

Bilag 1: Uddybende metodebeskrivelse - Standardtilslutningsbidrag

Indholdsfortegnelse

1	OPBYGNING AF MODEL FOR STANDARDTILSLUTNINGSBIDRAG	3
1.1	DEN GRUNDLÆGGENDE UDFORMNING AF MODELLEN FOR STANDARDTILSLUTNINGSBIDRAG	4
1.1.1	Typisk netstruktur.....	4
1.1.2	Tilslutningspunkter.....	8
1.1.3	Komponenter i nettet	10
1.1.4	Geografisk differentiering	15
1.1.5	Betaling for de andele af nettet, der benyttes	16
1.1.6	Cut off-grænse for små kunder	20
1.1.7	Benyttelsesfaktorer	21
1.1.8	Resulterende standardtilslutningsbidrag for producenter	22
1.1.9	Egenproducenter	23
1.1.10	Bidrag til over- og underliggende net.....	24
1.2	GEOZONER.....	25
1.2.1	Definition på Geozoner.....	26
1.2.2	Følsomhedsanalyse	28
1.2.3	Historiske måledata	29
1.2.4	Profiler for aftaler med nye kunder, som endnu ikke er idriftsat	29
1.2.5	Geozonekort jf. definition.....	31
1.2.6	Opdatering af geozoner	31
1.2.7	Opløsning i polygoner pr. 30-60/10-20 kV-station.....	32
1.2.8	Nye 132-150/30-60 kV-stationer.....	33
1.2.9	Anvisning af tilslutningspunkt	33
1.2.10	Geozonetildeling for anlæg med aftaler indgået før 1. januar 2023.....	34
1.3	ENHEDSOMKOSTNINGER FOR NETKOMponenter.....	35
2	UNDERBILAG 1 – BEREGNING AF STANDARDTILSLUTNINGSBIDRAG	36
2.1	C-KUNDER.....	36
2.2	B-LAV-KUNDER	36
2.3	B-HØJ-KUNDER	37
2.4	A-LAV-KUNDE	38

2.5	A-HØJ-KUNDE	39
2.6	A-HØJ+-KUNDE	39
50 MVA		40
2.7	A-HØJ+-KUNDE I MASKENET	40
3	UNDERBILAG 2 – SLUKKESPOLEBEREGNING	41
3.1	SLUKKESPOLESTRØM FOR 10 KV-KABLER	41
3.2	SLUKKESPOLESTRØM FOR 50-60 KV-KABLER	41
4	UNDERBILAG 3 – MASKENET-FAKTOR	42
5	UNDERBILAG 4 – PRAKTISK UDNYTTELSESAKTOR	44
5.1	STIKLEDNINGSPRAKTISK UDNYTTELSESAKTOR	44
5.2	TRANSFORMER RESTKAPACITET	47
6	UNDERBILAG 5 – SAMTIDIGHED I RØD GEOZONE	48
7	UNDERBILAG 6 – 10 KV-KABELLÆNGDE	48

1 Opbygning af model for standardtilslutningsbidrag

Nærværende dokument uddyber metodikken i modellen for fastsættelse af standardtilslutningsbidrag for producenter, herunder tekniske forudsætninger og dokumentation.

Det er et grundlæggende metodevalg, om en nettilslutningsbetaling skal baseres på det enkelte projekts faktiske omkostninger eller udformes som en standardbetaling. I Danmark har vi fra brugersiden tradition for standardtilslutningsbidrag. Standardtilslutningsbidrag sikrer, at vi undgår den situation, hvor Producent A betaler et stort beløb for tilslutning i tilfælde, hvor kapaciteten i distributionsnettet frem til tilslutningspunktet skal udvides af hensyn til produktion, hvorefter Producent B, C og D efterfølgende kan blive tilsluttet i samme område for et minimalt beløb, fordi Producent A allerede har afholdt omkostningerne til kapacitetsudvidelsen ved eksempelvis en ny 30-60 kV-linje. Altså en situation, der kan opstå, hvis kunden skulle betale baseret på faktiske omkostninger.

For uddybning af de overordnede metodeovervejelser for producentbetalingsdesignet, herunder valg af standardtilslutningsbidrag, henvises til hovednotatet.

I det følgende gennemgås, hvordan betalingsmodellen for standardtilslutningsbidrag for producenter (herefter "*betalingsmodellen*") er opbygget. Green Power Denmark benytter betegnelsen "*producenter*", men standardtilslutningsbidragene vil omfatte enhver type kunde, der ønsker et indfødningsomfang, jf. afsnit 1.1 i hoveddokumentet.

Standardtilslutningsbidragsmodellen i denne anmeldelse rummer et modeldesign og bagvedliggende principper, som er fælles for alle netselskaber. Der er endvidere udviklet fælles enhedsomkostninger for komponenter og kabellængder for alle netselskaber med undtagelse af netområderne Cerius og Radius, som har ønsket at anvende egne forudsætninger vedrørende:

- Komponenternes enhedsomkostninger, og
- Kabellængder.

1.1 Den grundlæggende udformning af modellen for standardtilslutningsbidrag

De grundlæggende principper i betalingsmodellen er omkostningsægthed, rimelighed, gennemsigtighed og ikke-diskrimination. Der udformes standardtilslutningsbidrag, som er geografisk differentierede. Derudover differentieres efter kundens tilslutningspunkt, så kunderne får en ens betaling for de andele af nettet, der i gennemsnit benyttes. Betalingsdesignet udformes teknologineutralt, og skal finde anvendelse for alle anlæg, der tilsluttes distributionsnettet med henblik på indfødningsomfang.

I praksis udformes en model, der baseres på gennemsnitlige omkostninger til tilslutning af producenter i en typisk netstruktur. Standardtilslutningsbidraget fastsættes i forhold til en producents indfødningsomfang. Betalingen dækker over omkostningerne til selve tilslutningen samt forstærkning og udbygning af det kollektive net.

Indfødningsomfanget er det antal MVA, som producenten ønsker på et hvert givent tidspunkt at kunne indføde i nettet. Indfødningsomfanget fastsættes uafhængigt af produktionsanlæggets størrelse, og en producent kan derfor vælge at købe et indfødningsomfang, der er mindre end vedkommendes produktionsanlægs maksimale effekt, hvis producenten kan garantere aldrig at indføde mere på nettet end sit indfødningsomfang.

1.1.1 Typisk netstruktur

For at kunne beregne et gennemsnitligt indfødningsomfang tager betalingsmodellen udgangspunkt i en typisk netstruktur. Formålet hermed er at kortlægge, hvilke komponenttyper der er nødvendige for at aftage indfødningsomfang fra et produktionsanlæg.

Den forudsatte typiske netstruktur opstilles, så længden fra et tilslutningspunkt til transmissionsnettet i den typiske netstruktur beskriver den gennemsnitlige længde fra tilslutningspunktet til transmissionsnettet. Komponenternes størrelser er et udtryk for de gennemsnitlige komponentstørrelser, der anvendes, når nettet forstærkes i dag. Rationalet er, at i et produktionsdomineret netområde udbygges og forstærkes distributionsnettet med det formål at kunne løfte el fra produktionsanlæg op til transmissionsnettet.

Den typiske netstruktur er specificeret som følger:

- 1 stk. 132-150/30-60 kV-station
 - Ejermæssig grænseflade til Energinet.
 - Indeholder 2 stk. paralleldrevne 132-150/30-60 kV-transformere, hver på 100 MVA ejet af Energinet.
 - Der skal kun bidrages til transformernes 30-60 kV-felter ved tilslutning i distributionsnettet.
- 1 stk. 30-60 kV-ring
 - Netstruktur, hvor stationer ligger i en ring med udløb fra 132-150/30-60 kV-station.
 - 2 stk. 30-60 kV-kabler på 13 km (gns. faktisk tilslutningslængde beregnet på faktiske net) fra alle stationer, hvor der bidrages til fuld benyttelse af et kabel. Der er ikke tale om reserveforsyning.
- 4 stk. 30-60/10-20 kV-station

- Alle med 2 stk. paralleldrevne 30-60/10-20 kV-transformere, hver på 20 MVA, hvor der bidrages til fuld benyttelse af en transformer. Der er ikke tale om reserveforsyning.
- 1 stk. 10-20 kV-radial fra 30-60/10-20 kV-stationen – i gns. 4,7 km til midten af radialen (gns. faktisk længde beregnet på faktiske net).
- 1 stk. 10-20/0,4 kV-station på 10-20 kV-radialen på 800 kVA.
- 1 stk. 0,4 kV-radial fra 10-20/0,4 kV-stationen – i gns. 300 m til midten af radialen.

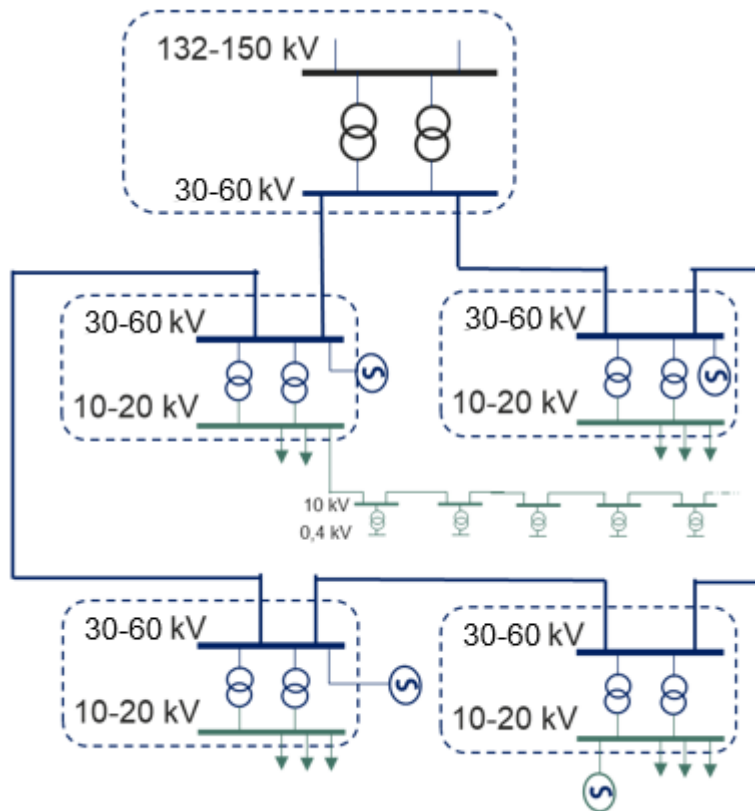
Den forudsatte typiske netstruktur er illustreret i Figur 1.

I Danmark findes 3 typer netstrukturer, for nettet på 30-60 kV-niveau.

- Radial
- Ring
- Formasket (maskenet)

Radial- og ringstrukturer anvendes primært i Jylland, mens formasket struktur primært anvendes på Fyn og Sjælland (rundspørge blandt 8 netselskaber). Netstrukturen i de forskellige områder er historisk betinget og udgør en rammebetingelse, som ikke lader sig justere på kort eller mellem-langt sigt. Netstrukturen har en vis betydning for omkostningerne. Uanset eksisterende netstruktur vil det net, der skal bidrages til mellem produktionsanlæggets tilslutningspunkt og transmissionsnettet, være ens for stort set alle producenter tilsluttet i de tre netstrukturer. Derfor kan en model baseret på typisk netstruktur i udgangspunktet finde anvendelse i hele landet.

I maskenet gælder dog, at der løber elektricitet til andre 132-150/30-60 kV-stationer, hvilket igen har en betydning for den belastning, som komponenterne i en 132-150/30-60 kV-station udsættes for. Dette medfører, at producenter tilsluttet direkte i en 132-150/30-60 kV-station i maskenet vil belaste flere komponenter end producenter tilsluttet i en 132-150/30-60 kV-station i en af de 2 andre netstrukturer. Derfor indføres en særlig kundekategori for producenter tilsluttet direkte i en 132-150/30-60 kV-station i maskenet (A-høj+ maske).



