

20. februar 2024

Branchevejledning for ny metode for standardtilslutningsbidrag for leveringsomfang til eldistributionsnettet

Indhold

1. Indledning, anvendelsesområde og læsevejledning	4
1.1 Indledning	4
1.2 Anvendelsesområde	5
1.3 Væsentlige hensyn ved udvikling af betalingsdesignet	6
1.4 Terminologi	6
1.5 Læsevejledning	7
2. Baggrund og formål	9
2.1 Opfyldelse af lovgivningens krav til tarifieringen	9
3. Overordnet betalingsdesign	11
4. Fulde standardtilslutningsomkostninger	13
4.1 Modellen for fastsættelse af den fulde standardtilslutningsomkostning	14
4.2 Enhed for leveringsomfanget	15
4.3 Kundekategorier	16
4.4 Samtidighed mellem forbrugskunder	19
4.5 Typisk netstruktur	21
4.6 Dimensionering af komponenter	27
4.7 Enhedsomkostninger for netkomponenter	28
4.8 Resulterende fulde standardtilslutningsomkostninger	30
5. Geografisk differentiering	30
5.1 Geozonekortet	31

5.2 Beregning af geografisk differentieret standardtilslutningsomkostning	32
5.3 Tildeling af geozoner til forbrugskunder	34
6. Beregning af standardtilslutningsbidrag	35
6.1 Standardtilslutningsomkostninger	35
6.2 Afvejning mellem standardtilslutningsbidrag og forbrugstariffen	36
6.3 Sagsbehandlingsomkostninger	37
6.4 Standardtilslutningsbidrag	38
6.5 Omkostningsfrit indfødningsomfang	38
6.6 Pristalsregulering af standardtilslutningsbidrag	39
6.7 Over- og underliggende netvirksomheder	39
7. Kunders valg af leveringsomfang	40
8. Anvisning af tilslutningspunkt	41
9. Fælles leveringsomfang	42
10. Regler for egenproducenter	43
11. Overgang for eksisterende kunder	44
11.1 Leveringsomfang for eksisterende kunder	44
11.2 Omkostningsfrit indfødningsomfang	45
Bilag 1. Analyse af samtidigheden	46
Bilag 2. Komponenter i nettet	50
Bilag 3. Fulde standardtilslutningsomkostning	54
Bilag 4. Geografisk differentieret standardtilslutningsomkostning	58
Bilag 5. Sammenligning af standardtilslutningsbidrag i hidtidige og nærværende branchevejledning	60

1. Indledning, anvendelsesområde og læsevejledning

1.1 Indledning

Nærværende branchevejledning beskriver en ny metode for standardtilslutningsbidrag for forbrugskunder i eldistributionsnettet udarbejdet af Green Power Denmark på vegne af netvirksomhederne.

Branchevejledningen indeholder både beskrivelse af nye standardtilslutningsbidrag for forbrugskunder tilsluttet lavspændingsnettet og beskrivelse af nye geografisk differentierede standardtilslutningsbidrag for forbrugskunder tilsluttet på 10 kV og højere.

Branchevejledningen vedrører ikke den løbende tarifiering, hverken forbrugstarifiering (tarifmodel 3.0) eller producenters indfødningsstarif.

Det ønskes, at branchevejledningen kan danne grundlag for netvirksomhedernes metode for opkrævning af standardtilslutningsbidrag pr. 1. januar 2025.

Formålet med den nye metode for standardtilslutningsbidrag for forbrug er bl.a. at udmønte den ændring af elforsyningsloven, som blev vedtaget i Folketinget den 20. april 2023, som muliggør geografisk differentiering af tariffer for forbrugskunder tilsluttet på 10 kV-spændingsniveauet og opefter. Formålet med lovgivningen er at give økonomisk incitament til at placere store elforbrugsanlæg i områder med overskud af elproduktion.

Dertil er der et generelt ønske fra branchen om at ensrette metoden for standardtilslutningsbidrag for forbrug med producentbetalingsmodellen for at sikre konsistens mellem de to metoder for standardtilslutningsbidrag, som også blev beskrevet i anmeldelsen for producentbetalingen¹.

Branchevejledningen anvender de nye muligheder i overensstemmelse med intentionen i lovgivningen og indfører geografisk differentierede forbrugstilslutningsbidrag. Det betyder, at der gives incitamenter til geografisk placering af nye forbrugsanlæg, hvor det giver færrest omkostninger for eldistributionsnettet.

Nærværende branchevejledning gør brug af den opdeling af landet i henholdsvis produktionsdominerede, forbrugsdominerede og blandede områder, som blev indført med Green Power Danmarks anmeldelse af producentbetalingsmodellen. Netområderne er offentliggjort i Green Power Danmarks geozonekort.

Den geografiske differentiering vil have indflydelse på standardtilslutningsbidragets størrelse. Her vil standardtilslutningsbidraget for kunder tilsluttet på 10 kV og opefter afspejle, at der er færre netomkostninger forbundet med tilslutning af forbrug i produktionsdominerede områder og større netomkostninger forbundet med tilslutning af forbrug i forbrugsdominerede områder.

De lavere omkostninger for nettilslutning af forbrugsanlæg på 10 kV eller højere i produktionsdominerede områder følger af, at udbygningen af dele af nettet i vid

¹ Green Power Danmarks anmeldelse af model for producentbetaling - hoveddokument kan findes [her](#).

udstrækning foretages af hensyn til produktion. Nettet udbygges for at kunne levere eller aftage den største effekt, der produceres eller forbruges i løbet af året. Om strømmen løber den ene eller anden vej igennem netkomponenterne, har ikke betydning, dog kan der ikke løbe lige meget strøm i begge retninger grundet dimensioneringsforhold og krav til eldistributionsnettet.

Dette har givet anledning til en større reform af standardtilslutningsbidraget og vilkårene for dette.

Branchevejledningen indeholder også ændringer til standardtilslutningsbidraget for kunder tilsluttet til 400 V-nettet. Disse kunders standardtilslutningsbidrag er ikke geografisk differentieret. Standardtilslutningsbidragene for kunder, der skal eller er tilsluttet 400 V-nettet, vil derfor være ens på tværs af produktionsdominerede, forbrugsdominerede og blandede områder.

Branchevejledningen anvender i udgangspunktet de fælles standardkomponentomkostninger og kabellængder for alle netvirksomheder med undtagelse af Cerius og Radius, som blev indsamlet og beregnet ifølge med indførelsen af producentbetalingsmodellen. Dette betyder, at datagrundlaget er væsentligt styrket i forhold til det datagrundlag, der er anvendt til at fastlægge de tidligere forbrugstilslutningsbidrag².

Netvirksomhederne Cerius og Radius har ønsket at anvende egne data pga. en betydeligt anderledes omkostningsstruktur. Cerius og Radius forventes at anmelde, at de anvender nærværende metode, men med deres egne værdier for standardkomponentomkostninger og kabellængder.

Alle parameterværdier i de standardtilslutningsbidrag, som fremgår i nedenstående, er fastsat, så de er repræsentative for et typisk eldistributionsnet i Danmark ekskl. de to ovennævnte netvirksomheder. Denne tilgang er valgt for at sikre, at standardtilslutningsbetaling for forbrugskunder, der forbruger elektricitet på nettet, opfylder lovgivningens krav om bl.a. rimelighed og omkostningsægthed.

1.2 Anvendelsesområde

Branchevejledningen finder anvendelse på både nye og eksisterende kunder i eldistributionsnettet, som har eller ønsker et leveringsomfang, herunder egenproducenter.

Branchevejledningen er teknologineutral og er derfor uafhængig af den teknologi, der muliggør, at kunden kan trække energi fra eldistributionsnettet. Således finder betalingsmodellen anvendelse på køb af leveringsomfang, uanset kundens bagvedliggende behov eller motiv.

I nærværende branchevejledning anvendes termen *forbrugskunder* som dækkende for ovenstående.

Nærværende branchevejledning vedrører kun standardtilslutningsbidrag for leveringsomfang til eldistributionsnettet. Den vedrører ikke metoden for fastsættelsen af den løbende forbrugstarifiering (tarifmodel 3.0), producenteres

² Forsyningstilsynets tilkendegivelse af Dansk Energis branchevejledning om tilslutningsbidrag og standardtilslutningsbidrag fra den 9. februar 2021 findes [her](#).

standardtilslutningsbidrag, producenters løbende tarifiering eller tilslutningsproduktet begrænset netadgang.

Standardtilslutningsbidragets takst-størrelse har dog en indirekte betydning for de løbende forbrugstariffer, idet indtægter fra standardtilslutningsbidrag fratrækkes ved opgørelsen af det tarifieringsgrundlag, som opkræves via de løbende forbrugstariffer. Dette er beskrevet i 'Principnotat Tarifmodel 3.0'³. Fordeling af opkrævningen af den fulde standardtilslutningsomkostning er uddybet i afsnit 6.2.

1.3 Væsentlige hensyn ved udvikling af betalingsdesignet

Introduktionen af geografisk differentieret forbrugstilslutningsbidrag samt justering af standardtilslutningsbidrag for forbrugskunder tilsluttet lavspændingsnettet er en væsentlig ændring af tarifstrukturen, og den har væsentlig økonomisk betydning for de aktører, der skal svare betalingen.

1.3.1 Efterspørgsel fra aktørkredsen

Green Power Denmark har i metodeudviklingen indhentet input fra en række af netvirksomhedernes kunder og andre interessenter.

Interessenter ønsker generelt en større gennemsigtighed i betalingsdesignet. Dertil er der et ønske om at sikre en balance mellem tilslutningsbidrag for produktion og tilslutningsbidrag for forbrug, hvilket er aktuelt for bl.a. egenproducenter. Den geografiske differentiering af både produktion og forbrug er af væsentlig betydning for denne balance.

En række aktører har udtrykt ønske om, at den geografiske differentiering på forbrugsstandardtilslutningsbidraget mellem geozonekategorierne ikke bør være lige så stor som for produktionstilslutningsbidraget. Dette begrundes i, at forbrugskunder ikke har den samme mulighed som produktionskunder for at reagere på incitamenter til en bestemt geografisk placering af anlægget.

Derudover har det været et ønske fra interessenterne, at der indføres en kundekategori og tilhørende tarifkategori for kunder, der tilsluttes på sekundærsiden af en station mod transmissionsnettet. Interessenterne har gjort opmærksom på, at forbrugskunder, der tilsluttes på sekundærsiden af en station mod transmissionsnettet, vil give anledning til færre omkostninger end andre forbrugere, der tilsluttes længere nede i eldistributionsnettet. Derfor efterspørger interessenterne nye kundekategorier, der svarer til kundekategorierne A-høj+ og A-høj+maske, som blev indført for produktionskunder med producentbetalingen.

1.4 Terminologi

Term	Forklaring
Kunde	Enhver, der aftager eller leverer elektricitet gennem eldistributionsnettet.
Kundegruppe	Forbruger, egenproducent og producent.

³ Principnotat tarifmodel 3.0 – Januar 2022, kan findes [her](#).

Term	Forklaring
Forbruger	En kunde, der aftager elektricitet gennem eldistributionsnettet.
Egenproducent	En kunde, der producerer elektricitet med henblik på helt eller delvist at dække eget elektricitetsforbrug, og som er tilsluttet eldistributionsnettet i den samme installation. Elproduktionsanlægget kan ejes af tredjepart.
Producent	En kunde, der leverer elektricitet gennem eldistributionsnettet.
Underliggende net	En kunde, som har modtaget bevilling til at drive netvirksomhed efter §19 i lov om elforsyning, og som ikke udveksler elektricitet direkte med transmissionsnettet. Underliggende net anses tarifieringsmæssigt for at tilhøre kundegruppen "forbruger".
Kundekategorier	Kundekategorierne C, B-lav, B-høj, A-lav, A-høj, A-høj+ og A-høj+maske. Kategoriseringen afhænger af det fysiske tilslutningspunkt i eldistributionsnettet, jf. afsnit 4.3.
Standardtilslutningsomkostning	<p>Den typiske omkostning til forstærkning og udbygning ved tilslutning af produktion eller forbrug til det kollektive eldistributionsnet.</p> <p>Den fulde standardtilslutningsomkostning beskriver omkostningerne ved at tilslutte forbrug eller produktion i et kollektivt eldistributionsnet bestående udelukkende af enten hhv. forbrug eller produktion, og som ikke er geografisk differentieret.</p> <p>Standardtilslutningsomkostning er baseret på modelberegninger.</p>
Standardtilslutningsbidrag	Den betaling, som kunder betaler ved køb af leveringsomfang eller indfødningsomfang til eldistributionsnettet.
Leveringsomfang	Ved leveringsomfang forstås den i kW rekvirerede tilslutningsværdi, som forbrugskunden maksimalt må trække fra eldistributionsnettet, i tilfælde hvor kunden forsynes med elektricitet.

1.5 Læsevejledning

I afsnit 2 gennemgås den historiske baggrund for forbrugstilslutningsbidraget. Der beskrives nogle af de grundlæggende metodevalg, samt hvordan lovgivningen har ændret sig.

I afsnit 3 gennemgås det overordnede betalingsdesign for nærværende metode for leveringsomfang til eldistributionsnettet.

Afsnit 4 beskriver, hvilke kundekategorier der tilbydes i eldistributionsnettet, hvordan det typiske net, som kundekategorierne skal bidrage til, er opbygget, og afslutningsvist, hvordan de fulde standardtilslutningsomkostninger ved tilslutning i nyt net beregnes.

Afsnit 5 beskriver, hvordan de fulde standardtilslutningsomkostninger differentieres geografisk for at sikre en retvisende opkrævning. Metoden er fastlagt, så den er i overensstemmelse med metoden for geografisk differentiering i producentbetalingsmodellen.

I afsnit 6 beskrives det, hvordan opkrævning af standardtilslutningsomkostningerne afvejes mellem standardtilslutningsbidrag og den løbende tarifiering, og derved hvordan taksten på standardtilslutningsbidraget bestemmes for de forskellige kundekategorier.

Afsnit 7 beskriver, hvordan kunder kan vælge leveringsomfang.

Afsnit 8 beskriver, hvordan netvirksomhederne anviser tilslutningspunkt.

Afsnit 9 beskriver, hvordan leveringsomfanget reguleres for kunder med fælles stikledning.

Afsnit 10 beskriver reglerne for at erhverve et indfødningsomfang og et leveringsomfang som egenproducent.

Afslutningsvist beskriver afsnit 11, hvordan nærværende branchevejledning påvirker eksisterende kunder.

Ikke godkendt

2. Baggrund og formål

Betalingsdesignet er udformet inden for rammerne af elmarkedsforordningens artikel 18 og elforsyningslovens § 73. Det er branchevejledningens udgangspunkt, at betalingsdesignet skal kunne danne grundlag for de enkelte netvirksomheders metode til fastsættelse af standardtilslutningsbidrag pr. 1. januar 2025, hvor Forsyningsstilsynets tilkendegivelse af den hidtidige branchevejledning for forbrugstilslutningsbidrag udløber.⁴

Den 20. april 2023 vedtog Folketinget en ændring i elforsyningsloven, som bl.a. åbnede for geografisk differentiering af netvirksomhedernes tarifiering af forbrugskunder tilsluttet på 10 kV eller højere.

Nærværende branchevejledning udgør en væsentlig reform af standardtilslutningsbidragene. Det har historisk ikke været lovligt at differentiere forbrugskunders standardtilslutningsbidrag pba. geografisk placering. Indførelsen af geografisk differentieret tilslutningsbidrag for både forbrugs- og produktionskunder sikrer et prissignal til kunderne om at tilslutte deres anlæg det sted i nettet, hvor tilslutningen umiddelbart giver færrest omkostninger til udbygning og forstærkning af det kollektive eldistributionsnet. Derved gives der et incitament til at fremtidige forbrugskunder, som fx PtX-anlæg, tilslutter sig i områder med stor lokal produktion.

Derudover har netvirksomhederne ønsket at lave en generel opdatering ift. den hidtidige metode. Formålet er at styrke omkostningsægtheden, gennemsigtigheden og rimeligheden af standardtilslutningsbidragene. De væsentligste justeringer er en ændring af enheden på leveringsomfanget fra ampere og MVA til kW og MW, og at boligkunder får større valgfrihed ift. deres leveringsomfangs størrelse.

2.1 Opfyldelse af lovgivningens krav til tarifieringen

Branchevejledningen for standardtilslutningsbidrag for leveringsomfang til eldistributionsnettet skal opfylde § 73 i elforsyningsloven. Bestemmelsen fastsætter, at prisfastsættelsen af netvirksomhedernes ydelser skal ske efter rimelige, objektive og ikkediskriminerende kriterier. Det fremgår også, at prisfastsættelsen skal ske efter, hvilke omkostninger de enkelte køberkategorier giver anledning til, hvilket indebærer et krav om omkostningsægthed.

§ 73 i elforsyningsloven skal vurderes i lyset af artikel 18 i Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet (herefter "elmarkedsforordningen"), som sætter rammerne for netvirksomhedernes prisfastsættelse. Elmarkedsforordningens artikel 18 finder direkte anvendelse.

Nærværende branchevejledning for standardtilslutningsbidrag for leveringsomfang til eldistributionsnettet er udarbejdet under hensyn til kravene i elforsyningslovens § 73 og elmarkedsforordningens artikel 18. Det er Green Power Danmarks vurdering, at kravene om rimelighed, objektivitet, ikkediskrimination og kravet om omkostningsægthed i henholdsvis elforsyningslovens § 73 og elmarkedsforordningens

⁴ Forsyningsstilsynets tilkendegivelse af Dansk Energis branchevejledning om tilslutningsbidrag og standardtilslutningsbidrag findes [her](#).

artikel 18 skal fortolkes ens og stiller samme krav til den her anmeldte branchevejledning.

Branchevejledningen for standardtilslutningsbidrag for leveringsomfang til eldistributionsnettet er udarbejdet indenfor disse fire kriterier.

2.1.1 Grundlæggende principper for branchevejledningen

Denne metode bygger på det såkaldte "vandfaldsprincip". Hermed at kunden bidrager til komponenter, der er nødvendige, for at nettet kan levere den effekt, som kunden har brug for til drift af sin forbrugsinstallation. Princippet er benyttet i den løbende forbrugstarifiering og producentbetalingsmodellen.

Omkostningen ved at nettilslutte en kunde eller udvide en kundes leveringsomfang er bestemt af kundens tilslutningspunkt i nettet, dvs. kundekategorien. Standardtilslutningsbidraget skal dække de relevante omkostninger til de komponenter, som benyttes til at aftage effekt fra producenter og levere denne til kundens tilslutningspunkt. Kunder tilsluttet på lavere spændingsniveauer benytter flere komponenter og giver alt andet lige anledning til flere omkostninger, end kunder tilsluttet på højere spændingsniveauer.

Udbygning og forstærkning af kapacitet udgør hovedparten af omkostningen til at tilslutte nye forbrugskunder til det kollektive eldistributionsnet. Størrelsen af omkostningen til at udbygge kapacitet til at levere en ny forbrugskundes leveringsomfang afhænger også af, hvordan og hvor meget kunderne samlet set belaster nettet. Det udtrykkes i branchevejledningen ved parameteren for samtidighed, der er baseret på en dataanalyse af 270.504 målepunkter, og udtrykker, i hvilket omfang kunder kan "deles om" det kollektive eldistributionsnets komponenter. Indregning af kunders samtidighed er derfor væsentligt for omkostningsægtheden af standardtilslutningsbidragene.

Denne branchevejledning implementerer geografisk differentiering af tilslutningsbidraget for forbrugskunder, der tilsluttes på 10 kV eller højere spændingsniveau.

Ved udarbejdelsen af branchevejledningen for producentbetalingen er der udarbejdet en metode for fastlæggelse af den geografiske differentiering og opdeling af landet i geozoner. Branchevejledningen for standardtilslutningsbidrag for leveringsomfang til eldistributionsnettet tager udgangspunkt i metoden og geozoneinddelingen fra branchevejledningen for producentbetaling.

