskab når der analyseres og beregnes på potentiallet for implementering af varmepumper.
Hvis ingen andre løsninger er tilstrækkelige til at løse udfordringerne på en given udføring, kan det i sidste ende være nødvendigt at etablere en ny og stærkere udføring. De løsningsforslag der vurderes egnet, bør økonomisk og funktionsmæssigt, sammenholdes således at mere simple og billigere løsninger, også på længere sigt, prioriteres.



Figur 21. Figuren illustrerer de begrænsende faktorer samt dertilhørende løsningsforslag for implementering af varmepumper.

På baggrund af de opstillede scenarier, bør nedenstående løsninger tages i betragtning til større integration af varmepumper i lavspændingsnettet. Den optimale løsning afhænger af den specifikke udførings udseende og påvirkning, hvorfor et indgående kendskab til disse parametre er væsentligt for valg af den mest egnede løsning. Nedenstående løsningsforslag er prioriteret på baggrund af de beregnede scenarier der indgår i rapporten.

- Optimal indstilling/trapning af distributionstransformer, se afsnit 6.1.2.1
- Udbedring af asymmetrisk belastning på udføring, se afsnit 6.1.1.
- Ændring af forbrugsmønster, se afsnit 6.2.3
- Netforstærkning, se afsnit 6.1.3
- Smartgrid styring og regulering, se afsnit 6.2.5
- Regulatoriske krav, se afsnit 6.2.6