Figur 1 - Illustration af forudsat typisk netstruktur

Der er benyttet den forudsætning, at den producerede elektricitet fra et produktionsanlæg vil løbe fra tilslutningspunktet og igennem det kollektive net mod det nærmeste tilsluttede forbrug. Kan forbruget på det spændingsniveau, hvor producenten er tilsluttet, ikke aftage den producerede elektricitet – sådan som det er tilfældet i produktionsdomineret net – transporteres det overskydende elektricitet op til højere spændingsniveau og i sidste ende op til transmissionsnettet. Her transporteres elektriciteten via transmissionsnettet til forbrugere i andre landsdele.

1.1.1.1 Anlægskapacitet

Et produktionsanlæg, der tilsluttes distributionsnettet, skal betale standardtilslutningsbidrag på baggrund af anlæggets indfødningsomfang.

Nettets komponenter belastes af det antal ampere, der løber igennem komponenterne. Både produktion af aktiv effekt (MW) og reaktiv effekt (MVar), der sammen udgør den tilsyneladende effekt (MVA), indfører ampere til det kollektive net. Der er krav til, at producenter kan producere reaktiv effekt med en effektfaktor ($\cos(\phi)$) på 0,90 eller 0,95. For at sikre, at det kollektive net kan aftage det antal ampere, som produktionsanlæggene indfører til nettet, skal der betales tilslutningsbidrag ud fra anlæggets indfødningsomfang i MVA.

Derfor skal der bidrages til forstærkningsbehovet forårsaget af det største antal ampere, der forekommer ved anlæggets nominelt tilsyneladende effekt. Altså skal betalingen falde i forhold til antal MVA, som skal kunne levere ind på nettet, hvorfor kundens specificerede MW-værdi omregnes til MVA.

Dette stemmer overens med leveringsomfanget for forbrug, hvor der betales tilslutningsbidrag pba. ampere eller MVA.

1.1.1.2 Afstandsreglen

Netselskabet anviser tilslutningspunktet jf. § 3 i nettilslutningsbekendtgørelsen (BEK nr. 2653/2021, § 3). Nettilslutningsbekendtgørelsens § 4 medfører, at i tilfælde, hvor netselskabet anviser til tilslutningspunktet i en station, der er længere væk end den geografisk nærmeste station på 30-60 kV, skal netselskabet fremføre kollektivt net til producenten, så tilslutningspunktet ikke er længere væk end afstanden til nærmeste 30-60 kV-station.

§ 4 i nettilslutningsbekendtgørelsen sætter derved en begrænsning for den mest effektive udbygelse af det kollektive net, da netselskabet ikke kan optimere valget af tilslutningspunkt.

Den ekstra kabelafstand, som afstandsreglen i gennemsnit medfører, er indregnet i standardtilslutningsbidraget, da den gennemsnitlige kabellængde i den typiske netstruktur er beregnet pba. afstandene i det eksisterende net og derved inkluderer kabellægning til produktionsanlæg tilsluttet ved afstandsreglen. Kabelstrækningerne uden afstandsreglen ville altså være kortere.

1.1.1.3 Tilslutningskvalitet for produktionsanlæg

Der bygges ikke reservenet og reservestationer til produktionsanlæg. Producenter er derfor kun sikret, at nettet kan aftage den producerede elektricitet, hvis nettet er i normaldriftstilstand. Opstår der en unormal driftssituation i nettet, kan anlægsejer ikke være sikker på, at nettet kan aftage anlæggets elektricitet. Netselskabet kan derfor være nødsaget til at give anlægsejer besked om at nedregulere eller afbryde sit produktionsanlæg ved unormale driftssituationer i nettet.

Produktionsanlæg har dermed en lavere tilslutningskvalitet end forbrugsanlæg, som kan forsynes i en unormal driftssituation. Denne lavere tilslutningskvalitet er grundlaget for ovenstående typiske netstruktur og dermed også for størrelsen af standardtilslutningsbidragene.

Det er i overensstemmelse med det historiske netdesign for tilslutning af produktionsanlæg og udligningsordningen, at den benyttede typiske netstruktur tager udgangspunkt i, at der ikke bygges reservenet og reservestationer ved nettilslutning af produktionsanlæg.

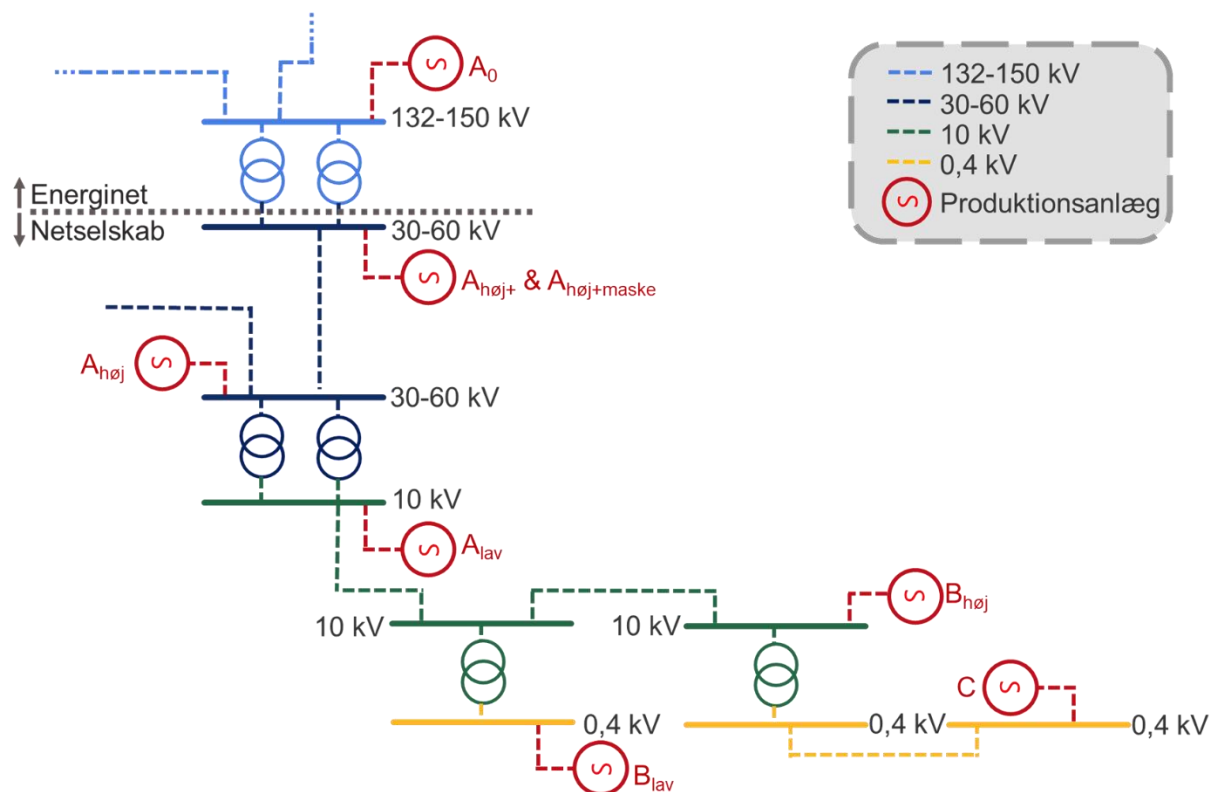
1.1.2 Tilslutningspunkter

Der er fastlagt 7 forskellige kundekategorier for produktion i distributionsnettet. Produktionsanlæg tildeles en kundekategori pba. anlæggets tilslutningspunkt. Standardtilslutningsbidraget for produktionsanlæg er ligesom for forbrugsanlæg afhængig af tilslutningspunktet, da antallet af komponenter, der transporterer anlæggets producerede elektricitet mod transmissionsnettet, vil afhænge af tilslutningspunktet. Dette følger samme grundlæggende logik som vandfaldsprincippet for forbrugsanlæg.

Jo længere nede i distributionsnettet et anlæg er tilsluttet, desto flere komponenter skal anlægget bidrage til forstærkning eller udbygning af. Kundekategorierne er illustreret i Figur 2.

Der introduceres to nye kundekategorier for produktion, som ikke findes for forbrug. Disse dækker kunder tilsluttet i stationer, hvor der er udveksling med transmissionsnettet. Disse er hhv. $A_{høj+}$ og $A_{høj+maske}$. Disse introduceres for at sikre høj grad af omkostningsæghed. Der er således markant mindre omkostninger foranlediget af kunder tilsluttet i stationer med udveksling til transmissionsnettet. Omkostningen er dog forskellig ift., om der er tale om en maskenetstruktur eller ej.

De nye kundekategorier betegner kunder, der er tilsluttet direkte i stationer med udveksling til transmissionsnettet.



Figur 2 – Tilslutningspunkter på DSO-niveau, udsnit af figur 1

En oversigt over kundekategorierne fremgår af Tabel 1.

Tabel 1 – Kundekategori-oversigt

Kundekategori	Tilslutningspunkt
A _{høj+maske} -kunde	Sekundærskinnen i 132-150/30-60 kV-transformerstation i maskenet
A _{høj+} -kunde	Sekundærskinnen i 132-150/30-60 kV-transformerstation
A _{høj} -kunde	30-60 kV-station
A _{lav} -kunde	Sekundærskinnen i 30-60/10-20 kV-transformerstation
B _{høj} -kunde	10-20 kV-station eller i 10-20 kV-nettet
B _{lav} -kunde	Sekundærskinnen i 10-20/0,4 kV-transformerstation
C-kunde	0,4 kV-kabelskab

1.1.2.1 Gennemsnitlig kundestørrelse i tilslutningspunkt

Det er netselskabet, der i medfør af § 3 i nettilslutningsbekendtgørelsen, anviser det punkt i nettet, som kan aftage den ønskede produktion samt udgør den løsning, som vil udgøre de laveste samlede omkostninger ved nettilslutningen.

Netselskabets vurdering vil bl.a. afhænge af det købte indfødningsomfang og af anlæggets geografiske placering.

Tabel 2 nedenfor giver et overblik over de forskellige tilslutningspunkter og den gennemsnitlige størrelse på anlæg, der tilsluttes i tilslutningspunktet.

Tabel 2 – Kundekategori og typisk tilslutningspunkt ift. gennemsnitlige anlægsstørrelser

Kundekategori	Spændings-niveau [kV]	Station	Gennemsnitlig kundestørrelse [MVA]
C	0,4	Kabelskab	0,025
B _{lav}	0,4	10-20/0,4 kV-station	0,250
B _{høj}	10-20	10-20/0,4 kV-station	2,000
A _{lav}	10-20	30-60/10-20 kV-station	10,000
A _{høj}	30-60	30-60/10-20 kV-station	25,000
A _{høj+}	30-60	132-150/30-60 kV-station	50,000
A _{høj+maske}	30-60	132-150/30-60 kV-station	50,000
A ₀ (Energinet)	132-150	132-150/30-60 kV-station	

I kolonnen længst til højre er der angivet den gennemsnitlige anlægsstørrelse, som er forudsat i hver kundekategori. De gennemsnitlige kundestørrelser er et gennemsnit af den anlægskapacitet,

som netselskaberne anviser til de forskellige kundekategorier. Disse tal benyttes senere til beregning af den resulterende sats, i DKK/MVA, pr. kundekategori, der så multipliceres med den faktiske MVA-værdi for produktionsanlægget.

For $A_{høj+}$ -tilslutningspunktet differentieres der mellem maske- hhv. radial- og ringnet, da et produktionsanlæg tilsluttet $A_{høj+}$ i maskenet også medfører transport af elektricitet via 30-60 kV-nettet til andre 132-150/30-60 kV-indfødningspunkter til transmissionsnettet. Derfor er der oprettet et tilslutningspunkt $A_{høj+maske}$. $A_{høj+maske}$, som skal betale bidrag af den andel af den indfødte elektricitet, der transporteres via distributionsnettet mod andre indfødningspunkter til transmissionsnettet.