I producentbetalingsmodellen beregnes den fulde standardtilslutningsomkostning for tilslutning af produktion i kundekategorierne. Den fulde standardtilslutningsomkostning beskriver den fulde gennemsnitlige omkostning ved tilslutning af produktion i et kollektivt eldistributionsnet bestående udelukkende af produktion. Dernæst multipliceres den fulde standardtilslutningsomkostningen med en benyttelsesfaktor, som afhænger af geozonekategorien, som produktionsanlægget tilsluttes i. Benyttelsesfaktoren reducerer den fulde standardtilslutningsomkostning, alt efter om det er forbrug eller produktion, som primært giver anledning til netudbygning og forstærkning i geozonen. Standardtilslutningsbidraget for produktion er resultatet af den fulde standardtilslutningsomkostning multipliceret med benyttelsesfaktoren. Det samme gør sig gældende for forbrug, men her multipliceres den

fulde standardomkostning både med benyttelsesfaktoren for geozonekategorien og samtidighedsfaktorerne for kundekategorien.

Det er et centralt princip for standardtilslutningsbidragene i denne branchevejledning, at de er teknologineutrale, dvs. de afhænger ikke af kundens teknologi eller øvrige forhold omkring kundens type af forbrugsanlæg. Herved sikres, at den betaling, som ligger i branchevejledning, ikke hviler på diskriminerende eller usaglige hensyn til, hvordan en kunde benytter sit købte leveringsomfang.

Hensyn til rimelighed og omkostningsægthed er centrale i bestemmelsen af afvejningen mellem, hvor stor andel af tilslutningsomkostningen der opkræves på for-kant på standardtilslutningsbidraget, og hvilken andel der opkræves i den løbende forbrugstarif. Eksisterende kunder har været tilsluttet eldistributionsnettet i vidt forskellige antal år og har betalt standardtilslutningsbidrag efter forskellige modeller – inkl. intet bidrag overhovedet. Derfor er det rimeligt, at en mindre andel af omkostningerne til nyinvestering dækkes af både nye og eksisterende kunder via den løbende forbrugstarif. Se afsnit 6.2 for uddybning af afvejning.

2.1.2 Objektivitet og ikkediskrimination

Objektive tekniske kriterier afgør kundens standardtilslutningsbidrag, navnlig kundens leveringsomfang og kundekategori.

3. Overordnet betalingsdesign

Betalingsdesignet præsenteret i nærværende branchevejledning tager udgangspunkt i, at betaling for tilslutning til det kollektive eldistributionsnet baseres på en standardbetaling. I Danmark er der tradition for et standardtilslutningsbidrag, fordi det sikrer en rimelig, ikke-diskriminerende og forudsigelig betaling for både kunden og netvirksomheden.

Standardtilslutningsbidraget sikrer, at eksisterende kunder ikke skal betale store dele af omkostningerne for nye kunders adgang til det kollektive eldistributionsnet, som vil være tilfældet, hvis der ikke opkræves et standardtilslutningsbidrag for adgang til eldistributionsnettet, og alle omkostninger i stedet blev opkrævet via de løbende tariffer.

Standardtilslutningsbidrag sikrer også, at man undgår den situation, hvor forbruger A betaler et stort beløb i faktiske omkostninger for sin tilslutning i tilfælde, hvor nettets kapacitet skal udvides markant, hvorefter forbrugerne B, C og D efterfølgende kan blive tilsluttet i samme område for meget få faktiske omkostninger, fordi tilslutning af forbruger A har udløst en større forstærkning af det kollektive eldistributionsnet. Der er ingen væsensforskelle, og det er således udelukkende timingen i tilslutningen, som er udslagsgivende for nettets robusthed, hvilket for kunderne er ukendt.

Standardtilslutningsbidrag vurderes derfor at være en omkostningsægte, rimelig og gennemsigtig model for betaling for tilslutning til det kollektive eldistributionsnet.

Branchevejledningen gør brug af de enhedsomkostninger for komponenter og de kabellængder, som blev indsamlet og udviklet ifm. metoden for producentstandardtilslutningsbidrag i 2020. Dertil bygger branchevejledningen på "vandfaldsprincippet".

Baggrunden for vandfaldsprincippet er, at elektricitet transporteret og forbrugt i eldistributionsnettet i al væsentlighed indføres på 50-60 kV-niveau eller højere og derefter flyder nedad i systemet.

Som eksempel kan ses på en C-kunde (som aftager på 0,4 kV-niveau). Den elektricitet, som kunden får leveret, skal i al sin væsentlighed:

- 1) transporteres igennem 50-60 kV-elnettet,
- 2) transformeres fra 50-60 kV ned til 10 kV,
- 3) transporteres igennem 10 kV-elnettet,
- 4) transformeres ned fra 10 kV til 0,4 kV og
- 5) transporteres ud til slutkunden tilsluttet i 0,4 kV-elnettet.

Således vil en A-lav-kunde, [der er tilsluttet i en 50-60/10kV-transformer], skulle bidrage til omkostninger vedrørende højspændingsaktiver, mens en C-kunde drager nytte af såvel højspændings- som mellemspændings- og lavspændingsnettet og dermed bør bidrage hertil. Dertil kommer, at eksempelvis A-kunder typisk ejer egne aktiver, som alene benyttes af kunden selv, og som fx kan være indbygget i kundens fabrik, og som transformerer højspændingsstrøm ned til det niveau, som bruges af fabrikken. Derfor ville det ikke være omkostningsægte, at sådanne kunder skulle betale til netvirksomhedens lavspændingsaktiver. Vandfaldsprincippet er reelt en del af udmøntningen af elforsyningslovens bestemmelser om omkostningsægtighed imellem kundegrupper.

Nærværende branchevejledning ændrer ikke på de tilslutningsprodukter, der tilbydes forbrugskunder. Det vil derfor fortsat være muligt for en forbrugskunde at blive tilsluttet med enten fuld netadgang eller begrænset netadgang.

Branchevejledningen for begrænset netadgang ændres ikke med denne anmeldelse. Denne anmeldelse har således ikke betydning for det tilslutningsbidrag, som en kunde skal betale ved tilslutning med begrænset netadgang.

Standardtilslutningsbidraget, som en forbrugskunde betaler for et nyt leveringsomfang eller udvidelse af et eksisterende leveringsomfang, er overordnet fastsat i metoden ved at:

- beregne den fulde standardtilslutningsomkostning ved tilslutning af 1 kW leveringsomfang i det typiske modelnet beskrevet i afsnit 4.5
- foretage geografisk differentiering af den fulde standardtilslutningsomkostning for kunder tilsluttet på 10 kV-nettet og højere (B-høj, A-lav, A-høj, A-høj+, A-høj+maske) og beregne en afvejet standardtilslutningsomkostning for kunder tilsluttet på lavspændingsnettet (C- og B-lav-kunder)
- opdele standardtilslutningsomkostningen i to dele, hvor 33 % betales via den løbende forbrugstarif og 67 % betales som et standardtilslutningsbidrag.

Standardtilslutningsbidrag for leveringsomfang til eldistributionsnettet udgøres således af 67 % af standardtilslutningsomkostningen for tilslutning af en forbrugskunde. Afvejningen mellem løbende forbrugstarif og standardtilslutningsbidrag er uddybet i afsnit 6.2. Udover en andel af standardtilslutningsomkostningen udgøres standardtilslutningsbidraget for forbrugskunder tilsluttet på 10 kV og højere også ét tilslutningsfelt, og for forbrugskunder tilsluttet på lavspændingsnettet indgår en standardomkostning til sagsbehandling.

Den fulde standardtilslutningsomkostning er fastsat, så den afspejler, hvad en typisk forbrugskunde tilsluttet i en given kundekategori forårsager af omkostninger til forstærkning og udbygning af det kollektive eldistributionsnet, for at eldistributionsnettet kan levere effekten til forbrugskunden beskrevet ved størrelsen på kundens leveringsomfang.

Branchevejledningen tager udgangspunkt i samme metodik, som benyttes til producentbetalingsmodellen, herunder metoden for geografisk differentiering, hvor eldistributionsnettet opdeles i produktionsdominerede, forbrugsdominerede og blandede områder.

Forbrugskundens tilslutning i enten et forbrugsdomineret, produktionsdomineret eller blandet område er afgørende for standardtilslutningsomkostningen. Standardtilslutningsomkostningerne er geografisk differentieret for kunder tilsluttet på 10 kV og højere, dvs. kundekategorierne B-høj, A-lav, A-høj, A-høj+ og A-høj+maske.

Standardtilslutningsbidraget for lavspændte forbrugskunder (kundekategorierne C og B-lav) er ikke geografisk differentieret. I stedet beregnes standardtilslutningsomkostningen for lavspændte forbrugskunder på tværs af landet ved brug af samme beregningsmetode, som benyttes til beregning af standardtilslutningsomkostningen i blandet netområde, jf. metoden for geografisk differentiering af forbrugskunder tilsluttet på 10 kV eller højere. Dette sikrer en gennemsnitlig dækning af omkostningerne ved tilslutning af lavspændte kunder på tværs af landet.

Det er et væsentligt forhold, at nettet til forbrugskunder i udgangspunkt udbygges med reserveforsyning, så der stadig kan leveres elektricitet ved unormal netdrift. Denne forsyningssikkerhed har producenter aktivt fravalgt under arbejdet med producentbetalingsmodellen. Omkostninger, der er henførbare til reserveforsyning, dækkes derfor altid af forbrugskunder, uanset om nettet er produktions- eller forbrugsdomineret.

De enhedsomkostninger, som branchevejledningen hviler på, prisen skrives til det relevante prisår, som beskrevet i afsnit 6.6.

4. Fulde standardtilslutningsomkostninger

Standardtilslutningsbidraget er betalingen for et leveringsomfang til det kollektive eldistributionsnet. Et leveringsomfang beskriver, hvor mange kW en forbrugskunde maksimalt har ret til at trække fra nettet, dvs. forbrugskundens maksimalt tilladte belastning af nettet.

Betalingsdesignet skal tage højde for de grundlæggende principper om omkostningsægthed, rimelighed, objektivitet og ikke-diskrimination.

For kunder tilsluttet på 10 kV og opefter fastsættes der geografisk differentieret standardtilslutningsbidrag. Derudover differentieres standardtilslutningsbidraget pba. kundekategorier. Dette kommer til udtryk på den måde, at kunden betaler til infrastrukturen fra kundens tilslutningspunkt og frem til transmissionsnettet (efter vandfaldsprincippet). Jo tættere en kunde er på transmissionsnettet, desto færre komponenter benytter kunden, og kunden opkræves derfor et mindre standardtilslutningsbidrag. Betalingsdesignet udformes teknologineutralt, og skal finde anvendelse for alle anlæg, der tilsluttes eldistributionsnettet med henblik på træk af elektricitet fra det kollektive eldistributionsnet.

Betalingsdesignet baseres på typiske omkostninger til nettilslutning af forbrugskunder i en typisk netstruktur. Standardtilslutningsbidraget fastsættes i forhold til en forbrugskundes ønskede leveringsomfang. Standardtilslutningsbidraget dækker omkostningerne i selve tilslutningspunktet samt den andel af omkostninger til forstærkning og udbygning af det kollektive eldistributionsnet, som kunden i henhold til den opbyggede typiske netmodel skal dække.

Betalingsmodellen fastsætter en nedre grænse for kundens leveringsomfang på 7 kW⁵. Herudover er der ingen grænser for det leveringsomfang, som kunden kan erhverve. Kunden kan købe et leveringsomfang uafhængigt af forbrugsanlæggets tekniske kapacitet, og en forbrugskunde kan derfor købe et leveringsomfang, der er både større⁶ end eller mindre end kundens forbrugsanlægs maksimale effekttræk. Overskrides leveringsomfanget, har netvirksomheden dog ret til at kræve en udvidelse af leveringsomfanget mod betaling jf. Tilslutningsbestemmelserne. Kunden kan købe (eller udvide) sit leveringsomfang i størrelser på 1 kW ad gangen.

4.1 Modellen for fastsættelse af den fulde standardtilslutningsomkostning

Den fulde standardtilslutningsomkostning er den gennemsnitlige omkostning til netudbygning og forstærkning, som en forbrugskunde i en given kundekategori giver anledning til ved tilslutning til et kollektivt eldistributionsnet der udelukkende består af forbrug. Den fulde standardtilslutningsomkostning beskriver kun forstærkning og udbygning af det kollektive eldistributionsnet og derved ikke omkostninger til kundens private net.

Den fulde standardtilslutningsomkostning for kundekategorierne beregnes ved brug af formel (1).

$$C_x = \left(\sum_{n=1}^k \frac{P_n}{S_n \cdot \beta_n \cdot \gamma_n} \cdot N_{nx} \cdot \alpha_{nx} \right) \quad (1)$$

Hvor,

⁵ Jf. dog små 1-3 fasede installationer.

⁶ Der er særlige regler, hvis kunden ønsker tilslutning med begrænset netadgang. Disse er beskrevet i metoden for begrænset netadgang for forbrug.

- C_x er den fulde standardtilslutningsomkostning for kundekategori x (se afsnit 4),
- k er antallet af komponenter (se afsnit 4.5.1),
- P_n er prisen i kr. pr. stk. eller km for komponenten n (se afsnit 4.7),
- S_n er kapaciteten for komponenten n (se afsnit 4.5.2),
- β_n er den praktiske udnyttelsesfaktor for komponenten n (se afsnit 4.6.1),
- γ_n er dimensioneringsfaktoren for komponenten n (se afsnit 4.6.2),
- N_{nx} er antallet eller længden i km af komponenten n benyttet af kundekategori x (se afsnit 4.5.1 og 4.5.3), og
- α_{nx} er samtidigheden for kundekategori x 's benyttelse af komponenten n (se afsnit 4.4).

Summen af komponenter fremkommer via det modelnet (typiske netstruktur), som er opbygget til at repræsentere et gennemsnitligt dansk eldistributionsnet, se afsnit 4.5. I den typiske netstruktur fremgår de komponenter, mængder og længder der i et hver tilfælde skal benyttes for at forbinde kundens tilslutningspunkt til transmissionsnettet jf. vandfaldsprincippet.

Beregningerne af den fulde standardtilslutningsomkostning for alle kundekategorier kan findes i bilag 3.

4.2 Enhed for leveringsomfanget

Betalingsmodellen ændrer enheden for opgørelsen af leveringsomfanget til opgørelse i kW (MW).

Historisk har leveringsomfanget for forbrugskunder tilsluttet som kundekategorierne A-høj og A-lav været opgjort i MVA (megavoltampere), som beskriver det samlede aktive og reaktive effekttræk. Leveringsomfanget for forbrugskunder tilsluttet som B-høj, B-lav, C og boligkategorierne oplyst i tabel 2 har været opgjort i ampere ved lavspændingsnettet. Nærværende metode gør op med de historiske opgørelser af leveringsomfanget. Som noget nyt opgøres leveringsomfanget for alle forbrugskunder omfattet af nærværende branchevejledning i kW (kilowatt) i stedet for MVA eller ampere.

Ændringen af enheden for leveringsomfanget til kW er motiveret af, at kW er mere alment kendt hos private husholdninger og virksomheder. Køber en privatkunde en ladestander til sin elbil, opgøres ladestanderens effekttræk i kW eller W (watt) og ikke i ampere. Det samme forhold gør sig gældende for alle andre forbrugsapparaturer, fra elpæren i lamperne til køleskabet.

Det samme gælder for større forbrugskunder, der tilsluttes som B-høj, A-lav og A-høj. Disse kunder kender ofte til både ampere og kW, men forbrugsenhedernes effekttræk i forbrugskundens installation opgøres ligeledes i kW eller MW (megawatt).

Kunders energitæk fra nettet opgøres i kWh (kilowatt timer), altså hvor mange kW der trækkes fra nettet på en time. Kunderne kender derfor også til kW fra deres elregning.

Kilowatt repræsenterer udelukkende kundens aktive effektforbrug. Det vurderes, at det er nemmere for kunden at forholde sig til den rene aktive effekt end forbrugsinstallationens reaktive effektforbrug. Det reaktive effektforbrug belaster fortsat

nettet. Belastningen som følge af den reaktive effekt er indarbejdet i standardtilslutningsbidraget, og er nærmere beskrevet i afsnit 4.6.2.

Ændringen af enheden for leveringsomfanget repræsenterer ligeledes en tydelig adskillelse af mindre kunders leveringsomfang og sikringen i kabelskabet. Sikringen i kabelskabet har udelukkende til formål at beskytte ved fejl i stikledning og størrelsen på sikringen er ikke udtryk for kunden leveringsomfang.

Det er muligt for både kunden og netvirksomheden at omregne fra kW til ampere. Ændringen til kW gennemføres for at skabe en større forståelse hos kunderne for, hvilket leveringsomfang kunden kan have behov for, men uden at kunde derved mister muligheden for at regne i ampere (hvis kunden bedre kan forholde sig her til).

Ændringen til kW gennemføres for alle kundekategorierne i branchevejledningen, og finder anvendelse uanset størrelsen på kundens leveringsomfang og uanset hvilken teknologi, som kunden ønsker at tilslutte til det kollektive elnet. Green Power Denmark vurderer derfor, at ændringen er ikke-diskriminerende, understøtter gennemsigtigheden af branchevejledningen og ændringen har ikke i sig selv en betydning for vurderingen af omkostningsægtheden af branchevejledningen.

4.3 Kundekategorier

Betalingsdesignet ændrer på kundekategorierne.

Der er fastlagt syv forskellige kundekategorier for forbrugskunder tilsluttet eldistributionsnettet. Kundekategorien tildeles på baggrund af forbrugsanlæggets tilslutningspunkt. Standardtilslutningsbidraget er afhængigt af tilslutningspunktet, da antallet af komponenter, som benyttes til at levere elektricitet til det enkelte forbrugsanlæg, varierer efter, hvor i nettet forbrugsanlægget er tilsluttet.

Desto tættere på transmissionsnettet et forbrugsanlæg er tilsluttet, desto færre komponenter skal forbrugskunden bidrage til forstærkning eller udbygning af. Kundekategorierne fremgår af tabel 1.

Tabel 1 - Kundekategorier for forbrugskunder

Kundekategori	Tilslutningspunkt
A-høj+	30-60 kV-tilslutning i en 132-150/30-60 kV-station
A-høj+maske	30-60 kV-tilslutning i en 132-150/30-60 kV-station i maskenet
A-høj	30-60 kV-tilslutning
A-lav	10-20 kV-tilslutning i en 30-60/10-20 kV-station eller 132-150/10-20 kV-station
B-høj	10-20 kV-tilslutning
B-lav	0,4 kV-tilslutning i en 10-20/0,4 kV-station
C	0,4 kV-kabelskab
Små 1- og 3-fasede installationer	0,4 kV-kabelskab

Med denne branchevejledning introduceres der to nye kundekategorier for forbrug, A-høj+ og A-høj+maske, og fjernes seks eksisterende kundekategorier på C-niveau. De kundekategorier, der ikke længere benyttes for nye C-kunder, fremgår af tabel 2.

Tabel 2 - Kundekategorier, der udgår i den nye metode for standardtilslutningsbidrag for forbrug

Kundekategori	Tilslutningspunkt
Parcel-/fritidshus, 25 A	0,4 kV-kabelskab
Rækkehuse, tæt-lav-byggeri, 25 A	0,4 kV-kabelskab
Standard lejlighed, 16 A	0,4 kV-kabelskab
Stor lejlighed, 25 A	0,4 kV-kabelskab
Ungdoms-, ældre- og plejebolig, 10 A	0,4 kV-kabelskab
Kolonihavehus, 16 A	0,4 kV-kabelskab

4.3.1 Afskaffelse af boligkategorierne

Afskaffelsen af de seks hidtil anvendte kundekategorier sker som følge af ændringer i elforbruget, der gør, at det ikke længere er meningsfyldt at opdele husholdningskunder pba. boligtype. Opdelingen i den hidtidige model for forbrugstilslutningsbidrag har været begrundet i den fysiske størrelse på boligtyperne samt forskelle i samtidighederne.

Den nuværende og kommende udvikling i elforbruget indbefatter tilslutning af større forbrugsapparaturer i nettet, såsom ladestander til hjemmeopladning af elbiler, der forventes at forekomme lige så ofte i rækkehuse, som i parcel- og fritidshuse. Green Power Denmark forventer også, at opvarmning af ejendomme via varmepumper ikke vil være et udtryk for, om der er tale om et parcelhus, et rækkehus, et kolonihavehus eller andet. Her er der andre parametre, som er afgørende for kundens disposition.