En tilslutning i $A_{høj+maske}$ skal derfor bidrage til 30-60 kV-kabler i distributionsnettet frem til andre indfødningspunkter i maskenet. $A_{høj+maske}$ -kundekategorien er nødvendig for at sikre, at standardtilslutningsbidragene dækker omkostningerne til forstærkning og udbygning af det kollektive net de steder, hvor der er maskenetstruktur i 30-60 kV-nettet.

1.1.2.2 $A_{høj+maske}$ -kunder

Produktionsanlæg tilsluttet sekundærskinnen i en 132-150/30-60 kV-transformer i et maskenet skal bidrage med 45 % af anlæggets indfødningsomfang til belastning af underliggende 30-60 kV-net. Analyser viser, at mellem 41 % og 49 % af den producerede elektricitet løber ned i det underliggende net mod andre indfødningspunkter til transmissionsnettet ved tilslutninger i stationer med udveksling til transmissionsnettet i maskenetstruktur - fænomenet kaldes "*subtransmission*". $A_{høj+maske}$ -taksten skal kun betales for produktionskunder, der anvises tilslutningspunkt i sekundærskinnen i en 132-150/30-60 kV-transformer i maskenet. Analysen fremgår af Underbilag 3 – Maskenet-faktor.

1.1.3 Komponenter i nettet

Distributionsnettet består af forskellige komponenter, og udgangspunktet for beregningsmodellen er, at tilslutning af et produktionsanlæg i et tilslutningspunkt vil påvirke komponenterne mellem tilslutningspunktet og Energinets transmissionsnet. Et produktionsanlæg belaster komponenterne forskelligt alt efter størrelse og tilslutningspunkt. For at fastslå, hvor meget et produktionsanlæg belaster nettet, og hvor meget net, der dermed i gennemsnit skal bygges for at aftage indfødnin-gen herfra, er det derfor nødvendigt både at kende til nettets komponenter, kapacitet samt den mulige praktiske udnyttelse af kapaciteten.

1.1.3.1 Praktisk udnyttelsesfaktor

I anden kolonne i Tabel 3 er angivet den gennemsnitlige kapacitet af komponenterne, som anvendes i den definerede typiske netstruktur. Det er i praksis ikke muligt at udnytte hele kapaciteten af en komponent.

Netkomponenter leveres i standardstørrelser, som ikke nødvendigvis passer præcist sammen. Det gør, at der altid vil være en overskydende restkapacitet, og det betyder, at det ikke vil være muligt at opnå en 100% udnyttelse af komponenterne i praksis, hvorfor der er indført en parameter for praktisk udnyttelsesfaktor.

Udnyttelsesfaktoren er fastlagt til 90%. Parameterværdien er fastlagt på baggrund af analyser af netselskabernes restkapacitet ved forstærkning eller udbygning af kollektive net. Analyserne

viser, at den typiske praktiske udnyttelsesfaktor ligger 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 undeUnderbilag 4 – Praktisk udnyttelsesfaktor.

De resulterende værdier for komponenternes kapacitet er vist i tredje kolonne i Tabel 3. Det er disse værdier, som anvendes i det følgende til at beregne, hvor store andele af komponenterne nye produktionsanlæg lægger beslag på.

1.1.3.2 Gennemsnitlig kapacitet

For at afgøre, hvor store andele af komponenterne i nettet, der benyttes af nye produktionsanlæg, er der til den forudsatte typiske netstruktur anvendt gennemsnitlige størrelser for de komponenter, som distributionsnettet forstærkes med i dag. Dette er nødvendigt for at estimere de andele af nettet, som nye produktionsanlæg i gennemsnit lægger beslag på i dimensioneringsspidsen. Her-til skal forstås, at nettet dimensioneres efter den største forventede belastning (den største umiddelbare effekt, der skal kunne transporteres gennem nettet). Følgende gennemsnitlige komponentkapaciteter er anvendt:

Tabel 3 - Gennemsnitlige komponentkapaciteter, der er anvendt i betalingsmodellen

Komponent	Gennemsnitlig kapacitet	Gennemsnitlig kapacitet (korrigeret for praktisk mulig udnyttelse)
30-60 kV-trf.-felt til 132-150/40-60 kV-trf.	100 MVA	90 MVA
30-60 kV-tilslutningsfelt	50 MVA	45 MVA
30-60 kV-linje-felt	55 MVA	49,5 MVA
30-60 kV-kabel	55 MVA	49,5 MVA
30-60 kV-trf.-felt til 30-60/10 kV-trf.	24 MVA	21,6 MVA
30-60/10 kV-trf.	24 MVA	21,6 MVA
10 kV-trf.-felt til 30-60/10 kV-trf.	24 MVA	21,6 MVA
10 kV-tilslutningsfelt	7 MVA	6,3 MVA
10 kV-linje-felt	5 MVA	4,5 MVA
10 kV-kabel	5 MVA	4,5 MVA
10/0,4 kV-station	0,8 MVA	0,72 MVA
0,4 kV-kabel	0,25 MVA	0,23 MVA
0,4 kV-kabelskab	0,1 MVA	0,09 MVA
10 kV-slukkespole (koll.net)	200 A	180 A
10 kV-slukkespole (opsaml.net)	200 A	180 A
30-60 kV-slukkespole (koll.net)	200 A	180 A

Komponent	Gennemsnitlig kapacitet	Gennemsnitlig kapacitet (korrigeret for praktisk mulig udnyttelse)
30-60 kV-slukkespole (opsaml.net)	200 A	180 A

30-60/10-20 kV-transformernes gennemsnitlige kapacitet er fastsat på baggrund af indberetning af gennemsnitlige kapaciteter fra 7 netselskaber. Indberetningerne viste en gennemsnitlig kapacitet på 23,6 MVA. Netselskabernes indberetninger kan ses i Tabel 4.

Tabel 4 - Gennemsnitlige transformerkapaciteter

Netselskab	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

Kablernes gennemsnitlige kapacitet er fastsat på baggrund af det gennemsnitlige kabeltværsnit, der nedlægges for de forskellige spændingsniveauer i dag, se Tabel 5.

Felter følger transformere og kablens kapacitet.

Tabel 5 - Gennemsnitlige tværsnit for kabler

Spændingsniveau	Tværsnit	Strøm værdi	Kapacitet
30-60 kV	630 mm ²	544 A	47-56 MVA
10 kV	240 mm ²	310 A	~5 MVA
0,4 kV	240 mm ²	310 A	~0,25 MVA

Slukkespolestrømmen er indberettet af netselskaberne sammen med standardomkostnings-indberetningen. Slukkespolestrømmen for både 10-20 kV og 30-60 kV er blevet indberettet i intervallet 150-300 A pr. slukkespole, hvor gennemsnittet ligger på 200 A for alle spændingsniveauer.

1.1.3.3 Gennemsnitlig kabellængde

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

For 30-60 kV-kabler er den gennemsnitlige længde mellem tilslutningspunktet og 132-150/30-60 kV-station beregnet efter følgende metode:

- Luftlinjeafstanden fra alle 30-60 kV-stationer til indfødningsstationen (station med udveksling til transmissionsnettet) bestemmes.
- Den resulterende luftlinjeafstand multipliceres med en tråcefaktor på 1,2. Tråcefaktoren har været almindeligt anvendt og har kunnet eftervises ved analyse af forskellen mellem luftlinjeafstanden og den aktuelle kabelføring mellem 50-60 kV stationer i 2 netselskaber,

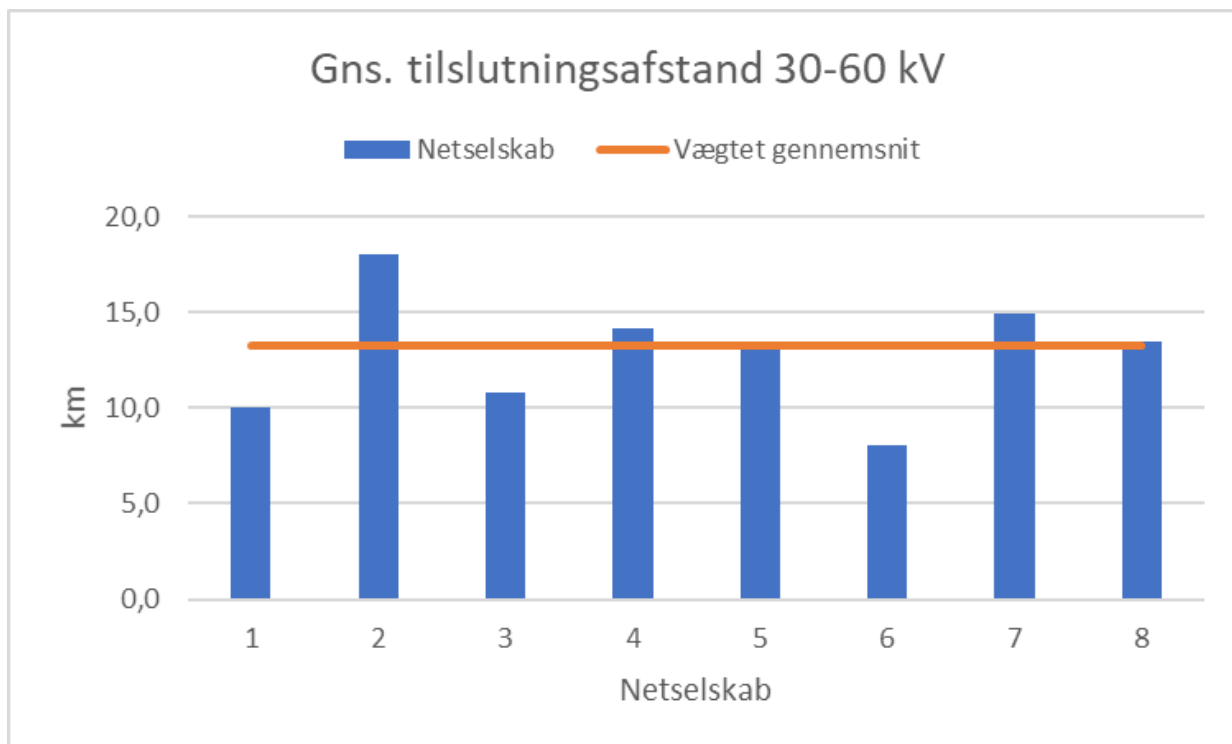
der samlet udgør 59% af øvrige Danmarks 50-60 kV-net. Tråcefaktoren er indført for at tage højde for den faktisk mulige kabelfremføring.

- Gennemsnittet af de resulterende afstande mellem indfødningsstationer og 30-60 kV-stationer beregnes.

Resultatet fremgår af Tabel 6 og Figur 3.

Tabel 6 - Gennemsnitlig tilslutningsafstand på 30-60 kV-distributionsnettet for 8 netselskaber

Netselskab	Antal stationer	Længste afstand [km]	Korteste afstand [km]	Gennemsnitlig afstand [km]
Selskab 1	26	26,1	1,7	10,0
Selskab 2	16	33,3	7,9	18,1
Selskab 3	51	43,1	0,0	10,8
Selskab 4	332	56,3	0,6	14,1
Selskab 5	45	37,9	2,2	13,1
Selskab 6	47	21,7	0,1	8,0
Selskab 7	64	38,1	1,1	14,9
Selskab 8	74	35,3	1,6	13,4
Vægtet gennemsnit – Danmark excl. Cerius og Radius elnet	659	56,3	0,0	13,3



Figur 3 – Gennemsnitlig tilslutningsafstand 60 kV

På baggrund af ovenstående beregninger er 13,3 km brugt som den gennemsnitlige 30-60 kV-tilslutningsafstand.

For 10-20 kV-kablerne beregnes den gennemsnitlige længde til midten af radialen, da midten af radialen er et udtryk for den gennemsnitlige afstand til 30-60/10-20 kV-stationer, som produktionsanlæg vil blive tilsluttet til.

De gennemsnitlige radiallyængder er beregnet ud fra indberetninger af antal 10-20/0,4 kV-stationer på en 10-20 kV-radial fra 7 netselskaber samt den samlede længde 10-20 kV-kabler i Danmark excl. Cerius og Radius.