Green Power Denmark vurderer derfor, at det er rimeligt at opgive den historiske opdeling af C-kunder således at der ikke længere et opkræves forskelligt standardtilslutningsbidrag pba. boligtyper. I stedet overlades fastsættelsen af leveringsomfanget til forbrugskunderne, så disse selv kan vælge størrelsen på leveringsomfanget og som følge heraf størrelsen på tilslutningsbidraget. Dette er nærmere beskrevet i afsnit 7. Dette giver kunden incitament til at købe det leveringsomfang, som kunden har behov for til sin forbrugsinstallation.

Ved afskaffelsen af boligkategorierne sidestilles alle C-kunder, og der indføres som nævnt, at den enkelte kunde vælger størrelsen af sit leveringsomfang (dog minimum 7 kW). Samlet vurderer Green Power Denmark at kombinationen af disse to tiltag sikrer en mere enkelte og gennemsigtig model, som er udtryk for det forventede ændrede forbrugsbillede, grundet den grønne omstilling, og som samtidig vil understøtte kundens valg af leveringsomfang, og dermed de omkostninger som kunden skal betale til forstærkning og udbygning af det kollektive elnet.

Kundekategorien "små 1- og 3-fasede installationer" fortsætter uændret for fortsat at kunne tilbyde tilslutning af elhegn og lignende med et meget lille forsyningsbehov.

4.3.2 Indførelsen af A-høj+ og A-høj+maske som kundekategorier

Der indføres to nye kundekategorier for forbrugskunder. Kundekategorierne benævnes A-høj+ og A-høj+maske, og beskriver kunder, der tilsluttes øverst i "vandfaldet" på 30-60 kV-skinne i en 132-150/30-60 kV-station. Kunderne, der tilsluttes her, er tilsluttet lige under transmissionsnettet. Jf. vandfaldsprincippet, hvor kunder bidrager til komponenter mellem tilslutningspunktet og transmissionsnettet, og her vil A-høj+ og A-høj+maske kunder typisk give anledning til færre omkostninger til udbygning og forstærkning af det kollektive eldistributionsnet end A-høj-kunder, der tilsluttes til 30-60 kV-nettet.

I den hidtidige metode for forbrugstilslutningsbidrag tildeltes alle kunder, der blev tilsluttet på 30-60 kV-nettet, kundekategorien A-høj. Med den nye metode vil nogle kunder, der tidligere var blevet A-høj-kunder, således blive A-høj+- eller A-høj+maske-kunder.

Med indførelsen af A-høj+ og A-høj+maske sikres det, at betalingsmodellen i større omfang tager højde for de komponenter, og den gennemsnitlige netudbygning, som en kunde, der anvises på det højeste spændingsniveau, giver anledning til.

Kategorien A-høj+maske tildeles kun kunder, der tilsluttes på 30-60 kV-skinne i en 132-150/30-60 kV-station i netområder med maskenet på 30-60 kV-nettet. Se også afsnit 4.5.6.

4.3.3 Typisk leveringsomfang for kundekategorier

Forbrugskunders forbrugsanlæg kommer i mange størrelser. Med den grønne omstilling forventer Green Power Denmark et ændret behov og forbrug hos alle kundegrupper i elnettet. Den historiske fremgangsmåde, hvor kunder på C-niveau havde et fast udgangspunkt for leveringsomfanget, vurderes ikke længere som tidssvarende og repræsentativ for kundernes behov.

Branchevejledningen fastsætter et minimums leveringsomfang på 7 kW. Denne grænse gælder for alle kundekategori jf. dog små 1-3 fasede installationer. Der kan imidlertid opstilles en indikation af typiske størrelser på et leveringsomfang, som af en kunde kan benyttes til at lave et overslag på tilslutningsbidraget.

En forbrugskunde tildeles en kundekategori pba., hvor i eldistributionsnettet netvirksomheden anviser forbrugskunden et tilslutningspunkt. Der indgår flere parametre, som fx kundens ønskede leveringsomfang, placering, omkringliggende eldistributionsnet mm, i netvirksomhedens vurdering af anvisning af tilslutningspunkt for forbrugsanlæg.

Tabel 3 giver et overblik over de typiske størrelser for forbrugsanlæg, som forventes tilsluttet i de forskellige kundekategorier. Dette kan dog variere meget alt efter placering af anlægget og eksisterende net.

Tabel 3 - Typisk leveringsomfang for forbrugskunder i de forskellige kundekategorier

Kundekategori	Forudsat leveringsomfang til modelbrug
A-høj+	50.000 kW
A-høj+maske	50.000 kW
A-høj	25.000 kW
A-lav	10.000 kW
B-høj	2.000 kW
B-lav	250 kW
C	<20 kW

Det typiske leveringsomfang for kundekategorierne benyttes for kunder tilsluttet på B-høj, A-lav, A-høj, A-høj+ og A-høj+maske til at fastsætte standardbidraget til tilslutningsfeltet. Det typiske leveringsomfang benyttes ikke for C- og B-lav-kunder.

4.4 Samtidighed mellem forbrugskunder

Samtidigheden er beskrivelsen af, hvordan forbrugskunders effekttræk er sammenfaldende for den mest belastede time på året. Nettet dimensioneres til at kunne håndtere den mest belastende time. Omkostningerne til nettet er derfor drevet af, hvor meget effekt, som skal transporteres, i den mest belastende time. For at give et mere retvisende billede af, hvilke kundekategorier, som driver hvilke omkostninger i den mest belastende time, ses på samtidigheden mellem kundegrupperne.

Samtidigheden er udtrykt som et decimaltal mellem 0 og 1. En samtidighed på 0 betyder, at ingen kunder i kundekategorien trækker strøm fra nettet på samme tidspunkt, hvor en samtidighed på 1 betyder, at alle kunder i kundekategorien trækker deres maksimale effekt fra nettet på samme tidspunkt.

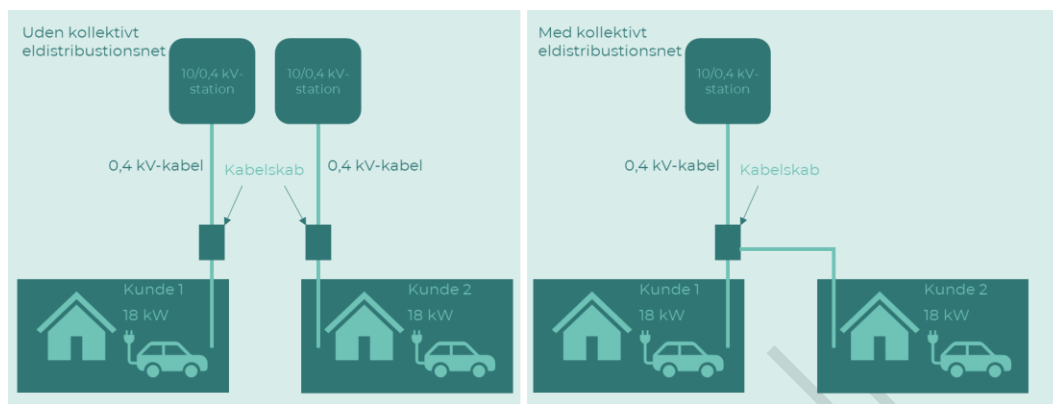
Forbrugskunder belaster nettet forskelligt i løbet af året. Den maksimale belastning af nettet er derfor ikke nødvendigvis sammenfaldende for alle kundekategorier.

Fordelen ved et kollektivt eldistributionsnet er, bl.a. at flere forbrugskunder kan benytte de samme komponenter til at få leveret deres effektbehov. Netvirksomhederne designer eldistributionsnet under hensyntagen til, at kunderne ikke bruger elektricitet på samme tid.

Dette kan illustreres ved to parcelhusejere med hver deres elbilsladestander. Begge kunder har behov for et leveringsomfang på 18 kW.

Såfremt der ikke var etableret et kollektivt eldistributionsnet, ville kunderne skulle bygge hver deres stikledning, kabelskab, 0,4 kV-kabel, 10/0,4 kV-station osv. hele vejen til transmissionsnettet. Komponenterne vil dog ikke blive brugt i særlig stor udstrækning, da begge kunder kun bruger 18 kW, når de både laver mad, vasker tøj og oplader deres elbil. Da kunde 1 og kunde 2 sjældent bruger 18 kW, er sandsynligheden for, at de gør det på samme tidspunkt, meget lille, dette kaldes samtidigheden. Derfor kan kunderne deles om de komponenter, som indgår i det kollektive

eldistributionsnet. Det medfører, at begge kunder skal bruge færre komponenter til at få den fornødne effekt leveret til deres forbrugsinstallation. Dette er illustreret i figur 1.



Figur 1 - Illustration af samtidighed for to kunder.

Desto flere kunder, der benytter de samme komponenter, desto lavere vil samtidigheden være. Større kunder har dog en større indflydelse på samtidigheden end mindre kunder, da de udgør en større del af det samlede effektbehov. Samtidigheden har derfor stor påvirkning på standardomkostningen for at tilslutte en forbrugskunde. En høj samtidighed medfører en højere standardtilslutningsomkostning, og en lavere samtidighed medfører en lavere standardtilslutningsomkostning, da flere kunder kan benytte de samme komponenter, og investeringsbehovet i nye komponenter derfor er det mindre.

Samtidigheden beregnes pr. kundekategori og spændingsniveau. Kundekategoriens samtidighed er højest på det spændingsniveau, hvor de tilsluttes. Dette skyldes, at der på det pågældende spændingsniveau vil være færre kunder i samme kundekategori tilsluttet, end der vil være under et punkt længere oppe i nettet, samt at kunders leveringsomfang udgør en større andel af komponenternes kapacitet.

Som eksempel kan nævnes, at 40 C-kunder tilsluttet i samme 400 V-net vil have en højere samtidighed på 400 V-nettet, end der vil opleves på 10 kV-nettet. Det skyldes, at 10 kV-nettet også bruges af andre C-kunder tilsluttet under andre netstationer, som også påvirker samtidigheden for kundekategorien. Dertil vil en B-høj-kunde tilsluttet i det samme 10 kV-net have en højere samtidighed end C-kunderne, da en B-høj-kunde vil svare til flere C-kunder med en samtidighed tæt på 1, idet B-høj-kundens maksimale effekttræk er væsentligt større end det maksimale effekttræk fra én C-kunde.

Derfor vil kunder tilsluttet på højere spændingsniveauer have en større samtidighed på et givent spændingsniveau, end kunder tilsluttet på lavere spændingsniveauer.

Sammenfaldet mellem kundekategoriernes maksimale forbrug beskrives ved en samtidighedsfaktor. Den beregnes som forholdet mellem det samlede maksimale effekttræk på tilslutningsniveauet og det summerede leveringsomfang. Faktoren er beregnet pba. fjernaflæst målerdata fra 270.504 elmålere, der repræsenterer et bredt udsnit af alle danske elforbrugere. Analysen af kundekategoriernes samtidighed er beskrevet i Bilag 1.

Resultatet af analysen er gengivet i tabel 4.

Tabel 4 - Resultat af samtidighedsanalysen

Kundekategori/ Tilslutningsniveau	C	B-lav	B-høj	A-lav	A-høj	A-høj+
C	0,770	-	-	-	-	-
B-lav	0,658	0,909	-	-	-	-
B-høj	0,500	0,704	0,671	-	-	-
A-lav	0,315	0,500	0,500	0,797	-	-
A-høj	0,315	0,408	0,408	0,684	0,797	-
A-høj+	0,315	0,315	0,315	0,500	0,684	0,797

Tabel 4 kan tolkes som de maksimale samtidigheder, der er afgørende for dimensioneringen af nettet, da der skal være kapacitet til denne situation. De gennemsnitlige samtidigheder er væsentlig lavere, end samtidighederne der fremgår af tabellen.

Ved at udregne og benytte en samtidighedsfaktor sikres det, at branchevejledningen tager højde for, at aktiverne i det kollektive elnet kan benyttes af flere kunder (også samtidigt). Alternativet til ikke at benytte en samtidighedsfaktor vil være, at antage, at alle kundegrupper benyttede det kollektive elnet ens (altså med en samtidighed på 1 hele vejen op igennem nettet). Dette vil medføre et højere tilslutningsbidrag jf. formel 1 i afsnit 4.1. Samtidighedsfaktoren er derfor med til at sikre en omkostningsægte betaling af standardtilslutningsbidraget hos den enkelte kundekategori.

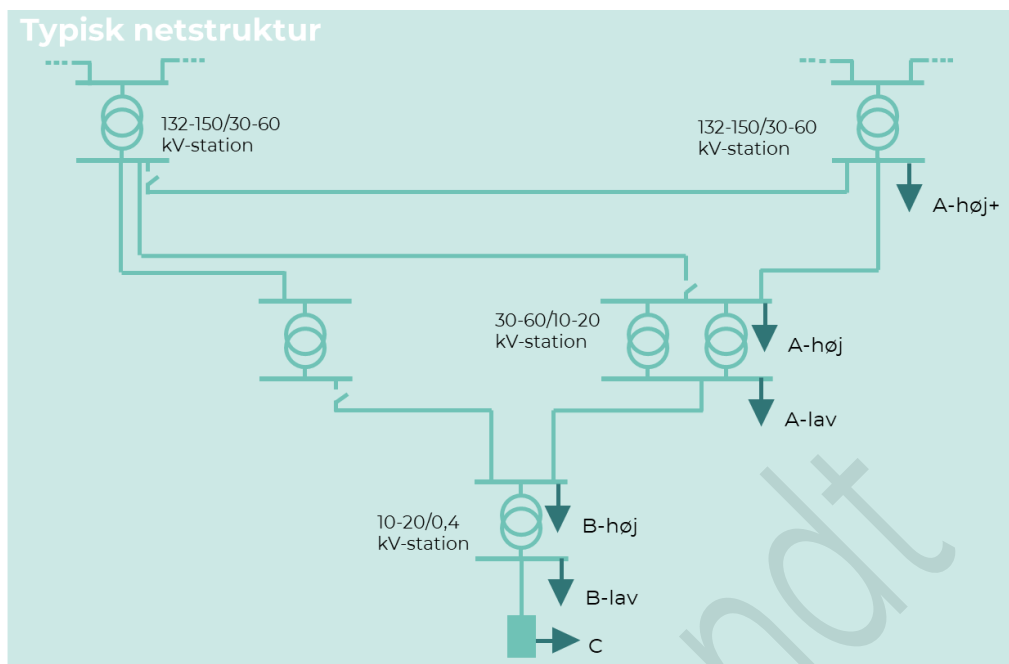
4.5 Typisk netstruktur

For at beregne den fulde standardtilslutningsomkostning for en given kundekategori tager metoden for forbrugstilslutningsbidrag udgangspunkt i en typisk netstruktur. Formålet hermed er at kortlægge, hvilke komponenter der er nødvendige for at levere den ønskede effekt til forbrugskunden.

Komponenterne, som en kunde skal bidrage til, afhænger af vandfaldsprincippet. En kunde, der tilsluttes på et højt spændingsniveau, skal således ikke bidrage til komponenterne på lavere spændingsniveauer, da disse ikke er nødvendige for, at kunden kan trække den effekt fra nettet, som er beskrevet af leveringsomfanget.

Den forudsatte typiske netstruktur opstilles, så længden af kablerne, der etableres mellem et tilslutningspunkt og transmissionsnettet i den typiske netstruktur, svarer til den gennemsnitlige længde af kablerne mellem tilslutningspunkt og transmissionsnettet i det faktiske eldistributionsnet. Komponenternes kapacitet er et udtryk for de gennemsnitlige komponentkapaciteter, der anvendes, når nettet forstærkes eller udbygges i dag.

Den typiske netstruktur fremgår af figur 2 og er yderligere specificeret i bilag 2. Ikke alle kundekategorier benytter alle komponenter i den typiske netstruktur og skal derved ikke bidrage til alle komponenterne. Komponenterne, som de enkelte kundekategorier bidrager til, er specificeret i bilag 2.



Figur 2 - Typisk netstruktur, der etableres for forbrugskunder

4.5.1 Komponenter i nettet

Eldistributionsnettet består af en række forskellige komponenter, og udgangspunktet for beregningsmodellen er, at tilslutning af forbrugsanlæg i et tilslutningspunkt vil give anledning til forøget belastning af alle komponenterne mellem tilslutningspunktet og transmissionsnettet.

Komponenterne, som indgår i den typiske netstruktur, er kortlagt af netplanlæggere ved en række netvirksomheder. Derved er komponenterne, der benyttes i modellen, objektive og repræsenterer det faktiske kollektive eldistributionsnet.

En liste over komponenter og hvilke kundekategorier, der benytter hvilke komponenter, fremgår af tabel 17 i bilag 2.

4.5.2 Gennemsnitlig kapacitet

For at afgøre, hvor store andele af komponenterne i nettet, der benyttes af nye forbrugsanlæg, er der i den forudsatte typiske netstruktur anvendt gennemsnitlige kapaciteter på de komponenter, som benyttes til at levere elektriciteten til forbrugsanlæggene. Kapaciteterne er fastlagt efter samme metode, som er benyttet i producentbetalingsmodellen. I producentbetalingsmodellen blev der indsamlet gennemsnitlige komponentkapaciteter, der repræsenterede de kapaciteter, som netvirksomhederne oftest benyttede ved udbygning eller forstærkning af det kollektive eldistributionsnet.

Kapaciteterne, samt hvordan disse er bestemt, fremgår af bilag 2. En oversigt over komponenter og kapaciteter findes i tabel 13.

Enkelte komponenter er justeret ift. producentbetalingsmodellen. Ændringen er fremhævet i bilag 2. For komponenter, hvor kapaciteten ikke er ændret, henvises der til producentbetalingsmodellen.

Da komponentkapaciteterne repræsenterer den typiske kapacitet for de komponenter, der benyttes til udbygning og forstærkning af nettet i dag, vurderes de valgte komponenter og komponentkapaciteter at understøtte branchevejledningens objektivitet, og da de valgte komponenter bygger på data fra netvirksomhederne virkelige net medfører dette, at de valgte komponenter understøtter en omkostningsægte prissætning af kundens bidrag til de enkelte komponenter.

4.5.3 Gennemsnitlige kabellængder

De gennemsnitlige kabelængder er beregnet for at kunne bestemme den gennemsnitlige transportlængde af elektriciteten.

Gennemsnitlig kabellængde for 30-60 kV-kabler mellem 30-60 kV-stationer og 132-150/30-60 kV-stationer

For 30-60 kV-kabler mellem 30-60 kV-stationer og 132-150/30-60 kV-stationer er den gennemsnitlige kabellængde benyttet i nærværende metode den samme gennemsnitlige kabellængde, som blev beregnet ifm. Producentbetalingsmodellen. Beregningen af kabellængden fremgår af Bilag 1: Uddybende metodebeskrivelse – Standardtilslutningsbidrag⁷.

Resultatet fremgår af tabel 5.

Tabel 5 – Gennemsnitlige 30-60 kV-kabelafstande mellem 30-60 kV-stationer og 132-150/30-60 kV-stationer

Netvirksomhed	Længste afstand [km]	Korteste afstand [km]	Gennemsnitlig afstand [km]
Selskab 1	26,1	1,7	10,0
Selskab 2	33,3	7,9	18,1
Selskab 3	43,1	0,0	10,8
Selskab 4	56,3	0,6	14,1
Selskab 5	37,9	2,2	13,1
Selskab 6	21,7	0,1	8,0
Selskab 7	38,1	1,1	14,9
Selskab 8	35,3	1,6	13,4
Vægtet gennemsnit – Ekskl. Cerius og Radius	56,3	0,0	13,3

Gennemsnitlig kabellængde for 30-60 kV-kabler mellem to 132-150/30-60 kV-stationer

Kabellængden på 13,3 km benyttes som kabellængden for 30-60 kV-kabler, som alle kunder med undtagelse af A-høj+ og A-høj+maske skal bidrage til. En A-høj+- eller

⁷ Kabellængden fremgår af afsnit 1.1.3.3 i anmeldelsesdokumentet Bilag 1: Uddybende metodebeskrivelse – Standardtilslutningsbidrag, som var en del af anmeldelsen af producentbetalingsmodellen. Dokumentet kan findes [her](#).

en A-høj+maske-kunde skal i stedet bidrage til 30-60 kV-kablet mellem to 132-150/30-60 kV-stationer.