Antallet af 10-20/0,4 kV-stationer på 10-20 kV-radialerne kan ses i Tabel 7.

Tabel 7 - 10-20/0,4 kV-stationer pr. 10-20 kV-radial

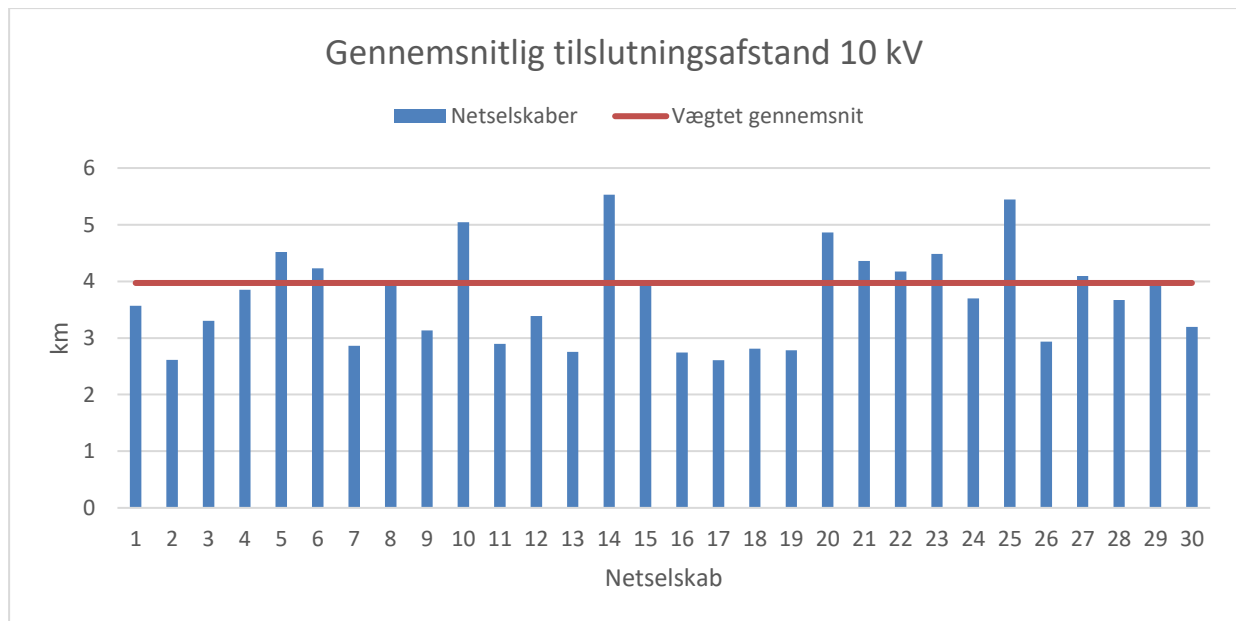
Selskab	S1	S2	S3	S4	S5	Gns.
10-20/0,4 kV-station/10-20 kV-radial	7,85	10,74	7,34	11,95	6,83	8,94

Den samlede længde af 10-20 kV-kabler i Danmark excl. Cerius og Radius er 45.061 km fordelt mellem 50.516 stationer.

Den gennemsnitlige afstand fra tilslutning som $B_{høj}$ -kunde til 30-60/10-20 kV-stationer beregnes (længden af 10-20 kV-kabler i den typiske netstruktur) ved at finde den gennemsnitlige kabellængde pr. station og multiplicere med antallet af 10-20/0,4 kV-stationer på en 10 kV-radial for alle netselskaber med 10 kV og derefter tage et vægtet gennemsnit. Beregningsmetoden fremgår af formel (1).

$$l_{gns,10-20\text{ kV kabel}} = \frac{\frac{10\text{ kV stationer}}{10\text{ kV kabelmasse [km]}} \cdot 8,94 [\text{stationer/radial}]}{2} \quad (1)$$

Ved brug af ovenstående metode beregnes den gennemsnitlige tilslutningslængde på 10 kV til at være 4,0 km. Beregningen er uddybet i Figur 4 og underbilag 6.



Figur 4 - Gennemsnitlig tilslutningsafstand 10 kV

1.1.4 Geografisk differentiering

Med ændring af elforsyningsloven af 21. december 2021, har netselskaberne fået mulighed for at anvende geografisk differentierede tilslutningsbidrag for produktionsanlæg.

Netselskaberne tager denne mulighed for geografisk differentiering i anvendelse. Der er derfor indarbejdet en geografisk differentiering i betalingsmodellen, som giver en højere grad af omkostningsæghed ved at sikre, at producenter bidrager til forstærkningen og udbygningen, alt efter hvor meget de påvirker spidsbelastningen af komponenterne. Produktionsanlæg tilsluttet i produktionsområder vil påvirke spidsbelastningen af komponenterne mod Energinets transmissionsnet mere og derved medføre flere forstærknings- og udbygningsomkostninger.

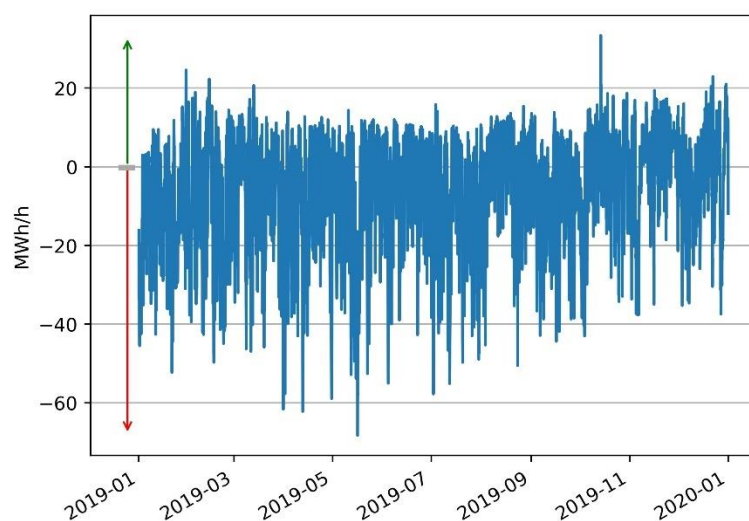
Den geografiske differentiering er valgt i form af 3 forskellige geozoner:

- 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

Princippet for kategorisering af områder i geozonerne er uddybet i afsnit 1.2.

1.1.5 Betaling for de andele af nettet, der benyttes

Producenter skal som udgangspunkt betale for de dele af nettet, der benyttes ud fra den andel af kapaciteten, som producentens indføddning lægger beslag på i en normalsituation. Betalingen for standardtilslutningsbidrag er designet med udgangspunkt i produktionsområder, dvs. områder, hvor al den producerede elektricitet skal leveres til transmissionsnettet for at kunne aftages andetsteds. Ved tilslutning af yderligere produktionsanlæg i disse områder vil spidsbelastningen af det lokale net øges yderligere og behovet for forstærkning og udbygning af nettet følge med. I Figur 5 er illustreret en produktionsstation med ca. 3 gange så stor spidsproduktion (rød pil) som spidsforbrug (grøn pil).



Figur 5 – Illustration af en produktionsstation med ca. 3 gange så stor spidsproduktion (rød pil) som spidsforbrug (grøn pil)

1.1.5.1 Dimensionering i produktionsområder

Ved tilslutning af yderligere produktionsanlæg i produktionsområder øges spidslasten på nettets komponenter og dermed også den effekt, komponenterne skal kunne holde til. Forøgelsen af spidslast afhænger af den resulterende samtidighed mellem den eksisterende spidslast og spidslasten fra nye produktionsanlæg.

Følgende overvejelser påvirker dimensioneringsfaktoren i produktionsområder:

- Netselskabet skal sikre, at producenten kan indføde hele det købte indføddningsomfang til det kollektive net alle tider på året.
- Der vil forekomme stationer, hvor eksisterende produktion og nyt tilsluttet produktion er 100 % sammenfaldende og andre stationer, hvor sammenfaldet er mindre.
- Da produktionsnet er defineret pba. af udvekslingen på 132-150/30-60 kV-stationer, kan der forekomme stationer på lavere spændingsniveauer, som er forbrugsdomineret. I disse stationer er sandsynligheden for, at det er produktion, der udløser forstærknings- eller udbygningsbehov, markant mindre.
- Det forventes, at der i fremtiden vil komme en større andel af sol, som vil blive dimensionerende.

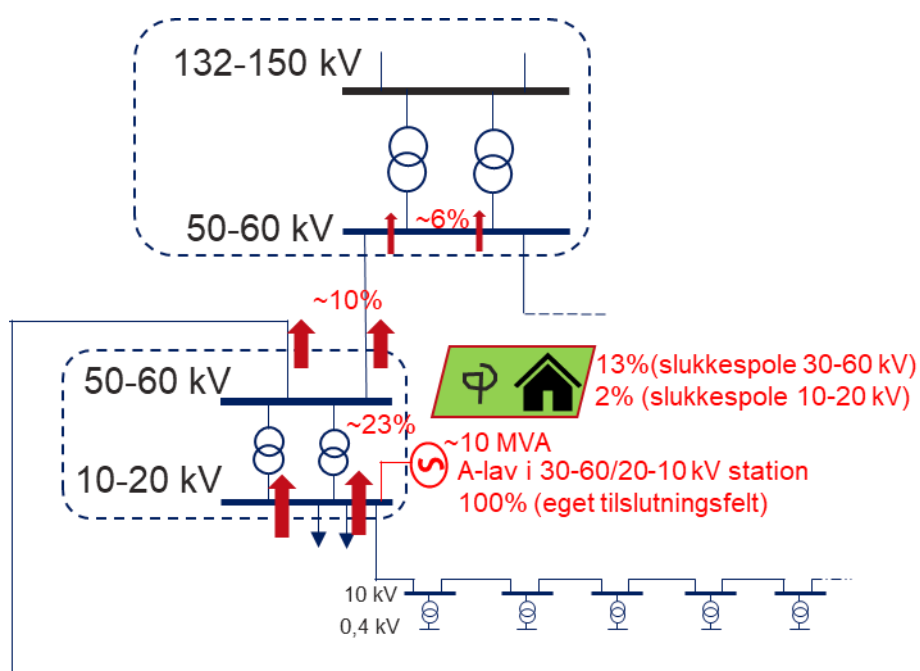
Ved undersøgelse af sammenfaldet mellem spidsbelastningen af eksisterende 132-150/30-60 kV-stationer og ny produktion i produktionsområder ses et sammenfald på omkring 95 % for vind. Undersøgelsen fremgår af Underbilag 5 – Samtidig i rød geozone.

Alle overvejelserne er forbundet med usikkerheder, der gør det udfordrende at fastslå en dimensioneringsfaktor for produktionsområder. Baseret på sammenfaldet i spidsbelastning fastsættes dimensioneringsfaktoren til 95 % for produktionsområder.

1.1.5.2 Fastsættelse af tilslutningsbidrag for A_{lav} -kunder

Pba. af de introducerede faktorer samt opbygningen af den typiske netstruktur gives herunder en uddybning af principperne ved fastlæggelse af standardtilslutningsbidraget for A_{lav} -kunder (standardtilslutningsbidraget for de andre kundekategorier beregnes efter samme princip). Uddybningen gives i første omgang for områder, der i forvejen er tydeligt domineret af produktion.

For A_{lav} -kunder er standardtilslutningsbidraget fastsat på følgende måde:



Figur 6 – Komponentbelastning af gns. A_{lav} -tilslutning

Jf. Figur 6 tilsluttes A_{lav} -kunder i et dedikeret 10-20 kV-felt på 10-20 kV-skinen i en 30-60/10-20 kV-station. Den gennemsnitlige størrelse af et A_{lav} -tilsluttet produktionsanlæg er forudsat at være 10 MVA, jf. Tabel 2. I et område, der i forvejen er domineret af produktion, forudsættes, at anlægget bidrager med 95% af omkostningen for forstærknings- eller udbygningsbehovet som mærkeeffekten på det nye produktionsanlæg, der ønskes tilsluttet, lægger beslag på, nemlig 10 MVA.