Denne kabellængde er fastlagt efter samme metode, som benyttes i producentbetalingsmodellen til at fastsætte den gennemsnitlige kabellængde mellem 30-60 kV-stationer og 132-150/30-60 kV-stationer.

Det betyder, at fugleflugtsafstanden mellem alle forbundne 132-150/30-60 kV-stationer er kortlagt for alle netvirksomheder ekskl. Cerius og Radius og derefter multipliceret med tracéfaktoren på 1,2. Resultatet fremgår af tabel 6.

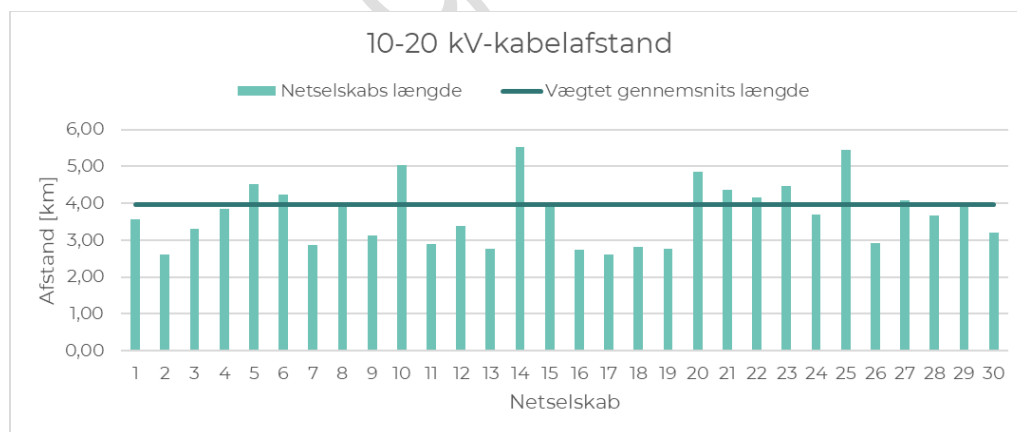
Tabel 6 – 30-60 kV-kabelafstand mellem 132-150/30-60 kV-stationer

Kabelafstand	Længste afstand [km]	Korteste afstand [km]	Gennemsnitlig afstand [km]
Alle netvirksomheder ekskl. Cerius og Radius	40,1	1,56	18,2

Gennemsnitlig kabellængde for 10-20 kV-kabler

For 10-20 kV-kabler fastsættes kabellængden til den samme kabellængde benyttet i producentbetalingsmodellen. Beregningen af kabellængden fremgår af Bilag 1: Uddybende metodebeskrivelse Standardtilslutningsbidrag⁸.

Netvirksomhedernes individuelle gennemsnitlige 10-20 kV-kabellængder fremgår af figur 3. Den gennemsnitlige 10-20 kV-kabellængde fastsættes til 4,0 km.



Figur 3 – Vægtet gennemsnit af 10-20 kV-kabellængder

Da kabellængderne repræsenterer den gennemsnitlige længde der benyttes til udbygning og forstærkning af nettet i dag, vurderes de valgte længder at understøtte branchevejledningens objektivitet, og da de valgte længder bygger på data fra

⁸ Kabellængden fremgår af afsnit 1.1.3.3 i anmeldelsesdokumentet Bilag 1: Uddybende metodebeskrivelse – Standardtilslutningsbidrag, som var en del af anmeldelsen af producentbetalingsmodellen. Dokumentet kan findes [her](#).

netvirksomhedernes virkelige net medfører dette, at de valgte kabellængder understøtter en omkostningsægte prissætning af kundens bidrag til de enkelte komponenter.

4.5.4 Åbent eller gasisoleret 30-60 kV-felt

Der forefindes generelt to typer 30-60 kV-felter. Den ene type er et 30-60 kV-åbent felt med effektafbryder, og den anden type er et 30-60 kV-gasisoleret felt med effektafbryder.

Der er forskel i enhedsomkostningen for de to typer af felter, hvor et 30-60 kV-gasisoleret felt med effektafbryder generelt er dyrest. Som hovedregel benytter netvirksomhederne et 30-60 kV-åbent felt med effektafbryder. Der kan imidlertid være lokale forhold, herunder fysisk plads, indendørs placeret station eller andet, der medfører, at et 30-60 kV-gasisoleret felt med effektafbryder benyttes i stedet. Det skyldes bl.a., at et gasisoleret felt med effektafbryder er fysisk mindre end et åbent felt med effektafbryder og derved nemmere at placere i en bygning, fx i storbyen.

Jf. benchmark-data fra 2020 udgjorde typen "30-60 kV-åbent felt med effektafbryder" 96,5 % af alle 30-60 kV-felter, hvor typen "30-60 kV-gasisoleret felt med effektafbryder" udgjorde de sidste 3,5 %.

Som følge heraf fastsættes enhedsomkostningen til 30-60 kV-felter benyttet i metoden til at udgøre det vægtede gennemsnit af enhedsomkostningen for 30-60 kV-åbent felt med effektafbryder og 30-60 kV-gasisoleret felt med effektafbryder.

Når benyttelsen af gasisolerede felter er meget situationsafhængig, har Green Power Denmark valgt at benytte det samme forhold mellem åbne- og gasisolerede felter, som benyttes i benchmarking af netvirksomhederne. Dette mener Green Power Denmark er rimeligt, da denne fremgangsmåde sikrer en gennemsigtighed mellem de to modeller, samtidig med en enklere håndtering af de to komponenter i den typiske netstruktur. Ved at tage højde for de to former for komponenter, understøtter branchevejledningen en omkostningsægte opkrævning hos de enkelte kundekategorier.

4.5.5 DSO-stationer

Det kollektive eldistributionsnet er i udvikling, hvilket også medfører, at der opstilles nye komponenter med flere muligheder for overvågning og styring, end der har været gjort hidtil.

Netvirksomhederne ser fortsat et stigende behov for styring af 10-20/0,4 kV-netstationerne. Som følge heraf installeres ca. 33 % af 10-20/0,4 kV-netstationer i dag med en automatisk styring af feltafgangene i stationen – en såkaldt DSO-station.

Omkostningerne til 10/0,4 kV-netstationer med denne styring er højere end omkostningerne til en 10/0,4 kV-netstation uden styring. For at tage højde for denne forskel lægges der 33 % af enhedsomkostningen 'tillæg til automatik' til omkostningen for 10-20/0,4 kV-netstationen. Dette sikrer en omkostningsægte opkrævning af standardtilslutningsbidrag for netstationerne, som netvirksomhederne opstiller.

De 33 % baseres på en input fra en række netvirksomheder om den hidtidige benyttelse af DSO-stationer, samt den forventede udvikling i antallet af nyetablerede DSO-stationer i de kommende år.

4.5.6 Forskel på A-høj+ og A-høj+maske

De to nye kundekategorier A-høj+ og A-høj+maske kendes også fra producentbetalingsmodellen. Disse kundekategorier er betegnende for kunder, der tilsluttes det kollektive eldistributionsnet i sekundærskinnen på en 132-150/30-60 kV-station i hhv. ring- og radialnet eller formasketnet.

For produktionskunder dimensioneres nettet alene til aftag af effekten i normaldrift med intakt net, og der er derved, for produktionskunder, forskel i tilslutningsomkostningen for A-høj+ og A-høj+maske. Kundekategorien A-høj+maske blev ved udarbejdelsen af producentbetalingsmodellen indført som afspejling af, at det danske eldistributionssystem enkelte steder drives i en maskenetkonfiguration. Denne maskenetkonfiguration har den praktiske implikation, at der i normaldrift er elektrisk forbindelse gennem eldistributionsnettet mellem to eller flere udvekslingspunkter med transmissionsnettet. Dette medfører, at strøm produceret af produktionsanlæg tilsluttet som A-høj+maske, løber igennem 30-60 kV-nettet, inden det rammer transmissionsnettet, hvorfor produktionsanlæggene også skal bidrage til etablering af dette net for at sikre omkostningsægte tilslutningsbidrag for produktionskunder. Omvendt gælder det for produktionsanlæg tilsluttet som A-høj+, at strømmen, der ikke bruges lokalt, i normaldrift altid vil løbe direkte op i transmissionsnettet og således ikke løbe igennem 30-60 kV-nettet. Da det er det samme kollektive net, der benyttes til tilslutning af produktions- og forbrugskunder, vurderes det således som rimeligt og gennemsigtigt, at såvel A-høj+- som A-høj+maske-kundekategorierne indføres for forbrugskunder.

Dog er der den forskel mellem produktion og forbrug, at der til forbrugskunder i udgangspunktet bygges en større forsyningssikkerhed, for at sikre at kunderne er afbrudt så få minutter som muligt om året. Produktionskunder har ikke ønsket den samme forsyningssikkerhed, og derfor kan disse i udgangspunktet afkobles i nøddrift. Derfor er introduktionen af A-høj+- og A-høj+maske kunderne på forbrugssiden også et udtryk for, at disse A-kunder giver anledning til andre (og færre) omkostninger, end kunder i den nuværende A-høj kategori. Green Power Denmark mener derfor, at det understøtter branchevejledningens omkostningsægthed at introducere forbrugskundekategorien A-høj+- som A-høj+maske.

Ved tilslutning af forbrugskunder etableres der i udgangspunktet 30-60 kV-net mellem to udvekslingspunkter med transmissionsnettet, som benyttes, hvis der er fejl på en netkomponent. Det betyder, at det kollektive eldistributionsnet stort set altid kan levere strøm til forbrugsanlægget, også hvis der er en fejl på et vilkårligt sted i nettet. Derfor skal der, uanset om der er tale om A-høj+ eller A-høj+maske, bygges 30-60 kV-net for at sikre to eller tre veje til transmissionsnettet alt efter det samlede kapacitetsbehov, antallet af transformere mod transmissionsnettet og de geografiske afstande.

Derved er det ikke forholdet om, hvorvidt der er tale om maskenet eller ej, som afgør behovet for etablering af kablerne i 30-60 kV-nettet, og om forbrugskunder skal bidrage hertil. Den eneste forskel mellem tilslutning af forbrugskunder som A-høj+

og A-høj+maske er, hvor ofte 30-60 kV-kablet benyttes af det pågældende forbrugsanlæg, hvilket ikke påvirker selve etableringsomkostningerne.

Derfor vurderes det med baggrund i dimensioneringen, at de gennemsnitlige etableringsomkostninger ved tilslutning af forbrugsanlæg er at betragte som identiske ved tilslutning som A-høj+ eller A-høj+maske.

4.6 Dimensionering af komponenter

4.6.1 Praktisk udnyttelsesfaktor

Det gælder for komponenter, der benyttes til at levere elektricitet til forbrugsanlæg, at komponenterne ikke passer sammen som LEGO-klodser. Det skyldes, at komponenterne leveres i standardstørrelser, som ikke nødvendigvis har samme størrelse, som den komponent, de forbindes med.

Det faktum, at komponenternes kapacitet ikke altid passer sammen, medfører, at der altid vil være en overskydende restkapacitet, og det betyder, at det ikke vil være muligt at opnå en 100 % udnyttelse af alle komponenters kapacitet, uden at nogen komponenter overbelastes, hvorved levetiden for pågældende komponent reduceres. Derfor er der indført en korrektionsparameter, en såkaldt praktisk udnyttelsesfaktor.

Den praktiske udnyttelsesfaktor er fastlagt til 90 % og resulterer i, at standardtilslutningsbidragene beregnes ud fra, at der gennemsnitligt kan benyttes 90 % af den gennemsnitlige kapacitet på komponenterne, der indgår i den typiske netstruktur.

Værdien for den praktiske udnyttelsesfaktor blev fastlagt under arbejdet med producentbetalingsmodellen og på baggrund af analyser af netvirksomhedernes restkapacitet ved forstærkning eller udbygning af det kollektive eldistributionsnet. Analyserne viste, at den praktiske udnyttelsesfaktor lå mellem 83 % og 97 % for kabler med et gennemsnit på 91 % og mellem 75 % og 101 % for transformere med et gennemsnit på 89 %. Analysen fremgår af Bilag 1: Uddybende metodebeskrivelse – Standardtilslutningsbidrag⁹. Denne faktor benyttes ikke for tilslutningsfelter, som udnyttes fuldt ud af kunden, dvs. med en praktisk udnyttelsesfaktor på 100 %.

På denne baggrund mener Green Power Denmark, at en udnyttelsesfaktor på 90 % er en rimelig antagelse for de faktiske forhold i et gennemsnitligt dansk eldistributionsnet. Ved at lægge dette til grund understøttes betalingsmodellens omkostningsæghed.

4.6.2 Dimensioneringsfaktor

Nettets komponenter belastes af den effekt, der løber igennem komponenterne. For alle komponenter er der fastlagt en mærkeeffekt, som man under standardforudsætninger kan lade løbe igennem komponenten som en kontinuer belastning, uden at komponentens levetid forringes. Mærkeeffekten er udtrykt ved en tilsyneladende effekt med enheden kVA eller MVA.

⁹ Analysen findes i afsnittet Underbilag 4 – Praktisk udnyttelsesfaktor tilhørende anmeldelsesdokumentet Bilag 1: Uddybende metodebeskrivelse – Standardtilslutningsbidrag, som var en del af anmeldelsen af producentbetalingsmodellen, og kan findes via [her](#).

Den tilsyneladende effekt udgøres af både forbrug af aktiv effekt (kW) og reaktiv effekt (kVAR). Det er altså ikke kun den aktive effekt, som leveringsomfanget opgøres i, men også den reaktive effekt, der belaster komponenterne.

Der stilles krav til, hvor meget forbrugskunder maksimalt må producere eller forbruge af reaktiv effekt.

Forbrugsanlæg tilsluttet lavspændingsnettet (C og B-lav) skal overholde en $\cos(\phi)$ på 0,9 jf. de tekniske krav¹⁰. Dvs. at maksimalt 10 % af den tilsyneladende effekt må være forårsaget af reaktiv effekt. Det betyder i praksis, at hvis alle kunder forbrugte det maksimale niveau for reaktiv effekt, skulle alle kunder bidrage til 10 % større komponenter i nettet.

Green Power Denmark har undersøgt lavspændingskunders brug af reaktiv effekt. Undersøgelserne viser, at den gennemsnitlige forbrugsinstallation sjældent benytter maksimal reaktiv effekt, samtidigt med at forbrugsinstallationen forbruger maksimal aktiv effekt. Der vil dog opstå en større belastning som følge af reaktiv effekt, som skal indregnes i netdimensioneringen.

Det er ikke kun den aktive og reaktive effekt, der belaster komponenter. Emission af harmoniske forstyrrelser belaster også komponenterne, og giver derfor mindre plads til transport af aktiv effekt.

Der er ligeledes andre forhold, der kan påvirke belastningen af komponenter. Graves et kabel ned i jorden med andre egenskaber, end den jord, som kablets mærkeeffekt er testet ved, kan dette påvirke den faktiske mærkeeffekt. Det samme gør sig gældende, hvis et kabel lægges ned i et rør eller parallelt med andre kabler. Dette kan reducere kablers mærkeeffekt betydeligt.

Alle disse parametre medfører, at komponenterne kan belastes mindre end mærkeeffekten. Reduktionen varierer dog fra komponent til komponent, og det er derfor svært entydigt at fastsætte et udtryk for dette. For at tage højde for, at det typisk ikke vil være muligt at benytte kabler fuldt ud ift. deres mærkeeffekt, samt med henblik på at tage højde for det forbrug og produktion af reaktiv effekt, der vil forekomme, indføres der en dimensioneringsfaktor på 95 %.

Dimensioneringsfaktoren betyder, at der reserveres 5 % af komponenternes kapacitet til belastning af reaktiv effekt, nedlægningsforhold, transformerstationsforhold m.m. Det medfører, at der er 5 % af komponenternes kapacitet, som ikke kan benyttes til overførelse af forbrugsanlægs aktive effekt. Denne faktor benyttes ikke for tilslutningsfelter. For denne komponent benyttes en dimensioneringsfaktor på 100 %.

4.7 Enhedsomkostninger for netkomponenter

Ifm. producentbetalingsmodellen foretog daværende Dansk Energi en omfattende kortlægning af, hvad det i gennemsnit koster netvirksomhederne at anlægge de respektive komponenter, der anvendes i nettet. De enhedsomkostninger er derfor

¹⁰ Tekniske krav beskrevet i Vejledning for nettilslutning af forbrugsinstallation til lavspændingsnettet (≤ 1 kV) kan findes [her](#).

anvendt i nærværende branchevejledning for standardtilslutningsbidrag for leveringsomfang til eldistributionsnettet, dog pristalsreguleret til 2023-omkostninger¹¹.

For at opnå retvisende enhedsomkostninger for komponenter på tværs af branchen blev der under arbejdet med producentbetalingen nedsat en arbejdsgruppe med en bred repræsentation på tværs af geografi og selskabsstørrelse. Denne arbejdsgruppe drøftede komponentdefinitioner, metode for indberetning (inkludering af interne produktionsomkostninger, overhead mm.) og andre overordnede overvejelser. Derefter indberettede 12 netvirksomheder (svarende til 90 % af kundemassen) omkostninger enten baseret på udførte projekter eller budgetomkostninger.

Netvirksomhederne indberettede på 21 forskellige komponentklasser, hvoraf de fleste er kendt fra benchmarking. For hver komponent var det muligt at indberette på fire forskellige zoner, hvor zone 1 er den tætteste bebyggede, og zone 4 er den mindst bebyggede zone. Disse zonebegreber er også parallelle med zonerne kendt fra benchmarking, og er ikke sammenlignelige med geozonerne benyttet til den geografiske differentiering.

Forsyningstilsynets tilkendegivelse af den hidtidige metode for standardtilslutningsbidrag for forbrug tog forbehold for omkostningsgrundlaget. Der var usikkerhed om, hvorvidt omkostningerne var indberettet med ens forudsætninger, samt at der kunne være indeholdt fordyrende rammevilkår, der burde være ekskluderet fra omkostningsgrundlaget¹². Daværende Dansk Energi har i processen under producentbetalingsmodellen med indsamling af enhedsomkostninger adresseret Forsyningstilsynets hidtidige forbehold. De resulterende omkostningsdata, som anvendes i nærværende metode, betragtes således som robuste, repræsentative og opgjort på en ensrettet måde.

Daværende Dansk Energi indsamlede og opbevarede alle data på omkostninger på fortrolig vis. Denne praksis er naturligvis fortsat i regi af Green Power Denmark. Daværende Dansk Energi sammenvægtede omkostningerne til nationale zonedifferentierede gennemsnitsomkostninger og satte derfor et minimumskrav for indberetninger, der kunne bruges til at danne en sammenvægtet standardomkostning. Dertil kommer, at der er arbejdet med at sikre opgørelsen af samlede anlægsomkostninger (nøglefærdige omkostninger inklusive etablering mv.). Slutteligt er omkostningerne afrundet.

Det underliggende datasæt, der ligger til grund for denne omkostningsanalyse, er af fortrolig karakter. Materialet herom kan af konkurrenceretlige grunde derfor alene på forespørgsel udleveres til Forsyningstilsynet til fortrolig gennemgang og behandling. Det er en gang udleveret i forbindelse med tilsynets behandling af producentbetalingsmodellen.

Da netvirksomhederne Cerius og Radius benytter deres egne enhedsomkostninger for netkomponenter, vil omkostningerne vedlagt i denne anmeldelse være baseret på omkostninger, der er rensset for indberetninger fra Cerius og Radius.

¹¹ Pristalsregulering er beskrevet i afsnit 6.6.

¹² Forsyningstilsynets tilkendegivelse af Dansk Energis branchevejledning om tilslutningsbidrag og standardtilslutningsbidrag findes [her](#).