Ved de gennemsnitlige komponentstørrelser angivet i tredje kolonne i Tabel 3, vil de 10 MVA øge spidsbelastningen på:

- De 2 stk. 30-60/10-20 kV-transformere og tilhørende felter, hver med en udnyttelse på 18 MVA.
- De 2 stk. 30-60 kV-kabler samt tilhørende linjefelter, hver med en udnyttelse på 49,5 MVA.
- De 2 stk. 30-60 kV-transformerfelter, hvor 132-150/60-30 kV-transformerne er tilsluttet, hver med en udnyttelse på 90 MVA.

Derudover bidrages der til:

- den fulde andel af produktionsanlæggets eget 10-20 kV-tilslutningsfelt

- en forholdsmæssig andel af bygningen og fællesanlægget, som huser 10-20 kV-felterne – der indgår ikke en andel af grunden i standardtilslutningsbidraget.
- en forholdsmæssig andel af slukkespoler.

Tabel 8 viser belastningen af de forskellige komponenter forårsaget af produktionsanlægget tilsluttet A_{lav} .

Tabel 8 – Komponentbelastning ved produktionsanlæg tilsluttet A_{lav}

Komponent	Komponent-størrelse	Mulig udnyttelse	Komponent-belastning fra produktions-anlægget	Komponent belastning
2 stk. 30-60/10-20 kV-transformere, samt tilhørende felter	24 MVA	21,6 MVA	5 MVA*	23,15 %
2 stk. 30-60 kV-kabler, samt tilhørende felter	55 MVA	49,5 MVA	5 MVA*	10,10 %
2 stk. 30-60 kV-felter (ENDK-transformer)	100 MVA	90 MVA	5 MVA*	5,56 %
10-20 kV-tilslutningsfelt	10 MVA	10 MVA	10 MVA	100,00 %
Slukkespoler 10-20 kV	200 A	180 A	3,92 A	2,18 %
Slukkespoler 30-60 kV	200 A	180 A	18,61 A	12,50 %
*Komponentbelastningen fra produktionsanlægget deles med 50% på hver ring/transformer, da al effekt fra anlægget skal aftages opad i vandfaldet.				

Ovenstående procentvise forøgelse af spidsbelastningen multipliceres med de anvendte enhedsomkostninger for komponenter (se afsnit 1.3).

Med ovenstående procentsatser for benyttelse af komponenterne i den typiske netstruktur beregnes omkostningstrækket i det kollektive net ved tilslutningen af de 10 MVA i rød geozone. Resultatet fremgår af

Tabel 9 og er beregnet ved brug af formel (2).

$$Omkostningstræk_{komponent} = \left(\frac{\%_{andel}}{100} \right) \cdot antal \cdot pris_{komponent} \cdot \left(\frac{\%_{geozonefaktor}}{100} \right) \quad (2)$$

Tabel 9 - Omkostningstræk i det kollektive net ved tilslutning af 10 MVA-produktionsanlæg til A_{lav} i rød geozone

Andel		Antal	Komponent		Komponent- omkostning		Omkost- ningstræk
					[DKK pr. stk] Eller [DKK pr. km]		[DKK]
23,15%	x	2 stk.	30-60/10-20 kV-trf.	x	XX	=	YY
23,15%	x	2 stk.	30-60 kV-trf.-felter	x	XX	=	YY
23,15%	x	2 stk.	10-20 kV-trf.-felter	x	XX	=	YY
10,10%	x	2 x 13,3 km	30-60 kV-kabler	x	XX	=	YY
10,10%	x	2 x 2 stk.	30-60 kV-linjefelter	x	XX	=	YY
5,56%	x	2 stk.	30-60 kV-trf.-felter	x	XX	=	YY
100%	x	1 stk.	10 kV-tilslutningsfelt	x	XX	=	YY
12,50%	x	1 stk.	30-60 kV-slukkespole	x	XX	=	YY
2,18%	x	1 stk.	10-20 kV-slukkespole (opsml. Net)	x		=	YY
<u>I alt</u>							<u>8.400.000</u>
I alt pr. MVA		10 MVA			<u>8.400.000 DKK / 10</u> <u>MVA</u>	=	<u>840.000</u> <u>DKK pr.</u> <u>MVA</u>

Samme princip er anvendt til fastlæggelse af standardtilslutningsbidrag for de øvrige kundekategorier, hvor der betales for omkostninger i overliggende net.

I Underbilag 1 er beregningen for alle tilslutningspunkter vist.

1.1.6 Cut off-grænse for små kunder

Der indføres i udgangspunktet standardtilslutningsbidrag for indfødningsomfang på alle spændingsniveauer. Også på lavspænding.

Der indføres dog en cut off-grænse for betaling af standardtilslutningsbidrag for helt små anlæg, fordi disse anlæg i dag kun helt undtagelsesvist medfører behov for forstærkning og udbygning af det kollektive net. Samtidig er de små anlæg ofte anlæg, der forekommer i sammenhæng med eksisterende forbrugsinstallationer. Grænsen er sat til 50 kW for produktionsanlæg tilsluttet i eksisterende forbrugsinstallationer for C og B-lav-kunder. Rationalet er, at lavspændingsnettet vil være forbrugsdomineret, og at elektriciteten fra disse små anlæg ikke vil skulle løftes op i systemet.

Implikationen er, at produktionsanlæg på 50 kW eller under ikke skal betale standardtilslutningsbidrag. Cut off-grænsen sikrer også enkelthed i administrationen af standardtilslutningsbidrag fra producenter. Endvidere vurderes det omkostningsægte, da forstærkningerne/udbygningerne op mod 10-20/0,4 kV-stationen typisk vil dækkes af forbrugsinstallationernes standardtilslutningsbidrag. Det betyder i praksis, at produktion under 50 kW kun tilsluttes til egenproduktion.

C-kunder over cut off-grænsen på 50 kW betaler kun standardtilslutningsbidrag, jf. satsen for grøn geozone, uanset hvad den lokale geozone viser, og i dette standardtilslutningsbidrag regnes kun bidrag til komponenter t.o.m. 10-20/0,4 kV-stationen (regnet nedefra og op i "vandfaldet"), se dog afsnit om egenproducenter nedenfor (afsnit 1.1.9). C- og B_{lav}-kunder over 50 kW betaler for det indfødningsomfang, der overstiger leveringsomfanget.

Cut off-grænsen på 50 kW harmonerer i øvrigt med, at nettilslutningen af anlæg til og med 50 kW ikke kræver en individuel vurdering, såfremt der benyttes en inverter fra Green Power Danmarks positivliste.

Cut off-grænsen på 50 kW vurderes efter behov og senest om 5 år. Her skal det bl.a. vurderes, om der ses en unaturlig kraftig vækst i antallet af produktionsanlæg under 50 kW.

1.1.7 Benyttelsesfaktorer

På baggrund af metoden beskrevet i afsnit 1.1.5.1 er det beregnet, hvor stor en andel af den samlede forstærknings- og udbygningsomkostning producenter i rød geozone (produktionsdomineret net) skal bidrage til.

For gul og grøn geozone (hhv. blandet og forbrugsdomineret net) er der fastsat en lavere benyttelse af det kollektive net. Dette fordi større dele af den lokale produktion tilsluttet distributionsnettet forbruges i samme lokale netområde, og fordi nettet både skal levere og aftage strøm fra transmissionsnettet, hvilket medfører, at både produktions- og forbrugskunder belaster komponenterne op mod transmissionsnettet. Dette følger af logikken i modeldesignet.

For forstærknings- og udbygningsomkostningerne betyder dette, at der i gul og grøn geozone er benyttet (multipliseret med) en mindre benyttelsesfaktor end i rød geozone. I Tabel 10 er benyttelsesfaktorerne vist.

Tabel 10 – Benyttelsesfaktor for geozonerne

	Rød – Geozone	Gul – Geozone	Grøn – Geozone
Benyttelsesfaktor	95%	50%	10%

For tilslutningsfeltet og slukkespoler for opsamlingsnet indregnes altid udnyttelse på 100%, da det enkelte produktionsanlæg er ene om at benytte dette. Til disse omkostningselementer er benyttelsesfaktoren sat til 100%, uanset hvilken geozone produktionsanlægget befinder sig i.

1.1.8 Resulterende standardtilslutningsbidrag for producenter

Med ovenstående rammebetingelser er standardtilslutningsbidragene for producenter beregnet til følgende:

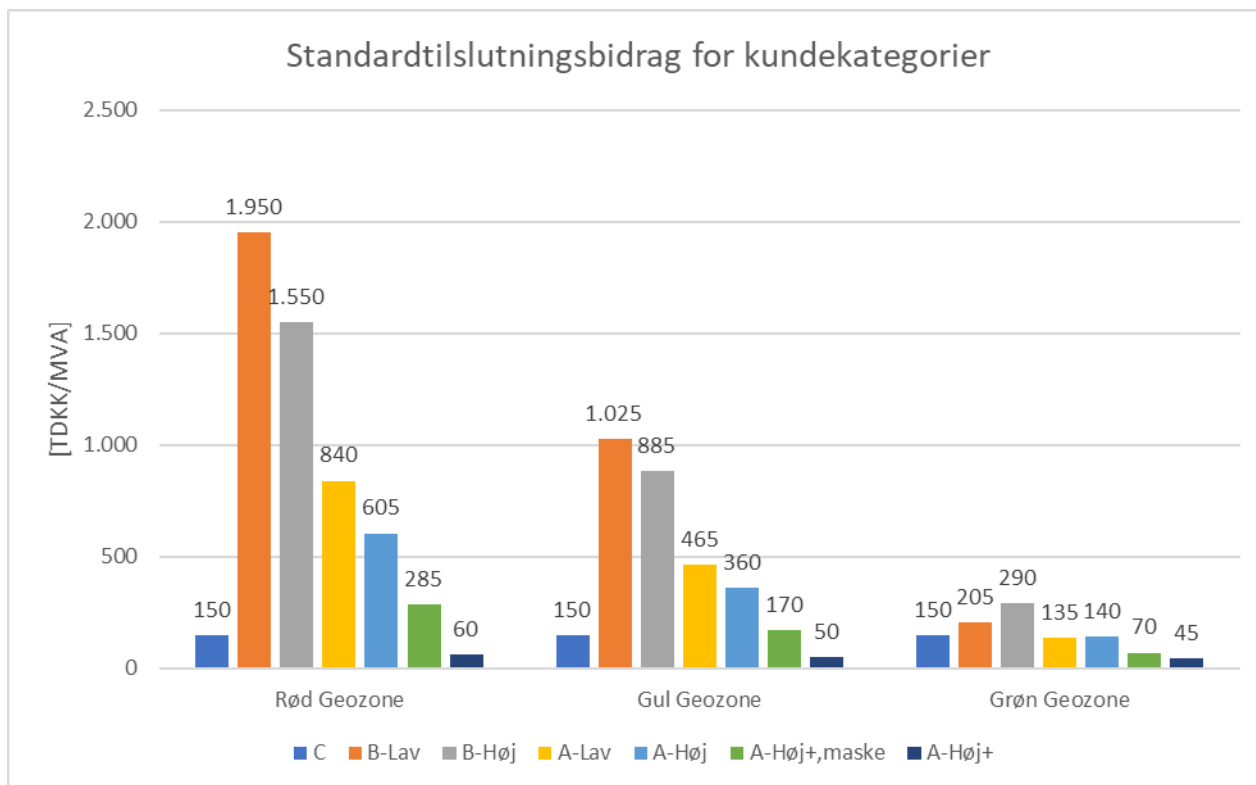
Tabel 11 – Standardtilslutningsbidrag for produktionsanlæg excl. Cerius og Radius

	Rød – Geozone [DKK/MVA]	Gul – Geozone [DKK/MVA]	Grøn – Geozone [DKK/MVA]
$A_{høj+}$	60.000	50.000	45.000
$A_{høj+maske}$	285.000	170.000	70.000
$A_{høj}$	605.000	360.000	140.000
A_{lav}	840.000	465.000	135.000
$B_{høj}$	1.550.000	885.000	290.000
B_{lav}	1.950.000	1.025.000	205.000
C større end 50 kW (72,5 A)	150.000	150.000	150.000
C eller B_{lav} mindre end eller lige med 50 kW	Forbrugs- tilslutningsbidrag	Forbrugs- tilslutningsbidrag	Forbrugs- tilslutningsbidrag

Metoden til fastlæggelse af geozoner gennemgås i det efterfølgende afsnit 1.2.