Hvad angår omkostningerne til standardtilslutningsbidrag, er der taget udgangspunkt i en vægtning mellem omkostningerne i alle fire benchmarkzoner. Der udbygges kollektivt eldistributionsnet til at forsyne forbrugskunder i alle benchmarkzoner, hvorfor det vurderes at være en rimelig modelforudsætning, at det er alle zonerne, der benyttes til at fastlægge de individuelle enhedsomkostninger benyttet i modellen. Den konkrete vægtning mellem omkostningen i benchmarkzonerne er baseret på det relative forhold mellem antallet af komponenter i de fire benchmarkzoner. Mængderne stammer fra benchmarking-data fra 2020, så zonevægtningen for forbrugskunder tager udgangspunkt i den samme data som vægtningen for produktionskunder. Herved sikres en symmetri mellem metoderne for tilslutningsbidrag for produktion og forbrug. Dette giver en større gennemsigthed til gavn for både kunder og netvirksomhederne. Ved at lade vægtningen mellem zonerne hvile på benchmark-data mener Green Power Danmark, at dette er med til at sikre et rimelig og objektivt grundlag for den valgte vægtning.

4.8 Resulterende fulde standardtilslutningsomkostninger

De fulde standardtilslutningsomkostninger bestemmes af parametrene beskrevet i afsnit 4.1 til afsnit 4.7. Metoden giver mulighed for at justere inputparametrene, uden at der skal udarbejdes en helt ny metode for forbrugstilslutningsbidraget. Sker der en udvikling i samtidigheden for kundekategorierne, komponentomkostningerne eller størrelserne på komponenterne kan nye fulde standardtilslutningsomkostninger anmeldes som en justering af inputs. De fulde standardtilslutningsomkostninger beregnes ved brug af formel (1).

De resulterende fulde standardtilslutningsomkostninger, afrundet til nærmeste hele 5 kr./kW, fremgår af tabel 7.

En uddybning af beregningen fremgår af bilag 3.

Tabel 7 – Resulterende fulde standardtilslutningsomkostninger for kundekategorierne, 2025-takster

Kundekategori	Fuld standardtilslutningsomkostning
A-høj+	380 kr./kW
A-høj+maske	380 kr./kW
A-høj	1.140 kr./kW
A-lav	1.525 kr./kW
B-høj	1.670 kr./kW
B-lav	2.345 kr./kW
C	2.790 kr./kW

5. Geografisk differentiering

Med lovforslaget L37 vedtaget den 20. april 2023 blev der pr. 1. maj 2023 åbnet for geografisk differentiering af tariferingen af forbrugskunder tilsluttet på 10 kV eller derover.

Nærværende anmeldelse indeholder geografisk differentiering af standardtilslutningsbidraget for forbrugskunder tilsluttet på 10 kV og opefter.

Metoden benytter det samme geozonekort for forbrugstilslutningsbidrag, som til enhver tid er gældende for produktionstilslutningsbidrag¹³. Geozonekortets inddeling og opdateringskadence er den samme som til enhver tid gælder for produktionsstilslutningsbidrag.

Metoden for geografisk differentiering benyttes både til at fastlægge den geografisk differentierede tilslutningsomkostning for kunder tilsluttet på 10 kV og opefter (B-høj, A-lav, A-høj og A-høj+) samt at fastlægge tilslutningsomkostningen for kunder tilsluttet på lavspænding (C og B-lav).

Da det ikke er tilladt at differentiere tilslutningsbidraget geografisk for forbrugskunder tilsluttet lavspændingsnettet, fastlægges tilslutningsbidraget for C- og B-lav-kunder med udgangspunkt i den geografisk differentierede tilslutningsomkostning for kundekategorierne i gul geozone. Derved vil alle C- og B-lav-kunders tilslutningsbidrag være ens og tage udgangspunkt i, at kunderne er tilsluttet i en gul geozone. Ud fra en gennemsnitsbetragtning bidrager alle C- og B-lav-forbrugskunder til 0,4 kV- og 10-20 kV-nettet, som var det i grøn geozone (forbrugsdomineret), og til 30-60 kV-nettet, som var det gul geozone (blandet). Det sikrer, at C og B-lav-kunder på tværs af landet opkræves et omkostningsægte tilslutningsbidrag, fordi det svarer til den landsgennemsnitlige geozone.

5.1 Geozonekortet

Den geografiske differentiering følger de samme tre geozoner, som blev udarbejdet til producentbetalingsmodellen:

1. Rød geozone, de produktionsdominerede områder af Danmark.
2. Gul geozone, de blandede produktions- og forbrugsområder af Danmark.
3. Grøn geozone, de forbrugsdominerede områder af Danmark.

Formålet med den geografiske differentiering er at prissætte standardtilslutningsbidraget, i forhold til om netudbygningen i et område typisk og over tid drives af produktion eller forbrug. Dermed forsøges netsituationen beskrevet på lidt længere sigt og ikke ud fra, om der tilfældigvis er restkapacitet på det konkrete tidspunkt for nettilslutning. Denne tilgang sikrer over tid omkostningsdækning ved brug af standardtilslutningsbidrag og giver samtidig prissignaler til kunderne, som understøtter en effektiv udnyttelse af eldistributionsnettet.

Inddelingen af det danske eldistributionsnet i geozoner er opgjort pr. 132-150/10-60 kV-station. Formålet med at inddele på baggrund af 132-150/10-60 kV-stationer er at sikre, at alle spændingsniveauer tildeles en geozone. Dermed kan de baseres på udvekslingsdata i forhold til transmissionsnettet, som er af ensartet og høj kvalitet.

Inddelingen er foretaget på baggrund af seneste års måledata for indfødnings til og levering fra 132-150 kV-nettet og de underskrevne nettilslutningsaftaler for

¹³ Det gældende geozonekort kan findes via følgende side: [Tilslutningsbidrag for produktion | Green Power Denmark](#).

kommende produktionsanlæg og forbrugsanlæg over 5 MW. De opdateres derfor mindst hvert år, så geozoneinddelingen altid er opdateret i forhold til de relevante netforhold.

Inddelingen af det kollektive eldistributionsnet i geozoner blev foretaget under arbejdet med producentbetalingsmodellen. Metoden for fastsættelse af geozoner og kriterierne for de tre geozonekategorier fremgår af producentbetalingens anmeldelsesdokument Bilag 1: Uddybende metodebeskrivelse – Standardtilslutningsbidrag¹⁴, som Forsyningstilsynet tog til efterretning den 24. juni 2022¹⁵. Ændringer til inddelingen af geozonerne i led med opdateringen af producentbetalingen, hvis hidtidige branchevejledning har udløb pr. 31. december 2026, vil derfor også være gældende for standardtilslutningsbidraget for leveringsomfang til eldistributionsnettet.

Ved at benytte samme metode for geozoneinddelingen, som er kendt fra producentbetalingsmodellen, sikres et mere gennemsigtigt system, som tilsvarende understøtter en omkostningsægte betaling på tværs af kundekategorierne. Dette fordi omkostningsfordelingen mellem forbrug og produktion vil følges ad. I grønne geozoner vil forbrug bærer hovedparten af omkostningerne, mens produktion vil dække de resterende omkostninger og vice versa for røde geozoner. I gule geozoner deles omkostningerne mere ligeligt mellem forbrug og produktion.

5.2 Beregning af geografisk differentieret standardtilslutningsomkostning

Metoden for geografisk differentiering tager udgangspunkt i forskellen på omkostninger for etablering af net til levering af elektricitet til forbrugsanlæg og aftag af elektricitet fra produktionsanlæg. Dette skyldes, at den til tilslutning af enten produktion eller forbrug, som er størst i udgangspunktet, inkluderer store dele af omkostningerne til tilslutning af den anden kundetype.

For at sikre en omkostningsægte metode skal der være opkrævet den fulde standardtilslutningsomkostning i alle geozoner, når der er tilsluttet lige meget forbrug og produktion i samme kundekategori. Dette er uafhængigt af, om geozonen startede som grøn, gul eller rød.

Da der forstærkes og udbygges net på forskellige måder til hhv. indfødnig og levering af elektricitet grundet forskellene i forsyningsikkerhed og samtidighed, vil der være forskel i de to gruppers bidrag til etablering af kollektivt net.

Ved tilslutning af forbrugsanlæg bygges der oftest reservenet og reservestationer, hvilket ikke er tilfældet ved tilslutning af produktionsanlæg.

Det medfører, at omkostningerne til etablering af eldistributionsnet til tilslutning af forbrugsanlæg typisk er større end omkostningerne ved etablering af eldistributionsnet til tilslutning af produktionsanlæg.

¹⁴ Inddelingen i geozoner fremgår af afsnit 1.2 i Bilag 1: Uddybende metodebeskrivelse – Standardtilslutningsbidrag, som var en del af anmeldelsen af producentbetalingsmodellen, og kan findes via [her](#).

¹⁵ Forsyningstilsynets tilkendegivelse om Green Power Danmarks branchevejledning om producentbetaling kan findes [her](#).

Det vil derfor ikke være omkostningsægte eller rimeligt at dele de fulde omkostninger for etablering af net til både tilslutning af forbrugs- og produktionsanlæg mellem ejerne af de respektive anlæg.

Da forbrugskunder giver anledning til et større udbygningsbehov end produktionskunder, er det mest rimeligt og omkostningsægte, hvis forskellen mellem omkostningen for tilslutning af forbrug og omkostningen for tilslutning af produktion dækkes af forbrugskunden, idet det udelukkende er forbrugskundens forbrugsanlæg, der giver anledning til disse omkostninger, særligt grundet etablering af en større forsyningssikkerhed.

Det medfører, at det kun er etableringsomkostningerne, der er nødvendige for tilslutning af produktionsanlægget, der kan geografisk differentieres, og derved fordeles mellem forbrugskunder og produktionskunder.

I producentbetalingsmodellen blev der indført tre geografiske zoner med hver deres benyttelsesfaktor, hhv. rød geozone med en benyttelsesfaktor på 95 %, gul geozone med en benyttelsesfaktor på 50 % og grøn geozone med en benyttelsesfaktor på 10 % af standardomkostningen for tilslutning af produktion.

Det betyder, at produktion i røde geozoner skal bidrage med 95 % af standardomkostningen, som et produktionsanlæg vil give anledning til i et eldistributionsnet udelukkende bestående af produktion.

Derved mangler der en dækning på 5 % samt forskellen på standardomkostningerne for tilslutning af hhv. forbrugsanlæg og produktionsanlæg på samme niveau. En forbrugskunde tilsluttet på A-lav niveau vil derfor skulle bidrage med 5 % af de standardomkostninger, en A-lav produktionskunde giver anledning til, plus forskellen i standardomkostningen for tilslutning af hhv. et forbrugsanlæg og et produktionsanlæg af samme størrelse i kundekategorien A-lav.

Den geografiske differentiering af standardtilslutningsomkostningerne for forbrug kan opstilles som beskrevet i formel (2).

$$C_{xgf} = C_{xf} - C_{xp} + DC_x \cdot \lambda_g + C_{felt_x} \quad (2)$$

Hvor,

- C_{xgf} er den geografisk differentierede tilslutningsomkostning for kundekategori x i den pågældende geozone g ,
- C_{xf} er tilslutningsomkostningen for forbrugskunder i kundekategori x ,
- C_{xp} er tilslutningsomkostningen for produktionskunder i kundekategori x ,
- DC_x er den differentierbare del af omkostningen for kundekategori x ,
- λ_g er benyttelsesfaktoren for geozone g og
- C_{felt_x} er omkostninger til tilslutningsfelt for kundekategori x .

Beregningen af de geografisk differentierede standardtilslutningsomkostninger fremgår af bilag 4.

5.2.1 Særligt forhold for A-høj+ og A-høj+maske

Hvad angår tilslutning af A-høj+ og A-høj+maske-forbrugskunder, så skal disse bidrage til et 30-60 kV-kabel. Dette gør sig ikke gældende i samme grad for kundekategorierne på produktion, hvor kun A-høj+maske-kunder bidrager til 30-60 kV-nettet.

Det 30-60 kV-net, som producenter på A-høj bidrager til, kan dog også benyttes for A-høj+-kunder. Derfor sættes den differentierbare del af den fulde standardtilslutningsomkostning (DC_x) for A-høj+- og A-høj+maske-forbrugskunder til at udgøre samme procentdel af den fulde standardtilslutningsomkostning, som den geografiske differentiering af A-høj-forbrugskunder beregnes med.

Det betyder, at den differentierbare del af omkostningen for kundekategorierne A-høj+ og A-høj+maske udgør 46 % af de fulde standardtilslutningsomkostninger for kundekategorierne, svarende til 207 kr./kW.

5.3 Tildeling af geozoner til forbrugskunder

Ved indgåelse af en nettilslutningsaftale for en ny forbrugskunde eller ændring af en nettilslutningsaftale efter 1. januar 2025, fastlægger netvirksomheden tilslutningens geozone for forbrugskunden pba. af geozonekortet på tidspunktet for nettilslutningsaftalens fremsendelse.

Geozonens kategori (rød, gul eller grøn) opdateres mindst en gang årligt, som beskrevet i branchevejledningen for producentbetaling. Forbrugskunden skal betale standardtilslutningsbidrag pba. geozonens geozonekategori på tidspunktet for netvirksomhedens fremsendelse af forbrugskundens nettilslutningsaftale.

Netvirksomhederne fastlægger ikke geozoner for forbrugskunder, der indgår en nettilslutningsaftale eller ændrer en eksisterende aftale inden 1. januar 2025.

Geozonen, bestemmes efter følgende principper:

- Et forbrugsanlæg, der tilsluttes direkte til det kollektive eldistributionsnet, skal betale et standardtilslutningsbidrag pba. geozonen på den nærmeste station med 30-60 kV. Dvs. den geozone, som anlægget geografisk er placeret i.
- Et forbrugsanlæg, der tilsluttes i et eksisterende produktionsanlæg, skal betale et tilslutningsbidrag pba. geozonekategorien for den geozone, som produktionsanlægget har betalt tilslutningsbidrag på baggrund af. Dvs. at et forbrugsanlæg, der tilsluttes et produktionsanlæg, der har gjort brug af dispensationsreglen i VE-nettilslutningsbekendtgørelsens §4, skal stille tilslutningsbidrag pba. geozonekategorien for den geozone, som produktionsanlægget er tilsluttet i, som ikke nødvendigvis er den geozone, som produktionsanlægget eller forbrugsanlægget er geografisk placeret i. Der skal svares standardtilslutningsbidrag ud fra geozonens gældende geozonekategori på tidspunktet for netvirksomhedens fremsendelse af forbrugskundens nettilslutningsaftale, geozonekategorien kan derfor være skiftet siden produktionsanlægget blev tilsluttet.

6. Beregning af standardtilslutningsbidrag

Med de geografisk differentierede standardtilslutningsomkostninger beregnet kan de endelige tilslutningsbidrag fastlægges.

Standardtilslutningsbidraget består af 67 % af den geografisk differentierede standardtilslutningsomkostning. De sidste 33 % af den geografisk differentierede standardtilslutningsomkostning opkræves ikke via standardtilslutningsbidraget, men opkræves i stedet via den løbende forbrugstarif. Opdelingen af opkrævningen af standardtilslutningsomkostningen mellem standardtilslutningsbidrag og den løbende tarif kaldes afvejning.

6.1 Standardtilslutningsomkostninger

Standardtilslutningsomkostningerne for alle geozonekategorier fremgår af dette afsnit og er beregnet pba. de fulde standardtilslutningsomkostninger.

6.1.1 Standardtilslutningsomkostninger for C- og B-lav-kunder

C- og B-lav-kunder bliver tilsluttet i lavspændingsnettet (0,4 kV). Det er ikke tilladt at foretage geografisk differentiering af disse kundekategoriens betaling. Pålægges kundekategoriene den fulde standardtilslutningsomkostning for tilslutning af forbrug i 0,4 kV-nettet, vil metoden ikke være omkostningsægte, da der vil være færre omkostninger ved at tilslutte forbrugsanlæg i røde geozoner end i grønne geozoner.

Ud fra en gennemsnitsbetragtning bidrager alle C- og B-lav-kunder til 0,4 kV- og 10-20 kV-nettet, som var det i grøn geozone (forbrugsdomineret), og til 30-60 kV-nettet, som var det gul geozone (blandet). Det sikrer, at C og B-lav-kunder på tværs af landet opkræves et omkostningsægte tilslutningsbidrag, fordi det svarer til den landsgennemsnitlige geozone.

Standardtilslutningsomkostningen for forbrugskunder tilsluttet som C- eller B-lav-kunder beregnes derfor, som det fremgår af tabel 24 og tabel 25 i bilag 4 og afrundes til nærmeste heltal, der går op i fem.

Dette resulterer i standardtilslutningsomkostningerne, der fremgår af tabel 8.

Tabel 8 - Standardtilslutningsomkostning for C- og B-lav-kunder i 2025-takster

Kundekategori	Tilslutningsomkostning
B-lav	1.745 kr./kW
C	1.965 kr./kW

6.1.2 Standardtilslutningsomkostninger for kunder tilsluttet på 10 kV eller højere

For kunder, der tilsluttes på 10 kV eller højere, foretages der geografisk differentiering af standardtilslutningsomkostningen.

På baggrund af dataindsamling hos syv netvirksomheder er det konstateret, at 10-20 kV hovedsageligt er dimensioneret efter forbrug, uanset netområdets geozonekategori. Derfor bidrager kunder altid til 10-20 kV-nettet som værende

forbrugsdomineret, dvs. grøn geozonekategori. Der differentieres derfor udelukkende på standardtilslutningsomkostningen for 30-60 kV-nettet.

Beregningen af standardtilslutningsomkostningerne for kunder tilsluttet på 10 kV eller højere fremgår af bilag 4.

Resultatet er opsummeret i tabel 9.

Tabel 9 - Standardtilslutningsomkostning for kunder tilsluttet på 10 kV eller højere i 2025-takster

Kundekategori	Geozone		
	Grøn [kr./kW]	Gul [kr./kW]	Rød [kr./kW]
B-høj	1.675	1.280	840
A-lav	1.485	1.090	650
A-høj	1.155	895	605
A-høj+	400	315	215
A-høj+maske	400	315	215

6.2 Afvejning mellem standardtilslutningsbidrag og forbrugstariffen

Standardtilslutningsbidraget er den betaling, som kunder betaler for at erhverve et leveringsomfang til eldistributionsnettet.

Standardtilslutningsbidragets størrelse er en afvejning mellem standardomkostningen ved en kundes tilslutning og en rimelig betaling for adgang til det eksisterende kollektive eldistributionsnet og fordelingen af omkostninger til ny- og reinvesteringer mellem nye og eksisterende kunder.

Standardtilslutningsbidraget fastsættes som 67 % af standardomkostningen. De resterende 33 % afvejes til at indgå i omkostningerne, der opkræves på den løbende forbrugstarif. Det er den samme afvejning, som anvendtes i den hidtidige branchevejledning for forbrugsstandardtilslutningsbidrag.

Standardtilslutningsomkostningen beregnes som beskrevet i afsnit 4 og afsnit 5.

Fordi kunder deles om komponenter, er omkostningen ved at tilslutte et antal nye kunder lavere, end hvis der skulle etableres eldistributionsnet til hver enkelt kunde. Standardtilslutningsomkostningen er altså en marginal omkostning for at tilslutte nye kunder i det eksisterende eldistributionsnet.

Den løbende forbrugstarif dækker (udover nettab, drift og vedligehold og forrentning) omkostninger til afskrivninger, som skal dække både reinvesteringer og nyinvesteringer, idet nyinvesteringer ikke dækkes fuldt af standardtilslutningsbidrag. Dvs. omkostninger til at vedligeholde eksisterende kapacitet og en del af omkostningen ved at udbygge og forstærke nettets kapacitet dækkes via den løbende forbrugstarif.

Det er her et hensyn, at eksisterende kunder har været tilsluttet eldistributionsnettet i vidt forskellige antal år og har betalt standardtilslutningsbidrag efter forskellige

tariferingsregimer – inkl. intet bidrag overhovedet. De omkostninger til nyinvesteringer, der historisk ikke er dækket af tilslutningsbidrag, er nye og eksisterende kunder med til at dække over den løbende tarif. Det er derfor rimeligt, at en mindre andel af omkostningerne til nyinvestering dækkes via den løbende tarif, ligesom det er rimeligt, at nye kunder bidrager til reinvesteringer.

Fastsættelsen af afvejningens størrelse til 33 % er ud fra en balancering af hensyn til, at tilslutningsbidragets størrelse ikke bliver en barriere for kundens nødvendige tilslutning, ændringen af fordelingen af omkostninger opkrævet ved nye og eksisterende kunder og den tyngde, der kan lægges på forbrugstariffen mhp. at sikre styrken af forbrugstariffens tidsdifferentierede incitament til at udnytte eldistributionsnettet effektivt.

En mindre afvejning (større andel opkrævet via standardtilslutningsbidrag) vil skabe omfordeling fra eksisterende kunder til nye kunder, fordi det svagt reducerer alle kunders løbende tariffbetaling og mærkbart ville øge mængden af omkostninger opkrævet på standardtilslutningsbidraget, som kun betales af nye kunder. Omvendt vil større afvejning (lavere standardtilslutningsbidrag) komme nye kunder til gode, idet flere omkostninger ville blive opkrævet via den løbende forbrugstarif ved både nye og eksisterende kunder.

Det er derfor en samlet vurdering, at en fortsat afvejning på 33 % er den mest hensigtsmæssige balance mellem omkostningsægthed, rimelighed og gennemsigthed i betalingsmodellen, hvad angår opkrævning af nyinvesteringer og fordeling af omkostninger mellem nye og eksisterende kunder.

6.3 Sagsbehandlingsomkostninger

Når en ny forbrugskunde skal tilsluttes eller en eksisterende forbrugskundes leveringsomfang skal udvides, bruger netvirksomheden ressourcer på sagsbehandling af tilslutningssagen.

For forbrugskunder, der skal tilsluttes på 10 kV eller højere, varierer sagsomkostningerne meget efter kompleksiteten af tilslutningssagen. Derfor opkræves omkostninger til sagsbehandling direkte fra kunden pr. faktura, dvs. det indgår ikke i standardtilslutningsbidraget. Det sikrer, at kunder med mere simple sagsbehandlingsforløb ikke opkræves omkostninger forbundet med andre kunder med mere komplicerede sagsbehandlingsforløb. Det vurderes både at være rimeligt og omkostningsægte.

For forbrugskunder tilsluttet lavspændingsnettet (C- og B-lav-kunder) er sagsbehandlingsforløbene mindre komplicerede, ligesom sagsbehandlingstiden på tværs af kunderne varierer mindre.

Der er indsamlet gennemsnitlige sagsbehandlingsomkostninger for C- og B-lav-kunder på tværs af syv netvirksomheder. Den gennemsnitlige sagsbehandlingsomkostning for en C- eller B-lav-kunde er 600 kr. Det vurderes, at en gennemsnitlig C- og B-lav-kunde køber et leveringsomfang på 20 kW. Derfor fastsættes sagsbehandlingsomkostningen for C- og B-lav-kunder til 30 kr. pr. kW.

Sagsbehandlingsomkostningen lægges oven i den afvejede standardtilslutningsomkostning og indgår således i det samlede standardtilslutningsbidrag, der betales

ved tilslutning af nye kunder. Derved opkræves sagsbehandlingsomkostningen ikke via den løbende tarif.

6.4 Standardtilslutningsbidrag

Med standardtilslutningsomkostningerne opgjort kan de endelige standardtilslutningsbidrag opgøres.

Standardtilslutningsbidraget udgør 67 % af standardtilslutningsomkostningen. For C- og B-lav-kunder lægges sagsbehandlingsomkostningen på 30 kr./kW oven i de 67 % af standardtilslutningsomkostningen. Standardtilslutningsbidragene afrundes til nærmeste heltal, som går op i fem.

Det medfører standardtilslutningsbidrag, som fremgår af tabel 10.

Tabel 10 - Standardtilslutningsbidrag 2025-takster

Kundekategori	Geozone		
	Grøn [kr./kW]	Gul [kr./kW]	Rød [kr./kW]
Små 1- og 3-fasede installationer på 1 kW	1.345	1.345	1.345
C	1.345	1.345	1.345
B-lav	1.200	1.200	1.200
B-høj	1.120	860	560
A-lav	995	730	435
A-høj	775	600	405
A-høj+	270	210	145
A-høj+maske	270	210	145

En sammenligning mellem taksterne for den hidtidige branchevejledning for forbrugstilslutningsbidrag og taksterne i nærværende branchevejledning fremgår af Bilag 5.

6.5 Omkostningsfrit indfødningsomfang

Ved køb af et forbrugsleveringsomfang som C- eller B-lav-kunde medfølger et omkostningsfrit indfødningsomfang.

Det omkostningsfrie indfødningsomfang giver kunden et indfødningsomfang svarende til en procentsats af forbrugsleveringsomfanget. Kunden kan fortsat kun tilslutte produktion i en eksisterende forbrugsinstallation, hvis netvirksomheden anviser produktionsanlægget tilslutningspunkt i den eksisterende forbrugsinstallation.

Netvirksomhederne anviser tilslutningspunkt for produktion jf. VE-nettilslutningsbekendtgørelsen¹⁶.

¹⁶ Bekendtgørelse om nettilslutning af vindmøller, solcelleanlæg, bølgekraftanlæg og vandkraftværker.

Det omkostningsfrie indfødningsomfang er anmeldt som en del af branchevejledningen for ændring til branchevejledning af producentbetalingsmodellen.

6.6 Pristalsregulering af standardtilslutningsbidrag

Standardtilslutningsbidragene bliver årligt pristalsreguleret med reguleringsprisindekset. Reguleringsindekset er det indeks, som netvirksomhedernes indtægtsrammer pristalsreguleres med jf. indtægtsrammebekendtgørelsen § 26¹⁷.

Pristalsfremskrivning følger den til enhver tid gældende metode for pristalsfremskrivning af produktionsstandardtilslutningsbidrag for at sikre størst mulig sammenhæng mellem for producenters og forbrugeres standardtilslutningsbidrag. Pristalsreguleringen sker forud for det år, standardtilslutningsbidragene er gældende i ved anvendelse af den seneste realiserede helårsvækst i reguleringsprisindekset.¹⁸ De årligt pristalsregulerede standardtilslutningsbidrag anmeldes til register i Forsyningstilsynet.

Det er den samme metode for pristalsregulering som bruges i den hidtidige model for forbrugsstandardtilslutningsbidrag og den nugældende model for produktionsstandardtilslutningsbidrag.

Standardtilslutningsbidragene i denne anmeldelse, som vil gælde i 2025 (forudsat Forsyningstilsynets tilkendegivelse), er beregnet ud fra standardomkostninger, som er pristalsreguleret til 2023-omkostninger, som jf. fremskrivningsmetoden er det omkostningsår, der ligger til grund for standardtilslutningsbidrag opkrævet i 2025.

Standardtilslutningsbidrag for forbrug pristalsfremskrives dermed første gang ved årsskiftet 2025/2026 med væksten i reguleringsprisindekset mellem 2023-2024.

Lønindekset, der udgør 50 % af reguleringsprisindekset, for 4. kvartal 2023 er endnu ikke offentliggjort på tidspunktet for fremsendelsen af nærværende metode til Forsyningstilsynet. Som antagelse for lønindekset i 4. kvartal 2023 bruges Forsyningstilsynets fremskrivning, som Forsyningstilsynet laver ifm. indtægtsrammemodellen. Prisindekset, der udgør de resterende 50 % af reguleringsprisindekset, er udkommet for hele 2023, dvs. der bruges det faktiske indeks.

6.7 Over- og underliggende netvirksomheder

Der findes eldistributionsnet, hvor det er forskellige netvirksomheder, der har bevilningen til 0,4 kV, 10-20 kV- og 30-60 kV-nettet. I sådanne konstellationer kan en tilslutning belaste netkomponenter ejet af forskellige netvirksomheder.

For at sikre gennemsigtighed betaler forbrugeren det fulde standardtilslutningsbidrag til den netvirksomhed, der har netbevillingen på det spændingsniveau, hvor kunden tilsluttes.

Underliggende netvirksomheder betaler standardtilslutningsbidrag til det overliggende net efter taksten for kundekategorien på det spændingsniveau, hvor den underliggende netvirksomhed tilsluttes.

¹⁷ Bekendtgørelse om indtægtsrammer for netvirksomheder, BEK nr. 444 af 27/04/2023.

¹⁸ Pristalsregulering forud for året, standardtilslutningsbidraget er gældende i, med den seneste realiserede helårsvækst, betyder, at standardtilslutningsbidrag opkrævet i 2025 er pristalsreguleret med væksten i reguleringsprisindekset fra 2022 til 2023.

Underliggende netvirksomheder har ikke et omkostningsfrit indfødningsomfang, fordi underliggende netvirksomheder ikke er egenproducenter.

7. Kunders valg af leveringsomfang

Med ændringerne for kundekategorierne lægges der i nærværende metode op til endnu mere selvbestemmelse for kunderne, når det kommer til størrelsen af leveringsomfanget. De seks boligkategorier, som udgår med indførelsen af nærværende metode, havde alle et fastsat leveringsomfang. Derved var det ikke muligt for forbrugskunder, der forventede et lavere effekttræk, at købe et mindre leveringsomfang til et tilsvarende lavere tilslutningsbidrag.

Med den nye metode får både store og små forbrugskunder mulighed for at tilkøbe et leveringsomfang pba. kundens forventede maksimale effekttræk. Dette giver kunderne incitament til at købe et leveringsomfang, som er mere afstemt til deres forbrugsinstallation. Af praktiske hensyn og for at undgå unødigt spekulation i for små leveringsomfang, som ikke vil afspejle kundernes behov, indføres der en minimumsgrænse for køb af leveringsomfang. Minimumsgrænsen fastsættes til 7 kW for alle kundekategorier med undtagelse af kundekategorien 'Små 1- og 3-fasede installationer'.

Minimumsgrænsen er fastsæt med udgangspunkt i boligkategorien med det laveste leveringsomfang i den hidtidige metode, som er boligkategorien ungdoms-, ældre- og plejebolig med et leveringsomfang på 10 A svarende til 6,9 kW.

Derudover vurderes 7 kW rimeligt som en minimumsgrænse for køb af leveringsomfang. Der tages højde for både sagsbyrden ved udvidelser af leveringsomfang, som vil opstå, hvis der generelt købes et for lille leveringsomfang, og kundernes forskellige installationer, som kan bestå af flere eller færre forbrugsapparaturer. Det frie valg af leveringsomfang er et paradigmeskifte og vil antageligt medføre, at kunderne overvejer deres brug af det kollektive eldistributionsnet i højere grad. Med henblik på at understøtte kunderne i dette arbejde udarbejdes der vejledende størrelser for typiske forbrugsinstallationer, hvoraf et eksempel fremgår af figur 4.



Figur 4 - Eksempel på vejledende materiale angående størrelse på leveringsomfang for boligkunder

Kundekategorien 'Små 1- og 3-fasede installationer' er undtaget for minimumsgrænsen for køb af leveringsomfang. Med denne kundekategori følger et fastsat leveringsomfang på 1 kW. Kunder kan kun blive tilsluttet i denne kundekategori, hvis de opfylder en række kriterier specificeret i anmeldelsen for ændring af tilslutningsbestemmelser og på betingelse af, at kunden ikke giver anledning til forstærkning eller udbygning i det kollektive eldistributionsnet.

Hvis kriterierne ikke er opfyldt, skal kunden betale tilslutningsbidrag for minimum 7 kW på lige fod med alle andre forbrugskunder.

8. Anvisning af tilslutningspunkt

Netvirksomhederne anviser altid tilslutningspunktet til det kollektive eldistributionsnet.

Netvirksomhedernes bevilling tillader netvirksomhederne at etablere og drifte kollektivt net. Det er netop ved etableringen og driften af kollektivt eldistributionsnet, at der ligger en stor værdi for brugerne af nettet, da flere kunder kan benytte samme komponenter. Kan der etableres komponenter, der kan benyttes af flere kunder, stiger den effektive udnyttelse derfor af komponenterne.

Den hidtidige branchevejledning for forbrugstilslutningsbidrag¹⁹ bygger på, at netvirksomhederne normalt anviser tilslutningspunkt indenfor 30 meter fra skel i byzoner. For kunder, der tilsluttes udenfor byzoner, opkræves der tilslutningsbidrag jf. reglerne om beregning af tilslutningsbidrag i landzone og sommerhusområder mm. for forbrugsinstallationer beskrevet i tilslutningsbestemmelsernes afsnit 3.4.1.2²⁰.

¹⁹ Forsyningstilsynets tilkendegivelse af Dansk Energis branchevejledninger for tilslutningsbidrag og standardtilslutningsbidrag kan findes [her](#).

²⁰ Netselskabernes bestemmelser for tilslutning til og brug af distributionsnettet pr. 1. januar 2023 ("Tilslutningsbestemmelserne").

Nærværende branchevejledning tager udgangspunkt i, at der typisk ikke bygges forskelligt eldistributionsnet til kunder, uanset om kunder tilsluttes i byzone eller landzone. Det forventes, at effekttrækket fra sommerhuse og landejendomme ligeledes vil stige fremadrettet, hvorfor forskellene mellem byzone og landzone og sommerhusområder udviskes.

Derfor afskaffes reglen for beregning af tilslutningsbidrag i landzone og sommerhusområder mm. for forbrugsinstallationer.

Standardtilslutningsbidrag rummer omkostningerne til, at der etableres kollektivt eldistributionsnet. Derved udbygger netvirksomhederne kollektivt eldistributionsnet til kunden. Er en kunde placeret langt fra det eksisterende kollektive eldistributionsnet i et område, hvor der ikke er andre kunder, eller forventes det, at andre kunder ønsker at blive tilsluttet, udbygger netvirksomhederne ikke eldistributionsnet helt ud til kunden, da der i så fald ikke er tale om kollektivt eldistributionsnet. Derved kan det opstå, at netvirksomhederne kun fremfører kollektivt eldistributionsnet et stykke af afstanden til kunden, hvorfor kunden selv må etablere privat net til det anviste tilslutningspunkt.

Der kan være kunder, som af forskellige årsager ikke kan bygge privat net ud til det anviste tilslutningspunkt. I disse tilfælde kan kunden anmode netvirksomheden om at bygge eldistributionen mod faktiske omkostninger for udbygning af net fra det oprindelige anviste tilslutningspunkt helt ud til kundens matrikel.

Den konkrete implementering af afskaffelsen af reglen om beregning af tilslutningsbidrag i landzone og sommerhusområder mm. for forbrugsinstallationer og netvirksomhedernes anvisning af tilslutningspunkt samt fremføring af net helt ud til kundens matrikel beskrives i Tilslutningsbestemmelserne²¹.

9. Fælles leveringsomfang

Med bortskaffelse af boligkategorierne for tilslutninger på C-niveau, som beskrevet i afsnit 4.3.1, ønskes det at tillade, at én bygning med flere kunder tilsluttes med et fælles leveringsomfang, dog mindst 7 kW jf. afsnit 7. Dette medfører, at reglen om betaling af tilslutningsbidrag ved kollektiv måling i boliger mv., som beskrevet i afsnit 3.4.1.4 i de hidtidige tilslutningsbestemmelserne, udgår.

I tilslutningspunktet vil der jf. nærværende branchemetode ikke være forskel på tilslutning af én bygning med 10 kunder med et leveringsomfang på fx 100 kW eller én bygning med én kunde med et leveringsomfang på 100 kW. Dette følger af afskaffelsen af kundekategorier, som beskrevet i afsnit 4.3.1, hvor det grundet ændringer i elforbruget ikke vurderes rimeligt at opdele i boligkategorier.

Muligheden for et fælles leveringsomfang for kunder i én bygning medfører ikke forskelsbehandling af kunderne i bygningen, da alle kunder i bygningen er omfattet af det fælles leveringsomfang, uanset om de er kollektivt eller individuelt målt. Ved det fælles leveringsomfang fjernes den hidtidige forskel mellem

²¹ Anmeldelsen af branchevejledning for Tilslutningsbestemmelserne pr. 1. januar 2025.

boligkategorierne for tilslutninger på C-niveau og erhvervs-kategorien. Alle kundetyperne gives med denne branchevejledning rettighed til at benytte et fælles leveringsomfang i én bygning.

Netvirksomheden anvender bygningens BBR-oplysning til at fastslå antallet af bygninger, og om en bygning forsyner flere kunder.

Hvis BBR-registret er ufuldstændigt ved tilslutningen eller ændres efter tilslutningen af én bygning, kan netvirksomheden kræve, at det fælles leveringsomfang bringes i overensstemmelse med lovgivning og netvirksomhedens godkendte metoder, herunder tilslutningsbestemmelser med eventuelle omkostninger for kunderne. Reglen om én bygning jf. BBR-registret er drøftet med Energistyrelsen i forbindelse med drøftelser om tolkning af bekendtgørelse for interne elektricitetsforbindelser.

Med den nye regel kan fx lejligheder eller rækkehuse i én bygning blive tilsluttet med et fælles leveringsomfang pr. bygning til fordel for kunderne, der dermed deler et fælles leveringsomfang. 10 lejligheder skal fx ikke længere svare standardtilslutningsbidrag for 16 A (11.1 kW) pr. lejlighed, 111 kW til sammen, men kan købe et fælles leveringsomfang, der er mindre, på fx 80 kW. Dermed bliver reglerne for private boliger og erhverv ens. I én erhvervsbygning kan der med de gældende regler være flere erhverv (lejere) med fælles leveringsomfang. Den nye metode gør ikke forskel på, om én etageejendom med boliger er erhverv (lejeboliger) eller fx ejerlejligheder. Alle kan blive tilsluttet med ét fælles leveringsomfang, hvis der er tale om én bygning.

Netvirksomheden sætter stadig elmålere op i hver boligenhed, medmindre boligerne ønskes kollektiv målt. Ved individuel måling overvåges det fælles leveringsomfang ved at summere målingerne fra alle boligenhederne, der er tilsluttet med fælles leveringsomfang. Dermed kan kunderne stadig frit vælge elleverandør jf. lovgivningen, selv om de har ét fælles leveringsomfang.

De nye regler for fælles leveringsomfang anmeldes ligeledes i 'Branchevejledning for tilslutning til og brug af distributionsnettet (Tilslutningsbestemmelserne)'.

10. Regler for egenproducenter

Kunder, der både ønsker at kunne indføre og aftage effekt fra det kollektive eldistributionsnet, skal erhverve sig både et leveringsomfang og et indfødningsomfang.

For C- og B-lav-kunder medfølger der et indfødningsomfang som beskrevet i afsnit 6.5.

Kunder tilsluttet på 10 kV-nettet og højere skal svare standardtilslutningsbidrag for leveringsomfang svarende til den effekt, som kunden ønsker at kunne aftage fra eldistributionsnettet og standardtilslutningsbidrag for indfødningsomfang svarende til den effekt, som kunden ønsker at kunne indføre til eldistributionsnettet.

Kunder kan erhverve sig forskellige størrelser på indfødningsomfang og leveringsomfang.

Kunder, der har fået tilladelse til etablering af en direkte linje-konstellation, skal således svare standardtilslutningsbidrag for både det ønskede leveringsomfang og det ønskede indfødningsomfang efter gældende takster. Jf. afsnit 5.3 i nærværende branchevejledning og afsnit 1.2.10 i branchevejledningen for producentbetalings bilag 'Bilag 1: Uddybende metodebeskrivelse Standardtilslutningsbidrag' vil standardtilslutningsbidraget for indfødningsomfanget og leveringsomfanget skulle stilles pba. samme geozone.

11. Overgang for eksisterende kunder

Nærværende branchevejledning er gældende for alle nye og eksisterende kunder, som ønsker et nyt leveringsomfang eller udvidelse af et eksisterende leveringsomfang.

En eksisterende kunde er en kunde der, er tilsluttet det kollektive eldistributionsnet, har indgået skriftlig aftale om tilslutning eller hvis tilmelding er behandlet af netvirksomheden inden ikrafttrædelsen af nærværende branchevejledning.