Det skal bemærkes, at standardtilslutningsbidragene følger brugen af komponenter ”op igennem vandfaldet”. Målt pr. MVA er tilslutning som $A_{høj+}$ -kunde således betydeligt billigere end tilslutning som $B_{høj}$ -kunde. Det følger naturligt af, at effekten fra $B_{høj}$ -kunder skal transporteres op igennem 10-20 kV-net, 30-60/10-20 kV-station, 30-60 kV-net og 132-150/30-60 kV-station. Tilsvarende skal $A_{høj+}$ -tilsluttede kunder kun have transporteret effekten op igennem 132-150/30-60 kV-stationen.

Tabel 11 er illustreret i Figur 7 for at tydeliggøre denne sammenhæng.



Figur 7 – Standardtilslutningsbidrag for produktionsanlæg excl. Netområderne Cerius og Radius

1.1.9 Egenproducenter

Egenproducenter svarer i udgangspunktet standardtilslutningsbidrag for deres indfødningsomfang på lige vilkår med andre produktionsanlæg. De skal også betale forbrugstilslutningsbidrag for et eventuelt leveringsomfang, kunden måtte ønske.

Producenter tilsluttet i en egenproducentkonfiguration som C- og B-lav, som har et produktionsanlæg på mere end 50 kW, bidrager med standardtilslutningsbidraget for indfødningsomfang svarende til grøn geozone, uanset hvilken geozone anlægget er tilsluttet i. Der skal for C- og B-lav kunder kun svares tilslutningsbidrag for indfødningsomfang, der overstiger egenproducentens leveringsomfang. Såfremt leveringsomfanget udvides, så følger det købt ekstra indfødningsomfang med. Dvs. har kunden et leveringsomfang på 100 kW og et additionelt købt indfødningsomfang på 50 kW, men udvider leveringsomfanget til 150 kW, vil kunden kunne indføde 200 kW til nettet.

Dette vurderer Green Power Denmark som rimeligt og omkostningsægte, da 0,4 kV-nettet vil være forbrugsdomineret.

For de højere spændingsniveauer vil der kunne være forskellige forhold mellem produktions- og forbrugsenheden i egenproducentkonfigurationen. Forstærknings- og udbygningsbehovet i forhold til det ønskede indfødningsomfang er dog ikke anderledes end for rene produktionsenheder, og tilslutningsbidraget for indfødningsomfang er i udgangspunktet det samme som for øvrige produktionsenheder. På samme måde skal der betales fuldt forbrugstilslutningsbidrag for det leveringsomfang, kunden måtte ønske. – Hvis kunden kan udjævne sin produktion og forbrug inde i

installationen, kan han vælge at bestille og betale for et lavere indfødningsomfang end anlæggets fulde produktionseffekt.

$B_{høj-}$, A_{lav-} , $A_{høj-}$, $A_{høj+}$ og $A_{høj+maske}$ -kunder betaler derfor standardtilslutningsbidrag for anlæggets fulde indfødningsomfang ift. den geozone, anlægget er placeret i.

For at sikre omkostningsæghed indføres der en standardrabat for feltomkostninger for kundekategorierne $B_{høj-}$, A_{lav-} , $A_{høj-}$, $A_{høj+}$ og $A_{høj+maske}$. Det skyldes, at standardfeltomkostninger er indregnet i både standardtilslutningsbidrag for forbrug og produktion for disse kundekategorier. Standardrabatten multipliceres med det mindste af indfødningsomfanget eller leveringsomfanget for egenproducenten, og den samlede rabat fratrækkes standardtilslutningsbidraget. Dermed sikres omkostningsæghed i egenproducenters betaling.

Standardtilslutningsbidraget for egenproducenter og standardrabatten for feltomkostninger i øvrige Danmark kan ses af Tabel 12.

Tabel 12 – Standardtilslutningsbidrag for produktionsanlæg i egenproducentkonfiguration

	Rød – Geozone [DKK/MVA]	Gul – Geozone [DKK/MVA]	Grøn – Geozone [DKK/MVA]	Standardrabat for feltomkostninger [DKK/MVA]
$A_{høj+}$	60.000	50.000	45.000	35.000
$A_{høj+maske}$	285.000	170.000	70.000	35.000
$A_{høj}$	605.000	360.000	140.000	75.000
A_{lav}	840.000	465.000	135.000	50.000
$B_{høj}$	1.550.000	885.000	290.000	130.000
B_{lav}	205.000	205.000	205.000	0
C større end 50 kW	150.000	150.000	150.000	0
C mindre end 50 kW	Forbrugs- tilslutningsbidrag	Forbrugs- tilslutningsbidrag	Forbrugs- tilslutningsbidrag	0

1.1.10 Bidrag til over- og underliggende net

Der findes distributionsnet, hvor det er forskellige netselskaber, der har bevillingen til 0,4 kV, 10-20 kV- og 30-60 kV-nettet. I sådanne konstellationer vil et produktionsanlæg belaste netkomponenter ejet af forskellige netselskaber.

For at sikre gennemsigtighed betaler producenten det fulde standardtilslutningsbidrag for produktionsanlægget til det netselskab, der har bevillingen på det spændingsniveau, hvor kunden tilsluttes.

Hvis producenten tilsluttes i et underliggende net, og der er behov for forstærkning eller udbygning af det overliggende net, betaler netselskabet i det underliggende net til det overliggende net.

Er der ikke en aftale i stand om leverings- og indfødningsomfang med det netselskab, som har bevilling til det overliggende net, skal netselskabet videreføre den del af standardtilslutningsbidrag, som vedrører det overliggende net, til det netselskab, som har bevillingen til det overliggende net.

Hvis eksempelvis en 10 MVA-producent tilsluttes som A_{lav} -kunde i et underliggende net i et område, hvor et overliggende net driver 50 kV-nettet, opkræver det underliggende netselskab A_{lav} standardtilslutningsbidrag for producenten og betaler det overliggende net et $A_{høj}$ -standardtilslutningsbidrag for en kunde på 10 MVA til det overliggende net.

Der kan dog være netselskaber, hvor den over- og underliggende skilleflade ikke stemmer overens med kundekategorierne. Disse selskaber laver en intern fordelingsnøgle, som skal sikre, at standardtilslutningsbidraget fordeles efter, hvor omkostningerne ligger – denne skal anmeldes til Forsyningstilsynet. Der kan til brug herfor tages udgangspunkt i beregningstabellerne i Underbilag 1 – Beregning af standardtilslutningsbidrag.

1.2 Geozoner

For at sikre omkostningsægtighed er der introduceret geografisk differentiering for producenters standardtilslutningsbidrag.

Den geografiske differentiering er udarbejdet i form af 3 forskellige geozoner:

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, i forhold til om netudbygningen i et område typisk og over tid drives af produktion eller forbrug. Dermed forsøges at beskrive netsituationen på lidt længere sigt, og ikke om der tilfældigvis er restkapacitet på det konkrete tidspunkt for nettilslutning. Denne tilgang sikrer over tid omkostningsdækning ved brug af standardtilslutningsbidrag.

I forhold til optimeret udnyttelse af restkapaciteten introduceres en nettilslutningsløsning med begrænset netadgang. Denne er beskrevet i bilag 3.

Geozoneinddelingen 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 ensartet og af høj kvalitet.

Inddelingen er foretaget på baggrund af seneste års måledata for indfødnings til og levering fra 132-150 kV og de underskrevne nettilslutningsaftaler for kommende produktionsanlæg og forbrugsanlæg over 5 MW og opdateres derfor mindst hvert år, så geozoneinddelingen altid er opdateret i forhold til de relevante netforhold.

Der eksisterer ca. 130 stk. 132-150/10-60 kV-stationer i Danmark, som hver tildeles en geozone. Alle underliggende 30-60/10-20 kV-stationer og 10-20/0,4 kV-stationer, som den enkelte 132-150/10-60 kV-station forsyner, tildeles samme geozone som den forsynde 132-150/10-60 kV-station (for yderligere uddybning se afsnit 1.2.7).

I visse netområder indgår flere 132-150/10-60 kV-stationer som indføddning til et sammenhængende 50 kV-maskenet. I disse områder fordeles 30-60 kV-stationer ud fra et kriterie om enten afstand, eller hvordan det faktiske effektflow primært fordeler sig. Det enkelte netselskab kan, hvis en sådan fordeling i et maskenet ikke er tilstrækkelig retvisende, vælge at sammenlægge geozoner. Dette sker så ved at summere måledata og de kommende forbrugs- og produktionsanlæg for 2 eller flere forsynde 132-150/10-60 kV-stationer, hvormed disse geozoner vil blive tildelt samme geozone baseret på det summerede effektflow i 132-150/10-60 kV-stationen sammenholdt med kriterierne for geozoner.

Som alternativ til at sammenlægge geozoner, fx hvor de forsynde 132-150/10-60 kV-stationer ligger med stor afstand, kan netselskabet i maskenet vælge at "isolere" geozoner, hvis der er et for geozonekriterierne betydende 30-60 kV-effektflow mellem 2 geozoner. Dette forudsat, at de tilhørende måledata er tilgængelige og samhörende med måledata for de forsynde 132-150/10-60 kV-stationer, og at begge de tilgrænsende geozoner korrigeres med korrekt retning på effektflowet.

Opdatering og vedligehold af data til geozonekortet foretages af hvert netselskab for eget bevilningsområde.

1.2.1 Definition på Geozoner

Daværende Dansk Energi har identificeret kriterier for, om det er produktion eller forbrug, der definerer udbygningsbehovet under en station. Det er maksimaleffekten, der bestemmer behovet. Derfor har vi ladet maksimaludvekslingen med en 132-150/10-60kV-station være indikator for, om forbrug eller produktion driver effektbehovet. For at sikre, at anomalier ikke bliver definerende for analysen, er der taget udgangspunkt i de 100 mest ekstreme udvekslingstimer i produktions- og forbrugsretning. Følsomhedsanalysen (se afsnit 1.2.2.) viser desuden, at en ændring i denne parameterværdi sikrer en robust geozoneinddeling.

Til fastlæggelse af, hvilken geozone hver 132-150/10-60 kV-station tilhører, er der udarbejdet en metode, hvor hver 132-150/10-60 kV-station inddeles i de 3 forskellige geozoner. Metoden baserer sig på:

- 1) Timebaserede måledata fra det seneste år, tillagt (se afsnit 1.2.3)
- 2) Timebaserede forbrugs- eller produktionsprofiler for nye kunder større end 5 MW, der er indgået tilslutningsaftale med, men som endnu ikke er idriftsat (se afsnit 1.2.4).

Ved at benytte udvekslingsdata i forhold til transmissionsnettet sikres, at der anvendes et ensartet datagrundlag af høj kvalitet på tværs af landet.

Ved at medtage både eksisterende og kommende anlæg sikres det, at der skabes en geozoneinddeling med en længere horisont, end hvis blot de historiske data var taget i brug til inddelingen. Grundlæggende tager det ofte år, fra en nettilslutningsaftale indgås, til det tidspunkt, hvor det

pågældende anlæg idriftsættes. Dermed vil de målte data alene ikke være retvisende for den effektbalance et område har, og dermed for, om det er forbrug eller produktion, der dominerer.

De resulterende timebaserede værdier (8.760 målinger pr. år, hvor forbrugsmålinger er positive værdier, og produktionsmålinger er negative værdier) vurderes ift. nedenstående definitioner for de 3 geozoner.