11.1 Leveringsomfang for eksisterende kunder

Eksisterende kunders leveringsomfang bliver omregnet fra ampere til kW eller fra MVA til kW med en effektfaktor på 1. Eksisterende kunders leveringsomfang vil være det samme som hidtil, blot opgjort i enheden kW eller MW i stedet for ampere eller MVA.

For kunder med leveringsomfang i ampere omregnes leveringsomfang ved brug af formel (3).

$$L0_{kW} = \frac{L0_A \cdot \frac{400}{\sqrt{3}} \cdot 3}{1000} \quad (3)$$

Hvor,

- $L0_{kW}$ er kundens leveringsomfang i kW og
- $L0_A$ er kundens leveringsomfang i ampere.

Det resulterende leveringsomfang i kW afrundes til 1 decimal.

For kunder med et leveringsomfang i MVA vil leveringsomfanget efter ikrafttrædelsen af nærværende branchevejledning være af samme størrelse i MW. Har en kunde et leveringsomfang på 1 MVA, vil det nye leveringsomfang således være på 1 MW svarende til 1.000 kW.

11.1.1 Eksempel for kunde med et leveringsomfang på 25 A

For en kunde med et leveringsomfang på 25 A vil leveringsomfanget ved ikrafttrædelsen af branchevejledningen blive omregnet til 17,3 kW ved brug af formel (3).

11.2 Omkostningsfrit indfødningsomfang

Som beskrevet i branchevejledningen for ændring til branchevejledning for producentbetaling tildeles alle eksisterende og nye forbrugskunder på C og B-lav et omkostningsfrit indfødningsomfang, som giver alle forbrugskunder et indfødningsomfang.

For mere om det omkostningsfrie indfødningsomfang og størrelsen herpå henvises til branchevejledningen for ændring til branchevejledning af producentbetaling.

Ikke godkendt

Bilag 1. Analyse af samtidigheden

Dette bilag beskriver, hvordan analysen af kundekategoriernes samtidighed er foretaget.

Dataindsamling

Der er indsamlet måledata fra 270.504 kunder tilsluttet netvirksomhederne Radius, Dinel og N1. Kunderne fordeler sig på kundekategorierne, som fremgår af tabel 11.

Der er ingen måledata for A-høj, A-høj+ og A-høj+maske. Samtidigheden for disse kundekategorier bygger derfor på antagelser om kundernes brug af nettet samt den kollektive samtidighed på de pågældende tilslutningsniveauer.

Tabel 11 - Fordeling af målepunkter på kundekategorier

Kundekategori	Målepunkter
C	265.431
B-lav	5.010
B-høj	42
A-lav	21
A-høj	0
A-høj+	0
A-høj+maske	0

Kunderne er fordelt på 76 30-60 kV-stationer og 5.805 10-20/0,4 kV-stationer.

Samtidigheden beregnes ved at dividere det købte leveringsomfang et givent sted i nettet med det faktiske maksimale effekttræk samme sted i nettet indenfor et år.

Samtidigheden er beregnet for alle tilslutningsniveauer. Det betyder, at der er beregnet 5.805 samtidigheder for tilslutningsniveauerne C, og B-lav og 76 samtidigheder for tilslutningsniveauerne B-høj og A-lav.

Når samtidigheden beregnes for kunder, der tilsluttes på B-lav, B-høj og A-lav, ses der bort fra samtidigheden på tilslutningsniveauer, hvorunder der kun er tilsluttet C-kunder.

Ved etableringen af en ny netstation ved netvirksomheden ikke, om kunderne, der tilsluttes netstationen, medfører en samtidighed i den høje eller lave ende af de samtidigheder, der er beregnet for de 5.805 netstationer. Da det er omkostningstungt at skulle grave nye kabler ned inden for en kort årrække, kan der ikke bygges net efter den gennemsnitlige samtidighed. Derfor benyttes 90 %-fraktilen af alle samtidighederne for det pågældende tilslutningsniveau. Dette sikrer, at nettet kan bære kunderne, der tilsluttes, og sikrer derfor den mest omkostningseffektive etablering af det kollektive eldistributionsnet.

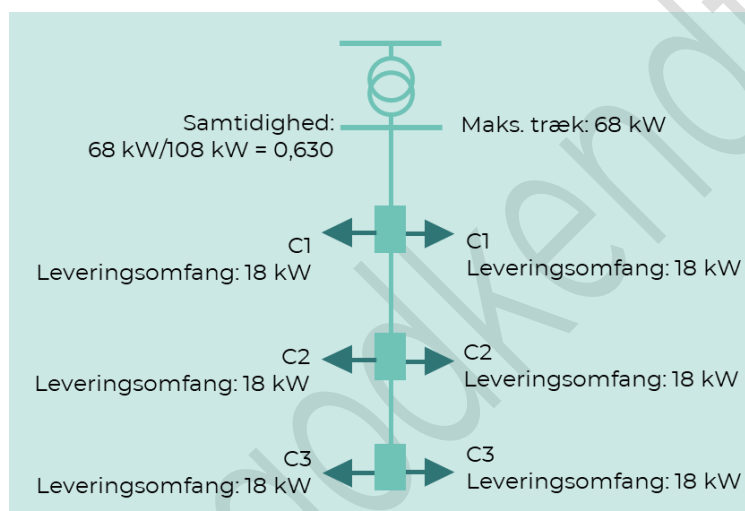
Kollektiv samtidighed

Den kollektive samtidighed er samtidigheden for alle kunder tilsluttet under et givent punkt i eldistributionsnettet.

Fx er den kollektive samtidighed lige inden sekundærskinnen i en 30-60/10-20 kV-station summen af leveringsomfanget for alle C-, B-lav- og B-høj-kunder tilsluttet under det pågældende punkt i nettet divideret med den største effekt, der løb igennem punktet i det forrige år.

Efter den metode kan der beregnes en kollektiv samtidighed for alle tilslutningsniveauer i nettet. Den kollektive samtidighed mellem to punkter i nettet antages at være lineær, som beskrevet nedenfor.

Af figur 5 fremgår et eksempel på den kollektive samtidighed for en 10-20/0,4 kV-station.



Figur 5 - Eksempel på samtidighed for 10-20/0,4 kV-station

Samtidigheden beregnet i figur 5 repræsenterer samtidigheden for alle C-kunderne tilsluttet under den pågældende 10-20/0,4 kV-station. Samtidigheden i det yderste kabelskab (C3) vil således være højere, da samtidigheden beregnes mellem færre kunder.

Den gennemsnitlige samtidighed antages at være lineær mellem to punkter. Samtidigheden i det yderste kabelskab antages at være 0,909, svarende til at kunderne tilkøber et leveringsomfang lidt større end deres faktiske maksimale effektræk. Derved bliver den resulterende samtidighed for brugen af komponenter i 400 V-nettet et gennemsnit af samtidigheden i yderste kabelskab på 0,909 og samtidigheden i 10-20/0,4 kV-stationen på 0,630.

Samtidigheden for tilslutningsniveauet C er således 0,770.

Samtidigheden i tilslutningsniveauet

Den kollektive samtidighed ændres hver gang, der tilsluttes en ny kunde. En stor kunde har større indflydelse på samtidigheden end en lille kunde.

Det kan forklares i kunders udnyttelse af leveringsomfanget. Kunder køber leveringsomfang efter deres behov for effektræk fra nettet.

En B-høj-kunde med et leveringsomfang på 1 MW vil således maksimalt trække 1 MW fra nettet i tilslutningsniveauet B-høj, hvorimod 56 C-kunder med et samlet leveringsomfang på 1 MW vil trække i omegnen af 0,315 MW i tilslutningsniveauet B-høj.

Tilslutningen af 1 MW på B-høj-niveau medfører således væsentligt flere omkostninger til 10-60 kV-nettet end tilslutningen af 1 MW på C-niveau.

Derfor fastlægges kunders samtidighed i tilslutningsniveauet, hvor kunderne tilsluttes, som samtidigheden mellem kunderne i den givne kundekategori og ikke den kollektive samtidighed.

Dette kan både forårsages af, at større kunder har større indflydelse på den kollektive samtidighed, men også af at komponenterne i nettet skal kunne bære hele den samlede effekt fra den nye kunde.

Tilsluttes en B-høj-kunde med et leveringsomfang på 1 MW, skal netvirksomheden altså etablere yderligere kapacitet svarende til 671 kW igennem 10-20 kV-nettet, mens netvirksomheden for de 56 C-kunder kan nøjes med at etablere yderligere kapacitet svarende til 315 kW fra i 10-20 kV-nettet.

Samtidigheden for de respektive tilslutningsniveauer

Med ovenstående metode kan samtidighederne beregnes for alle tilslutningsniveauerne med undtagelse af A-høj, A-høj+ og A-høj+maske.

Eksempel for tilslutningsniveauet B-høj

B-høj-kunders samtidighed med andre B-høj-kunder i tilslutningsniveauet er på 0,842. Det betyder, at en ny B-høj-kunde belaster det nære 10-20 kV-net ved kundens tilslutningspunkt med 84,2 % af kundens leveringsomfang.

Den samlede samtidighed for tilslutningsniveauet B-høj, hvorunder der er tilsluttet B-lav- og/eller B-høj-kunder, er beregnet til 0,500.

Som følge heraf er den samlede samtidighed for B-høj-kunder i B-høj-tilslutningsniveauet beregnet til 0,671, dvs. gennemsnittet af 0,842 og 0,500.

Samtidigheden for B-høj-kunder på A-lav-tilslutningsniveauet er beregnet til gennemsnittet mellem den samlede samtidighed for tilslutningsniveauet B-høj, hvorunder der er tilsluttet B-lav- og/eller B-høj-kunder, og den samlede samtidighed for tilslutningsniveauet A-lav, hvorunder der er tilsluttet B-lav-, B-høj- og/eller A-lav-kunder. Dette resulterer i en samtidighed på 0,500.

For tilslutningsniveauet A-høj og A-høj+ antages det, at B-høj-kunderne er en del af den kollektive samtidighed beregnet på 0,315.

Samtidighed for A-høj, A-høj+ og A-høj+maske

Da der er meget få af disse kunder, og ingen indgår i nærværende analyse, antages det, at samtidigheden for disse kunder svarer til samtidigheden for A-lav-kunder i deres eget tilslutningsniveau.

Resulterende samtidigheder

Derved kan samtidighederne beregnes for alle kundekategorierne på alle tilslutningsniveauer.

Resultatet af samtidighedsanalysen fremgår af tabel 12.

Tabel 12 - Resulterende samtidigheder for forbrugskunder

Kundekategori/ Tilslutningsniveau	C	B-lav	B-høj	A-lav	A-høj	A-høj+/ A-høj+maske
C	0,770					
B-lav	0,658	0,909				
B-høj	0,500	0,704	0,671			
A-lav	0,315	0,500	0,500	0,797		
A-høj	0,315	0,408	0,408	0,684	0,797	
A-høj+/A-høj+maske	0,315	0,315	0,315	0,500	0,684	0,797

Ikke godkendt

Bilag 2. Komponenter i nettet

I den typiske netmodel, som standardtilslutningsbidraget fastsættes ud fra, indgår der en række komponenter. Komponenterne fremgår af tabel 13.

Tabel 13 - Komponenter i nettet

Komponent	Størrelse [MW]	Antal og længde
30-60 kV-transformerfelt i 132-150/30-60 kV-station	100	2 stk.
30-60 kV-koblingsfelt i 132-150/30-60 kV-station	100	2 stk.
30-60 kV-tilslutningsfelt i 132-150/30-60 kV-station	50	1 stk.
30-60 kV-linje felt i 132-150/30-60 kV-station	55	2 stk.
30-60 kV-kabel	55	2 stk. af 13,3 km pr. stk. eller 0,5 stk. af 18,2 km pr. stk.
30-60 kV-slukkespole	55	2 stk.
30-60 kV-linje felt i 30-60/10-20 kV-station	55	2 stk.
30-60 kV-koblingsfelt i 30-60/10-20 kV-station	55	2 stk.
30-60 kV-tilslutningsfelt i 30-60/10-20 kV-station	25	1 stk.
30-60 kV-transformerfelt i 30-60/10-20 kV-station	24	2 stk.
30-60/10-20 kV-transformer	24	2 stk.
10-20 kV-transformerfelt i 30-60/10-20 kV-station	24	2 stk.
10-20 kV-koblingsfelt i 30-60/10-20 kV-station	24	1,75 stk.
10-20 kV-tilslutningsfelt i 30-60/10-20 kV-station	10	1 stk.
10-20 kV-linje felt i 30-60/10-20 kV-station	6,9	1,75 stk.
10-20 kV-slukkespole	6,9	1,75 stk.
10-20 kV-kabel	6,9	1,75 stk. af 4 km pr. stk.
10-20 kV-tilslutningsfelt i 10-20/0,4 kV-station	2	1 stk.
10-20/0,4 kV-station	0,8	1 stk.
0,4 kV-kabel	0,200	1 stk. af 0,3 km pr. stk.
0,4 kV-kabelskab	0,1	1 stk.

Komponenters kapacitet

Komponenternes kapacitet er fastsat ud fra indsamlinger ved netvirksomhederne og leverandører af komponenter.

30-60 kV-transformere

30-60 kV-transformernes kapacitet er fastsat på baggrund af indberetninger af gennemsnitlige kapaciteter fra syv netvirksomheder under arbejdet med producentbetalingen. Indberetningerne viste en gennemsnitlig kapacitet på 23,6 MVA, hvilket svarer til en standardstørrelses transformer på 24 MVA. Det vurderes, at den gennemsnitlige kapacitet hverken er steget eller faldet. Netvirksomhedernes indberetninger fremgår af tabel 14.

Tabel 14 - 30-60 kV-transformeres kapacitet

Netvirksomhed	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	Gennemsnit
Kapacitet [MVA]	32	24,14	25,77	16,84	31,45	20,5	14,47	23,6

Kablers kapacitet

Kablernes gennemsnitlige kapacitet er fastsat på baggrund af det gennemsnitlige kabeltværsnit, der nedlægges for de forskellige spændingsniveauer i dag. Kabelkapaciteterne for 10-20 kV-kabler og 0,4 kV-kabler er justeret ift. producentbetalingsmodellen. Dette skyldes for 10-20 kV-kabler, at kapaciteten for de kabler, der etableres i dag, er højere, og for 0,4 kV-kabler var der ikke taget forbehold for nedlægningsforhold i direkte i jord, som medfører en mindre overførelsessevne.

- Kapaciteten for 30-60 kV-kabler er fastsat ud fra udligningsordningen.
- Kapaciteten for 10-20 kV-kabler er fastsat ud fra NKTs teknologikatalog.
- Kapaciteten for 0,4 kV-kabler er fastsat ud fra DS/HD 60364-serien.

Kapaciteterne fremgår af tabel 15.

Tabel 15 - Kabelkapaciteter

Spændingsniveau	Tværsnit	Strømværdi	Kapacitet
30-60 kV	630 mm ²	544 A	~55 MVA
10-20 kV	240 mm ²	400 A	6,9 MVA
0,4 kV	240 mm ²	290 A	0,200 MVA

Koblings-, transformer- og linjefelters kapacitet

Felternes kapacitet sættes til den gennemsnitligt samme størrelse som den komponent, feltet tilslutter til skinnen.

- For et 10-20 kV-linjefelt sættes kapaciteten lig med 10-20 kV-kabelkapaciteten på 6,9 MVA.
- For et 10-20 kV-koblingsfelt sættes kapaciteten lig med 30-60/10-20 kV-transformerkapaciteten på 24 MVA.
- For et 10-20 kV-transformerfelt sættes kapaciteten lig med 30-60/10-20 kV-transformerkapaciteten på 24 MVA.
- For et 30-60 kV-koblingsfelt sættes kapaciteten lig med 30-60 kV-kabelkapaciteten på 55 MVA.
- For et 30-60 kV-linjefelt sættes kapaciteten lig med 30-60 kV-kabelkapaciteten på 55 MVA.
- For et 30-60 kV-koblingsfelt i en 132-150/30-60 kV-station sættes kapaciteten lig med 132-150/30-60 kV-transformerkapaciteten på 100 MVA.
- For et 30-60 kV-transformerfelt i en 132-150/30-60 kV-station sættes kapaciteten lig med 132-150/30-60 kV-transformerkapaciteten på 100 MVA.

Tilslutningsfelters kapacitet

Tilslutningsfelternes kapacitet sættes lig med det typiske leveringsomfang for kundekategorierne, som tilsluttes på det relevante spændingsniveau. Her benyttes samme værdier, som der er brugt i modellen for producentbetalingen.

Størrelserne fremgår af tabel 16.

For B-lav og C er tilslutningsfeltet en del af hhv. 10/0,4 kV-transformeren eller kabelskabet og fremgår derfor ikke af tabellen.

Tabel 16 - Typiske kundestørrelser på de forskellige kundekategorier

Kundekategori	Typisk størrelse	Tilslutningsfelt
A-høj+	50 MW	30-60 kV-tilslutningsfelt i 132-150/30-60 kV-station
A-høj+maske	50 MW	30-60 kV-tilslutningsfelt i 132-150/30-60 kV-station i maskenet
A-høj	25 MW	30-60 kV-tilslutningsfelt i 30-60/10-20 kV-station
A-lav	10 MW	10-20 kV-tilslutningsfelt i 30-60/10-20 kV-station
B-høj	2,5 MW	10-20 kV-tilslutningsfelt i 10-20/0,4 kV-station

Kundekategoriernes benyttelse af komponenter

Af tabel 17 fremgår de komponenter, som de enkelte kundekategorier bidrager til ved betaling af standardtilslutningsbidrag for forbrug. C-kunder bidrager til flest komponenter, fordi disse kunder er placeret længst nede i vandfaldet fra transmissionsnettet, mens A-høj+-kunder bidrager til færrest, da disse kunder er tættest på udvekslingspunktet med transmissionsnettet.

Tabel 17 - Komponenter, som de enkelte kundekategorier bidrager til

Komponent	Antal og længde					
	C	B-lav	B-høj	A-lav	A-høj	A-høj+
30-60 kV-transformerfelt i 132-150/30-60 kV-station	2 stk.	2 stk.	2 stk.	2 stk.	2 stk.	1 stk.
30-60 kV-koblingsfelt i 132-150/30-60 kV-station	2 stk.	2 stk.	2 stk.	2 stk.	2 stk.	1 stk.
30-60 kV-tilslutningsfelt i 132-150/30-60 kV-station	0 stk.	0 stk.	0 stk.	0 stk.	0 stk.	1 stk.
30-60 kV-linjefelt i 132-150/30-60 kV-station	2 stk.	2 stk.	2 stk.	2 stk.	2 stk.	1 stk.
30-60 kV-kabel	2 stk. af 13,3 km pr. stk.	2 stk. af 13,3 km pr. stk.	2 stk. af 13,3 km pr. stk.	2 stk. af 13,3 km pr. stk.	2 stk. af 13,3 km pr. stk.	0,5 stk. af 18,2 km pr. stk.
30-60 kV-slukkespole	2 stk.	2 stk.	2 stk.	2 stk.	2 stk.	0 stk.
30-60 kV-linjefelt i 30-60/10-20 kV-station	2 stk.	2 stk.	2 stk.	2 stk.	2 stk.	0 stk.
30-60 kV-koblingsfelt i 30-60/10-20 kV-station	2 stk.	2 stk.	2 stk.	1 stk.	1 stk.	0 stk.
30-60 kV-tilslutningsfelt i 30-60/10-20 kV-station	0 stk.	0 stk.	0 stk.	0 stk.	1 stk.	0 stk.
30-60 kV-transformerfelt i 30-60/10-20 kV-station	2 stk.	2 stk.	2 stk.	2 stk.	0 stk.	0 stk.
30-60/10-20 kV-transformer	2 stk.	2 stk.	2 stk.	2 stk.	0 stk.	0 stk.
10-20 kV-transformerfelt i 30-60/10-20 kV-station	2 stk.	2 stk.	2 stk.	2 stk.	0 stk.	0 stk.
10-20 kV-koblingsfelt i 30-60/10-20 kV-station	1,75 stk.	1,75 stk.	1,75 stk.	1 stk.	0 stk.	0 stk.
10-20 kV-tilslutningsfelt i 30-60/10-20 kV-station	0 stk.	0 stk.	0 stk.	1 stk.	0 stk.	0 stk.
10-20 kV-linjefelt i 30-60/10-20 kV-station	1,75 stk.	1,75 stk.	1,75 stk.	0 stk.	0 stk.	0 stk.
10-20 kV-slukkespole	1,75 stk.	1,75 stk.	1,75 stk.	0 stk.	0 stk.	0 stk.
10-20 kV-kabel	1,75 stk. af 4 km pr. stk.	1,75 stk. af 4 km pr. stk.	1,75 stk. af 4 km pr. stk.	0 stk.	0 stk.	0 stk.
10-20 kV-tilslutningsfelt i 10-20/0,4 kV-station	0 stk.	0 stk.	1 stk.	0 stk.	0 stk.	0 stk.
10-20/0,4 kV-station	1 stk.	1 stk.	0 stk.	0 stk.	0 stk.	0 stk.