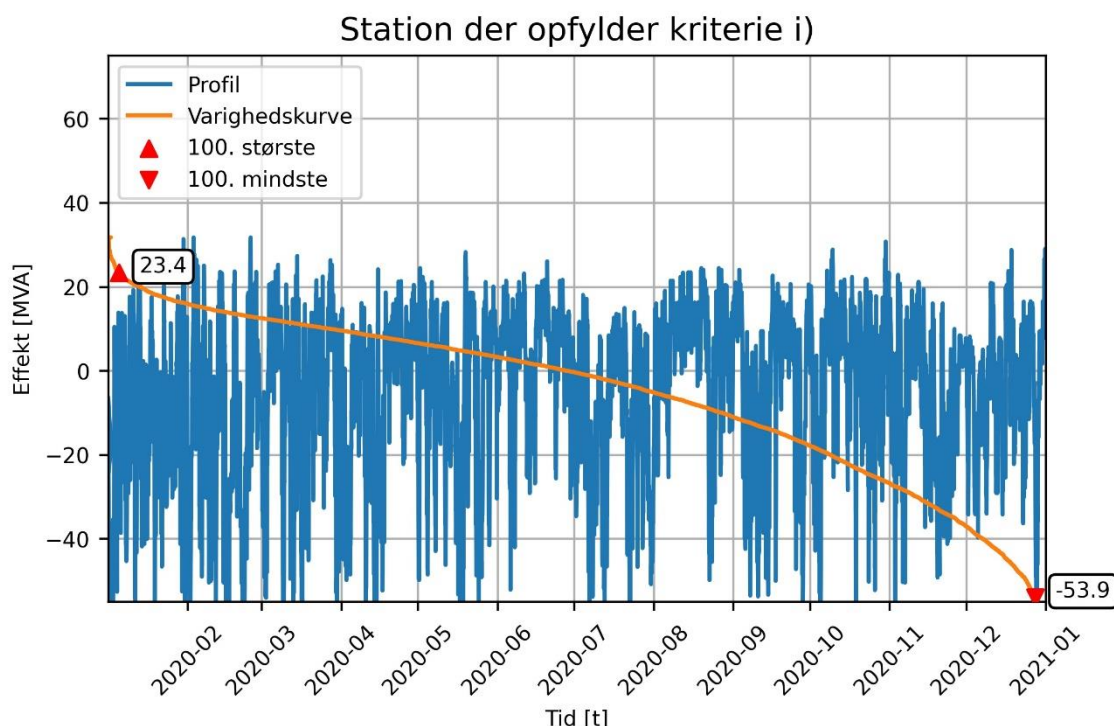
Rød geozone:

En 132-150/10-60 kV-station samt tilhørende 30-60/10 kV-stationer og 10-20/0,4 kV-stationer er i rød geozone, hvis følgende kriterie er opfyldt:

- i) Numerisk er den 100. mindste timemåling (produktion) (ud af 8.760 målinger pr. år), større end den 100. største timemåling (forbrug).

Opfylder en station ovenstående kriterie, skal stationens underliggende net dimensioneres efter produktionen. Dvs., at nye produktionsanlæg tilsluttet det underliggende net medfører en forøgelse af spidsbelastningen i netkomponenterne og derfor et større forstærknings- og udbygningsbehov, end hvis et forbrugsanlæg tilsluttes det underliggende net. Der kigges på den 100. numerisk største produktions- og forbrugstime for at sikre, at der tages udgangspunkt i et repræsentativt effektflow, og ikke et effektflow, som eksempelvis skyldes omlægnings i nettet.

Figur 8 **Fejl! Henvisningskilde ikke fundet.** viser et eksempel på en station, som opfylder kriteriet for rød geozone.



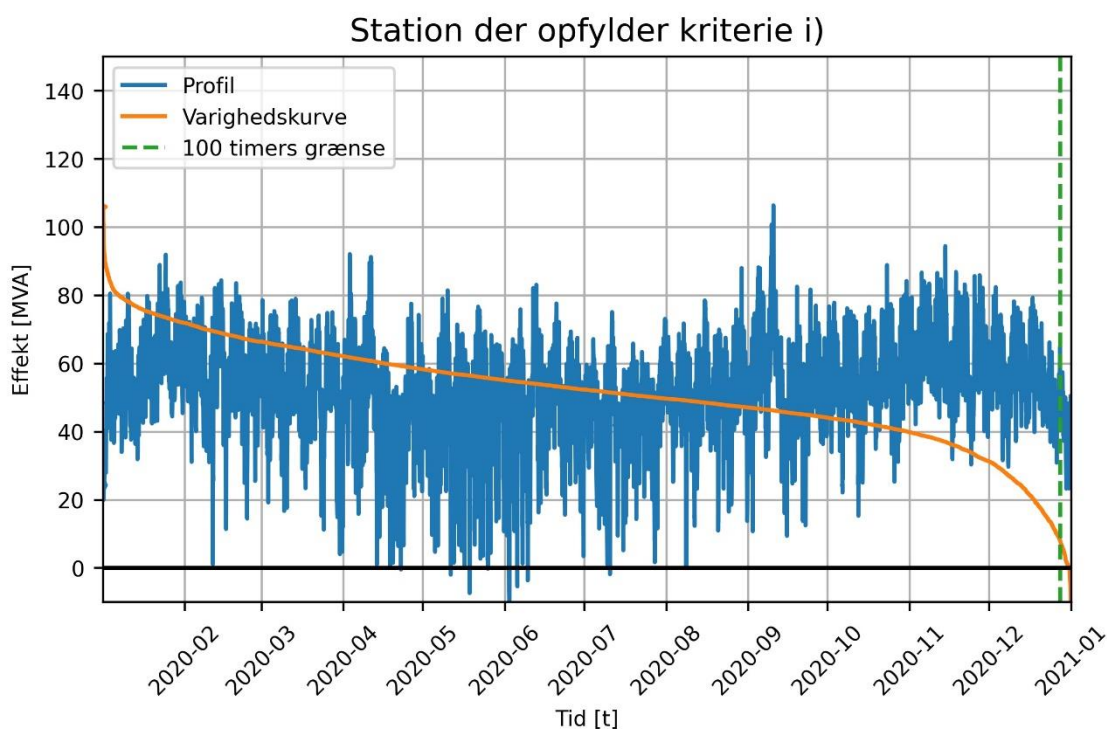
Figur 8 – Illustration af station, som opfylder rød geozone kriterie i)

Grøn geozone:

En 132-150/10-60 kV-station samt tilhørende 30-60/10 kV-stationer og 10-20/0,4 kV-stationer er i grøn geozone, hvis stationen opfylder følgende kriterie:

- i) Der er 100 eller færre timer pr. år, hvor udvekslingen går fra distributionsnettet op til transmissionsnettet (i produktionsretningen).

Kriteriet sikrer, at der er overvejende forbrug på stationens underliggende net. Dermed er spidsbelastningen forårsaget af forbrug i det underliggende net, og produktionsanlæg medfører derfor markant mindre forstærknings- og udbygningsbehov end forbrugsanlæg, da der grundlæggende eksisterer en kapacitet etableret på baggrund af forbrugstilslutninger og disses tilslutningsbetaling, som kan anvendes også til produktion.



Figur 9 – Illustration af station, som opfylder grøn geozone kriterie i)

Gul geozone:

En 132-150/10-60 kV-station samt tilhørende 30-60/10 kV-stationer og 10-20/0,4 kV-stationer er i gul geozone, hvis stationen ikke opfylder kriterierne for hverken rød eller grøn geozone. Der vil derfor forekomme såvel forstærkninger og udbygninger udløst af forbrug som udløst af produktion i det pågældende netområde, hvorved der skal ske en deling af betalingen for udbygning af nettet.

1.2.2 Følsomhedsanalyse

Der er udført en følsomhedsanalyse på geozoneinddelingen af de 133 stk. 132-150/10-60 kV-stationer for at undersøge, hvor robust inddelingen er. Resultatet af følsomhedsanalysen kan ses i Tabel 13 og baserer sig på måledata i grænsefladen til Energinets transmissionsnet for 2020. Følsomhedsanalysen viser, at geozoneinddelingen er ganske robust. Det fremgår, at der skal ske væsentlige ændringer af de to kriterier for at rykke stationernes geozoner.

Tabel 13 – Følsomhedsanalyse af geozoneinddelingen

Parameter	Ændres til	Antal stationer påvirket	Påvirknings-effekt
100. mindste > 100. største time	200. mindste > 200. største time	0	Gul → rød
	50. mindste > 50. største time	2	Rød → gul
	25. mindste > 25. største time	4	Rød → gul
<100 nettoproduktionstimer	<25 nettoproduktionstimer	6	Grøn → gul
	<50 nettoproduktionstimer	3	Grøn → gul
	<75 nettoproduktionstimer	1	Grøn → gul
	<200 nettoproduktionstimer	3	Gul → grøn
	<500 nettoproduktionstimer	6	Gul → grøn
	<1000 nettoproduktionstimer	11	Gul → grøn

1.2.3 Historiske måledata

Når en 150-160/10-60 kV-station samt tilhørende 30-60/10-20 kV-stationers geozone skal tildeles, indgår historiske måledata og indgåede nettilslutningsaftaler i vurderingen.

Udvekslingsdata med Energinets transmissionsnet lægges til grund for geozoneinddelingen, da disse data har en ensartet og høj kvalitet og er valideret i anden sammenhæng.

For de historiske måledata undersøges stationens måledata for året før, vurderingen foretages.

Måledata summeres med profiler for indkomne nettilslutningsaftaler, og pba. dette undersøges det, om årsprofilen opfylder kriterier for hhv. rød eller grøn geozone. Opfylder årsprofilen et af kriterierne, tildeles stationen den pågældende geozone. Opfylder den ikke kriterierne for hverken rød eller grøn geozone, tildeles stationen status som gul geozone.

1.2.4 Profiler for aftaler med nye kunder, som endnu ikke er idriftsat

Underskrevne nettilslutningsaftaler for produktions- og forbrugsanlæg større end 5 MW, som endnu ikke er idriftsat, indgår i geozonevurderingen sammen med de historiske måledata.

Leverings- eller indfødningsomfanget, der fremgår af nettilslutningsaftalerne, multipliceres med en normeret generisk profil for tilslutningstypen udarbejdet af det pågældende netselskab og summeres med den historiske måledata, hvorefter stationen tildeles en geozone pba. kriterierne for

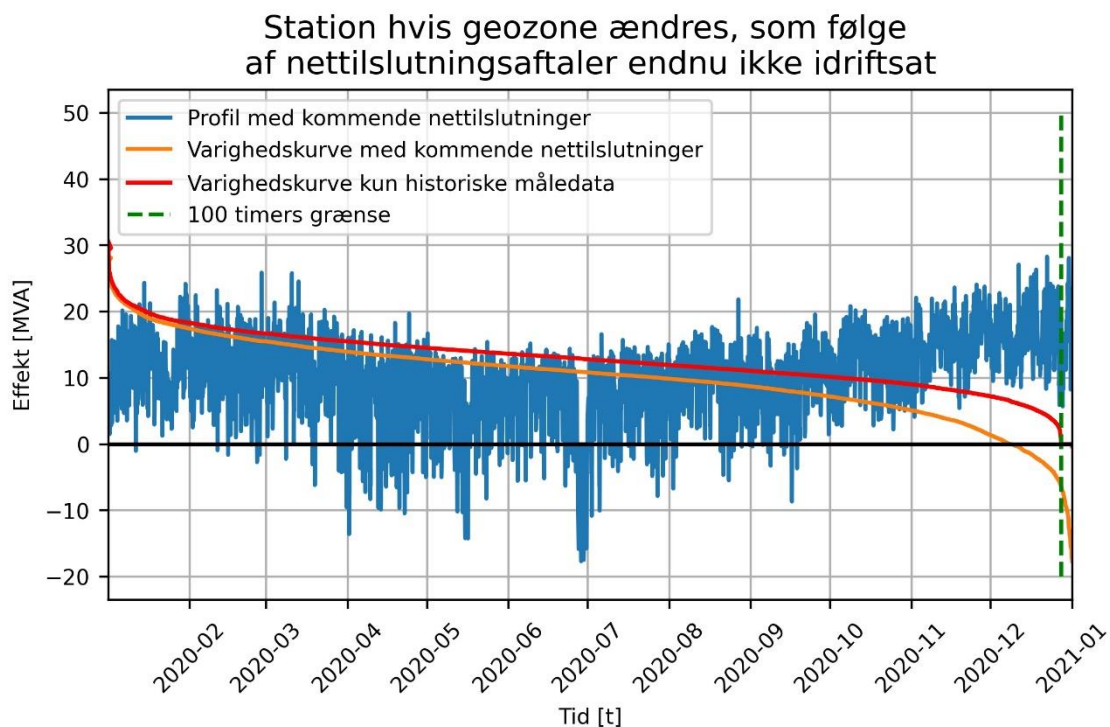
rød, grøn og gul geozone. Dette kan i nogle tilfælde rykke en station fra en geozone til en anden baseret på indgåede nettilslutningsaftaler.