0,4 kV-kabel	1 stk. af 0,3 km pr. stk.	0 stk.	0 stk.	0 stk.	0 stk.	0 stk.
0,4 kV-kabelskab	1 stk.	0 stk.	0 stk.	0 stk.	0 stk.	0 stk.

Ikke godkendt

Bilag 3. Fulde standardtilslutningsomkostning

Af nedenstående tabeller fremgår beregningen af den fulde standardtilslutningsomkostning for de forskellige kundekategorier beregnet ved brug af formel (1) (gengivet nedenfor).

$$C_x = \left(\sum_{n=1}^k \frac{P_n}{S_n \cdot \beta_n \cdot \gamma_n} \cdot N_{nx} \cdot \alpha_{nx} \right)$$

A-høj+ og A-høj+maske

Tabel 18 – Komponenter, som A-høj+- og A-høj+maske-kunder bidrager til

Komponent (n)	Kapacitet (S _n)	Praktisk udnyttelsesfaktor (β _n)	Dimensionsfaktoringfaktor (γ _n)	Komponentpris (P _n)	Antal eller længde (N _{nx})	Samtidig-hed (α _{nx})	Komponentbidrag (C _{nx})
30-60 kV-transformerfelt i 132-150/30-60 kV-station	100 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk	1 stk.	90,9 %	XX kr./kW
30-60 kV-koblingsfelt i 132-150/30-60 kV-station	100 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk	1 stk.	90,9 %	XX kr./kW
30-60 kV-linje felt i 132-150/30-60 kV-station	50 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk	1 stk.	90,9 %	XX kr./kW
30-60 kV-kabel	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./km	0,5 stk. af 18,2 km	90,9 %	XX kr./kW
30-60 kV-slukkespole	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./km	0,5 stk. af 18,2 km	90,9 %	XX kr./kW
I alt (C _x) – afrundet til nærmeste 5 kr.							380 kr./kW

A-høj

Tabel 19 – Komponenter, som A-høj-kunder bidrager til

Komponent (n)	Kapacitet (S _n)	Praktisk udnyttelsesfaktor (β _n)	Dimensionsfaktoringfaktor (γ _n)	Komponentpris (P _n)	Antal eller længde (N _{nx})	Samtidig-hed (α _{nx})	Komponentbidrag (C _{nx})
30-60 kV-transformerfelt i 132-150/30-60 kV-station	100 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	90,9 %	XX kr./kW
30-60 kV-koblingsfelt i 132-150/30-60 kV-station	100 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	90,9 %	XX kr./kW
30-60 kV-linje felt i 132-150/30-60 kV-station	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	90,9 %	XX kr./kW
30-60 kV-kabel	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./km	2 stk. af 13,3 km	90,9 %	XX kr./kW
30-60 kV-slukkespole	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./km	2 stk. af 13,3 km	90,9 %	XX kr./kW
30-60 kV-linje felt i 30-60/10-20 kV-station	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	90,9 %	XX kr./kW
30-60 kV-koblingsfelt i 30-60/10-20 kV-station	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	1 stk.	90,9 %	XX kr./kW
I alt (C _x) – afrundet til nærmeste 5 kr.							1.140 kr./kW

A-lav

Tabel 20 – Komponenter, som A-lav-kunder bidrager til

Komponent (n)	Kapacitet (S_n)	Praktisk udnyttelsesfaktor (β_n)	Dimensioneringsfaktor (γ_n)	Komponent pris (P_n)	Antal eller længde ($N_{n,x}$)	Samtidig-hed ($\alpha_{n,x}$)	Komponent-bidrag ($C_{n,x}$)
30-60 kV-transformerfelt i 132-150/30-60 kV-station	100 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	88,8 %	XX kr./kW
30-60 kV-koblingsfelt i 132-150/30-60 kV-station	100 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	88,8 %	XX kr./kW
30-60 kV-linje felt i 132-150/30-60 kV-station	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	88,8 %	XX kr./kW
30-60 kV-kabel	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./km	2 stk. af 13,3 km	88,8 %	XX kr./kW
30-60 kV-slukkespole	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./km	2 stk. af 13,3 km	88,8 %	XX kr./kW
30-60 kV-linje felt i 30-60/10-20 kV-station	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	88,8 %	XX kr./kW
30-60 kV-koblingsfelt i 30-60/10-20 kV-station	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	1 stk.	88,8 %	XX kr./kW
30-60 kV-transformerfelt i 30-60/10-20 kV-station	24 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	88,8 %	XX kr./kW
30-60/10-20 kV-transformer	24 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	88,8 %	XX kr./kW
10-20 kV-transformerfelt i 30-60/10-20 kV-station	24 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	88,8 %	XX kr./kW
10-20 kV-koblingsfelt i 30-60/10-20 kV-station	24 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	1 stk.	88,8 %	XX kr./kW
I alt (C_n) – afrundet til nærmeste 5 kr.							1.525 kr./kW

B-høj

Tabel 21 – Komponenter, som B-høj-kunder bidrager til

Komponent (n)	Kapacitet (S_n)	Praktisk udnyttelsesfaktor (β_n)	Dimensioneringsfaktor (γ_n)	Komponent pris (P_n)	Antal eller længde ($N_{n,x}$)	Samtidig-hed ($\alpha_{n,x}$)	Komponent-bidrag ($C_{n,x}$)
30-60 kV-transformerfelt i 132-150/30-60 kV-station	100 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	41,5 %	XX kr./kW
30-60 kV-koblingsfelt i 132-150/30-60 kV-station	100 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	41,5 %	XX kr./kW
30-60 kV-linje felt i 132-150/30-60 kV-station	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	41,5 %	XX kr./kW
30-60 kV-kabel	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./km	2 stk. af 13,3 km	41,5 %	XX kr./kW
30-60 kV-slukkespole	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./km	2 stk. af 13,3 km	41,5 %	XX kr./kW
30-60 kV-linje felt i 30-60/10-20 kV-station	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	41,5 %	XX kr./kW
30-60 kV-koblingsfelt i 30-60/10-20 kV-station	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	41,5 %	XX kr./kW
30-60 kV-transformerfelt i 30-60/10-20 kV-station	24 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	41,5 %	XX kr./kW
30-60/10-20 kV-transformer	24 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	41,5 %	XX kr./kW
10-20 kV-transformerfelt i 30-60/10-20 kV-station	24 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	41,5 %	XX kr./kW
10-20 kV-koblingsfelt i 30-60/10-20 kV-station	24 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	1,75 stk.	41,5 %	XX kr./kW
10-20 kV-linje felt i 30-60/10-20 kV-station	6,9 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	1,75 stk.	85,0 %	XX kr./kW
10-20 kV-slukkespole	6,9 MVA	90 %	95 %	XX kr./km	1,75 stk. af 4 km	85,0 %	XX kr./kW
10-20 kV-kabel	6,9 MVA	90 %	95 %	XX kr./km	1,75 stk. af 4 km	85,0 %	XX kr./kW
I alt (C_n) – afrundet til nærmeste 5 kr.							1.670 kr./kW

B-lav

Tabel 22 – Komponenter, som B-lav-kunder bidrager til

Komponent (n)	Kapacitet (S_n)	Praktisk udnyttelsesfaktor (β_n)	Dimensioneringsfaktor (γ_n)	Komponent pris (P_n)	Antal eller længde ($N_{n,z}$)	Samtidig-hed ($\alpha_{n,z}$)	Komponent-bidrag ($C_{n,z}$)
30-60 kV-transformerfelt i 132-150/30-60 kV-station	100 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2	41,5 %	XX kr./kW
30-60 kV-koblingsfelt i 132-150/30-60 kV-station	100 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2	41,5 %	XX kr./kW
30-60 kV-linje felt i 132-150/30-60 kV-station	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2	41,5 %	XX kr./kW
30-60 kV-kabel	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./km	2 stk. af 13,3 km	41,5 %	XX kr./kW
30-60 kV-slukkespole	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./km	2 stk. af 13,3 km	41,5 %	XX kr./kW
30-60 kV-linje felt i 30-60/10-20 kV-station	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	41,5 %	XX kr./kW
30-60 kV-koblingsfelt i 30-60/10-20 kV-station	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	41,5 %	XX kr./kW
30-60 kV-transformerfelt i 30-60/10-20 kV-station	24 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	41,5 %	XX kr./kW
30-60/10-20 kV-transformer	24 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	41,5 %	XX kr./kW
10-20 kV-transformerfelt i 30-60/10-20 kV-station	24 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	41,5 %	XX kr./kW
10-20 kV-koblingsfelt i 30-60/10-20 kV-station	24 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	1,75 stk.	41,5 %	XX kr./kW
10-20 kV-linje felt i 30-60/10-20 kV-station	6,9 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	1,75 stk.	85,0 %	XX kr./kW
10-20 kV-slukkespole	6,9 MVA	90 %	95 %	XX kr./km	1,75 stk. af 4 km	85,0 %	XX kr./kW
10-20 kV-kabel	6,9 MVA	90 %	95 %	XX kr./km	1,75 stk. af 4 km	85,0 %	XX kr./kW
10-20/0,4 kV-station	0,8 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	1 stk.	90,9 %	XX kr./kW
I alt (C_n) – afrundet til nærmeste 5 kr.							2.345 kr./kW

C

Tabel 23 – Komponenter, som C-kunder bidrager til

Komponent (n)	Kapacitet (S_n)	Praktisk udnyttelsesfaktor (β_n)	Dimensioneringsfaktor (γ_n)	Komponent pris (P_n)	Antal eller længde ($N_{n,z}$)	Samtidig-hed ($\alpha_{n,z}$)	Komponent-bidrag ($C_{n,z}$)
30-60 kV-transformerfelt i 132-150/30-60 kV-station	100 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2	41,5 %	XX kr./kW
30-60 kV-koblingsfelt i 132-150/30-60 kV-station	100 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2	41,5 %	XX kr./kW
30-60 kV-linje felt i 132-150/30-60 kV-station	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2	41,5 %	XX kr./kW
30-60 kV-kabel	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./km	2 stk. af 13,3 km	41,5 %	XX kr./kW
30-60 kV-slukkespole	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./km	2 stk. af 13,3 km	41,5 %	XX kr./kW
30-60 kV-linje felt i 30-60/10-20 kV-station	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	41,5 %	XX kr./kW
30-60 kV-koblingsfelt i 30-60/10-20 kV-station	55 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	41,5 %	XX kr./kW
30-60 kV-transformerfelt i 30-60/10-20 kV-station	24 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	41,5 %	XX kr./kW
30-60/10-20 kV-transformer	24 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	41,5 %	XX kr./kW
10-20 kV-transformerfelt i 30-60/10-20 kV-station	24 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	2 stk.	41,5 %	XX kr./kW
10-20 kV-koblingsfelt i 30-60/10-20 kV-station	24 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	1,75 stk.	41,5 %	XX kr./kW

10-20 kV-linjefelt i 30-60/10-20 kV-station	6,9 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	1,75 stk.	59,8 %	XX kr./kW
10-20 kV-slukkespole	6,9 MVA	90 %	95 %	XX kr./km	1,75 stk. af 4 km	59,8 %	XX kr./kW
10-20 kV-kabel	6,9 MVA	90 %	95 %	XX kr./km	1,75 stk. af 4 km	59,8 %	XX kr./kW
10-20/0,4 kV-station	0,8 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	1 stk.	78,2 %	XX kr./kW
0,4 kV-kabel	0,200 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	1 stk.	82,0 %	XX kr./kW
0,4 kV-kabelskab	0,1 MVA	90 %	95 %	XX kr./stk.	1 stk.	82,0 %	XX kr./kW
I alt (C ₂) – afrundet til nærmeste 5 kr.							2.790 kr./kW

Ikke godkendt

Bilag 4. Geografisk differentieret standardtilslutningsomkostning

De geografiske differentierede standardtilslutningsomkostninger er beregnet ved brug af formel (2) (gengivet nedenfor).

$$C_{xgf} = C_{xf} - C_{xp} + DC_x \cdot \lambda_g + C_{felt_x}$$

Hvor,

- C_{xgf} er den geografisk differentierede tilslutningsomkostning for kundekategori x i den pågældende geozone g ,
- C_{xf} er tilslutningsomkostningen for forbrugskunder i kundekategori x ,
- C_{xp} er tilslutningsomkostningen for produktionskunder i kundekategori x ,
- DC_x er den differentierbare del af omkostningen for kundekategori x ,
- λ_g er benyttelsesfaktoren for geozone g og
- C_{felt_x} er omkostninger til tilslutningsfelt for kundekategori x .

C

Tabel 24 - Beregning af standardtilslutningsomkostning for C-kunder, 2025-takster

Spændingsniveau	C_{xf}	C_{xp}	DC_x	$\lambda_{rød}$	λ_{gul}	$\lambda_{grøn}$	C_{felt_x}	$C_{xrødf}$	C_{xgul}	$C_{xgrønf}$
Enhed	[kr./kW]	[kr./kW]	[kr./kW]	%	%	%	[kr./kW]	[kr./kW]	[kr./kW]	[kr./kW]
LV & MV	2.098	3.607	3.607	90	90	90	0	1.737	1.737	1.737
HV	694	933	933	50	50	50	0	228	228	228
SUM	2.792	4.540	4.540				0	1.965	1.965	1.965

B-lav

Tabel 25 - Beregning af standardtilslutningsomkostning for B-lav-kunder, 2025-takster

Spændingsniveau	C_{xf}	C_{xp}	DC_x	$\lambda_{rød}$	λ_{gul}	$\lambda_{grøn}$	C_{felt_x}	$C_{xrødf}$	C_{xgul}	$C_{xgrønf}$
Enhed	[kr./kW]	[kr./kW]	[kr./kW]	%	%	%	[kr./kW]	[kr./kW]	[kr./kW]	[kr./kW]
LV & MV	1.389	1.335	1.335	90	90	90	0	1.255	1.255	1.255
HV	956	933	933	50	50	50	0	490	490	490
SUM	2.345	2.268	2.268				0	1.745	1.745	1.745

B-høj

Tabel 26 - Beregning af standardtilslutningsomkostning for B-høj-kunder, 2025-takster

Spændingsniveau	C_{xf}	C_{xp}	DC_x	$\lambda_{rød}$	λ_{gul}	$\lambda_{grøn}$	C_{felt_x}	$C_{xrødf}$	C_{xgul}	$C_{xgrønf}$
Enhed	[kr./kW]	[kr./kW]	[kr./kW]	%	%	%	[kr./kW]	[kr./kW]	[kr./kW]	[kr./kW]
LV & MV	712	568	568	90	90	90	159	655	655	655
HV	956	982	982	5	50	90	0	24	466	858
SUM	1.668	1.550	1.550				159	838	1.280	1.672

A-lav

Tabel 27 - Beregning af standardtilslutningsomkostning for A-lav-kunder, 2025-takster

Spændingsniveau	C_{xf}	C_{xp}	DC_x	$\lambda_{rød}$	λ_{gul}	$\lambda_{grøn}$	C_{felt_x}	C_{xrod}	C_{xgul}	$C_{xgrøn}$
Enhed	[kr./kW]	[kr./kW]	[kr./kW]	%	%	%	[kr./kW]	[kr./kW]	[kr./kW]	[kr./kW]
LV & MV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HV	1.524	982	982	5	50	90	57	592	1.034	1.426
SUM	1.524	982	982				57	649	1.091	1.483

A-høj

Tabel 28 - Beregning af standardtilslutningsomkostning for A-høj-kunder, 2025-takster

Spændingsniveau	C_{xf}	C_{xp}	DC_x	$\lambda_{rød}$	λ_{gul}	$\lambda_{grøn}$	C_{felt_x}	C_{xrod}	C_{xgul}	$C_{xgrøn}$
Enhed	[kr./kW]	[kr./kW]	[kr./kW]	%	%	%	[kr./kW]	[kr./kW]	[kr./kW]	[kr./kW]
LV & MV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HV	1.139	648	648	5	50	90	82	523	815	1.074
SUM	1.139	648	648				82	605	897	1.156

A-høj+

Tabel 29 - Beregning af standardtilslutningsomkostning for A-høj+-kunder, 2025-takster

Spændingsniveau	C_{xf}	C_{xp}	DC_x	$\lambda_{rød}$	λ_{gul}	$\lambda_{grøn}$	C_{felt_x}	C_{xrod}	C_{xgul}	$C_{xgrøn}$
Enhed	[kr./kW]	[kr./kW]	[kr./kW]	%	%	%	[kr./kW]	[kr./kW]	[kr./kW]	[kr./kW]
LV & MV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HV	381	24	217	5	50	90	41	175	272	359
SUM	381	24	217				41	216	313	400

A-høj+maske

Tabel 30 - Beregning af standardtilslutningsomkostning for A-høj+maske-kunder, 2025-takster

Spændingsniveau	C_{xf}	C_{xp}	DC_x	$\lambda_{rød}$	λ_{gul}	$\lambda_{grøn}$	C_{felt_x}	C_{xrod}	C_{xgul}	$C_{xgrøn}$
Enhed	[kr./kW]	[kr./kW]	[kr./kW]	%	%	%	[kr./kW]	[kr./kW]	[kr./kW]	[kr./kW]
LV & MV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HV	381	305	217	5	50	90	41	175	272	359
SUM	381	305	217				41	216	313	400

Bilag 5. Sammenligning af standardtilslutningsbidrag i hidtidige og nærværende branchevejledning

Nedenfor fremgår standardtilslutningsbidrag i den hidtidige branchevejledning (Tabel 31) og den nærværende branchevejledning (Tabel 32), begge i 2023-takster.

Tabel 31 - Standardtilslutningsbidrag i den hidtidige branchevejledning i 2023-takster

Kundekategori	Standard-tilslutningsbidrag	Enhed
Små 1- og 3-fasede installation, 1000 W	1.140	Kr. pr. tilslutning
Kolonihavehus, 16 A	9.710	Kr. pr. tilslutning
Ungdoms-, ældre- og plejebolig, 10 A	5.050	Kr. pr. tilslutning
Stor lejlighed, 25 A	12.380	Kr. pr. tilslutning
Standard lejlighed, 16 A	8.950	Kr. pr. tilslutning
Rækkehus, tæt-lav-byggeri, 25 A	13.150	Kr. pr. tilslutning
Parcel-/fritidshus, 25 A	16.400	Kr. pr. tilslutning
Erhverv C*	1.270	Kr./A
Erhverv B-lav*	1.210	Kr./A
Erhverv B-høj*	1.170	Kr./A
Erhverv A-lav	1.140.000	Kr./MVA
Erhverv A-høj	630.000	Kr./MVA

**For kategorierne erhverv C, B-lav og B-høj betales for de første 25 A samme pris som for parcelhuse. Efterfølgende leveringsomfang betales pr. A efter priserne i tabellen.*

Tabel 32 - Standardtilslutningsbidrag i nærværende branchevejledning i 2023-takster

Kundekategori	Geozone		
	Grøn [kr./kW]	Gul [kr./kW]	Rød [kr./kW]
Små 1- og 3-fasede installationer på 1 kW	1.205	1.205	1.205
C	1.205	1.205	1.205
B-lav	1.070	1.070	1.070
B-høj	1.000	765	500

A-lav	885	650	385
A-høj	690	535	360
A-høj+	240	185	130
A-høj+maske	240	185	130

Ikke godkendt