Ligesom for den historiske måledata er det vigtigt, at der anvendes helårsdata så data rummer både sommer og vinter.

De normerede generiske profiler opdateres af netselskaberne den 1. november hvert år og skal repræsentere profiler for helåret forinden.

Hvis et produktionsanlæg eller forbrugsanlæg, som skal indregnes ved generisk profil, producerer/forbruger den første kWh i løbet af det år, der anvendes udvekslingsdata fra, så indregnes den generisk profil, kun for perioden fra 1. januar det pågældende år til datoen for første producerede/forbrugte kWh. Dette sikrer at anlæg ikke tælles dobbelt med i udvekslingen.

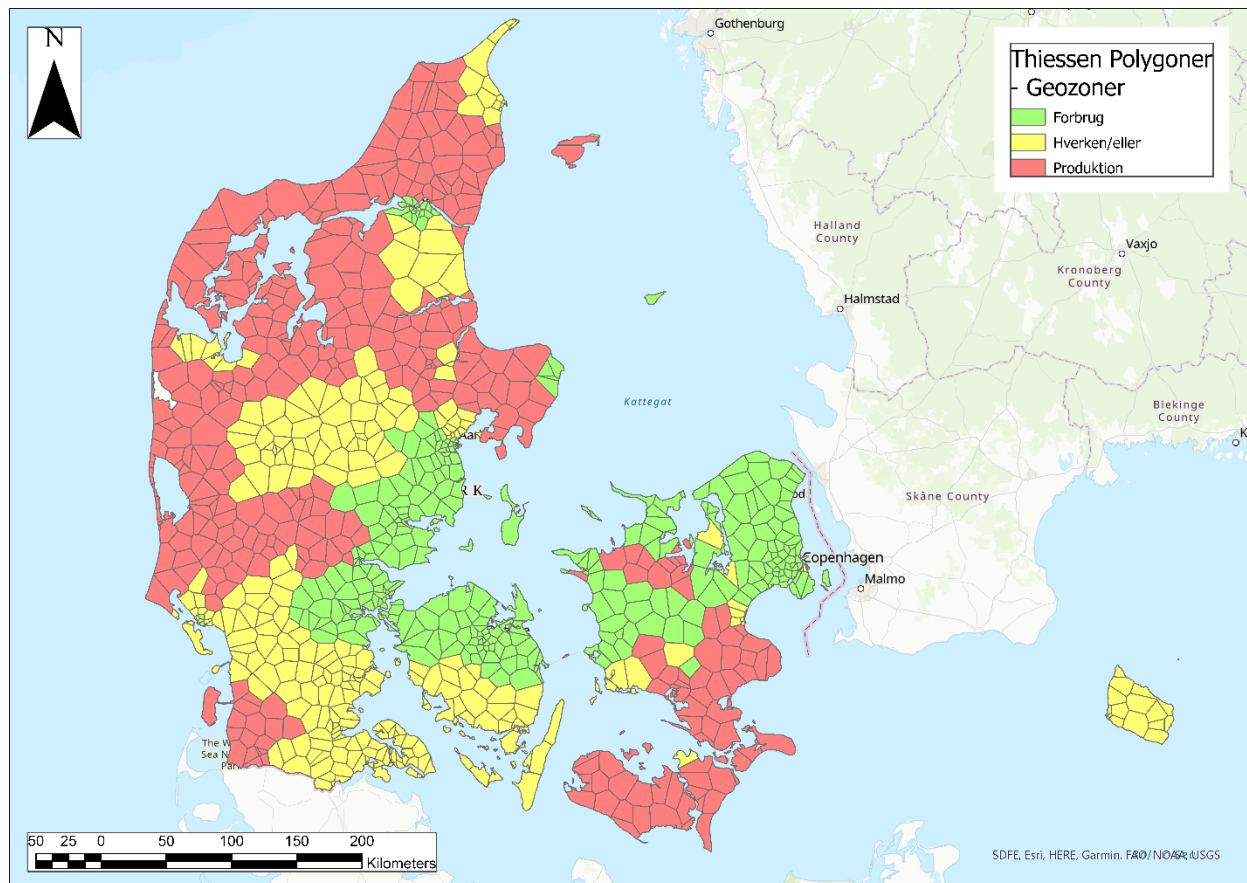
Figur 10 viser et eksempel, hvor den generiske profil for en allerede indgået nettilslutningsaftale rykker en stations geozone fra grøn til gul.



Figur 10 – Illustration af, at nettilslutningsaftaler endnu ikke er idriftsat, som ændrer geozonen for en station

1.2.5 Geozonekort jf. definition

Geozonekort pr. december 2021 fremgår af Figur 11. Kortet er baseret på måledata fra 2020 med korrektioner for nettilslutningsaftaler indgået før 1. januar 2022 for produktions- og forbrugsanlæg over 5 MW, som ikke er sat i drift.



Figur 11 – Geozoner med stationer

1.2.6 Opdatering af geozoner

Netselskabet med 50-60 kV-bevillingen for området, hvor 132-150/10-60 kV-stationen er beliggende, har ansvaret for opdateringen af geozonen og geozonekortet.

Hvis der er underliggende net under den pågældende 132-150/10-60 kV-station, er det pågældende underliggende netselskab ansvarlig for, at det overliggende netselskab orienteres om størrelser på indgåede nettilslutningsaftaler i underliggende net større end 5 MW, samt datoer for første producerede/forbrugte kWh for disse anlæg.

Geozonekortet opdateres årligt og har i udgangspunktet virkning for perioden den 1. januar – 31. december. De opdaterede kort offentliggøres senest den 15. december inden året, hvori de har virkning.

Netselskaberne med ansvar for geozoneopdateringen beregner geozonekategorierne ved at summere den historiske udvekslingsdata for 132-150/10-60 kV-stationen for sidste tilgængelige

kalenderår, samt tillæg af generiske profiler for nettilslutningsaftaler indgået inden den 1. november året før, kortet får effekt.

Opdateringsproces for 2022-2023

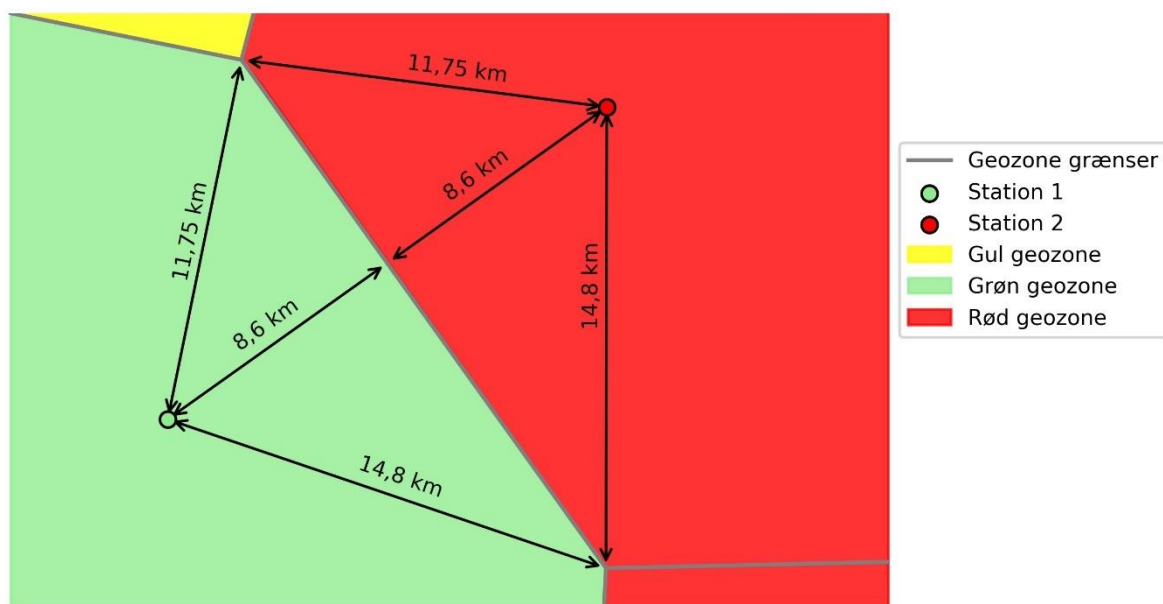
Tidspunkt	
Helåret 2022	Aftaler indgået i 2022 eller tidligere omfattes af kortet i denne anmeldelse.
31. oktober 2022	Sidste frist for nettilslutningsaftaler, der skal indgå i opdatering af geozoner.
1. november 2022 – 14. december 2022	Ansvarligt netselskab opdaterer geozoner baseret på: - Udvekslingsdata for helåret 2021 - Nettilslutningsaftaler indgået t.o.m. 31. okt. 2022
15. december 2022	Sidste frist for offentliggørelse af opdateret geozonekort for aftaler, der indgås i 2023.
1. januar 2023	Aftaler indgået herfra reguleres af opdaterede geozonekort

Når netselskaberne ikke har en opdatering klar til offentliggørelse den 15. december med virkning den 1. januar, forlænges gyldigheden af det allerede gældende geozonekort med et år.

1.2.7 Opløsning i polygoner pr. 30-60/10-20 kV-station

Arealet omkring 30-60/10-20 kV-stationer tildeles geozoner i polygoner. Polygonernes størrelse bestemmes med udgangspunkt i afstanden mellem stationerne. Derved kan anlægsejer få en indikation af, hvilken geozone anlægget tilsluttes i, inden nettilslutningsaftalen indgås. Polygonerne gælder også for tilslutninger på lavere spændingsniveauer, da afstandsreglen gælder til nærmeste relevante spændingsniveau, dog mindst 50-60 kV.

Yderkanterne af polygonerne tegnes, så der i fugleflugt er samme afstand til begge stationer. Dette er illustreret i Figur 12.



Figur 12 – Illustration af geozoner areal opdeling

1.2.8 Nye 132-150/30-60 kV-stationer

Ved etablering af nye 132-150/10-60 kV-stationer er der ikke historiske måledata til at tage med i geozoneinddelingen, når geozoner opdateres. Der kigges i stedet udelukkende på kommende tilslutninger i form af underskrevne nettilslutningsaftaler eller forventede nettilslutningsaftaler, der ligger til grund for etableringen af 132-150/10-60 kV-stationen. Ved etablering af en ny 132-150/10-60 kV-transformer i en eksisterende 132-150/10-60 kV-station, hvor transformeren tilsluttes egen 10-60 kV-skinne adskilt fra den eksisterende 10-60 kV-skinne, vil den nye 10-60 kV-skinne tilsvarende blive betragtet, som var det en ny 132-150/10-60 kV-station med egen geozone. Selvom den eksisterende station har 30-60 kV-maskenet, vil den nye skinne ikke regnes som maskenet.

På baggrund af nettilslutningsaftalerne og normerede forbrugs- og produktionsprofiler beregnes den forventede årsprofil for stationen. Denne sammenholdes med geozonekriterierne, og på baggrund heraf, tildeles stationen en geozone. Det betyder, at nye stationer, der etableres på baggrund af tilslutning af produktion, som udgangspunkt vil starte med at være i rød geozone, indtil der evt. senere tilsluttes forbrug.

1.2.9 Anvisning af tilslutningspunkt

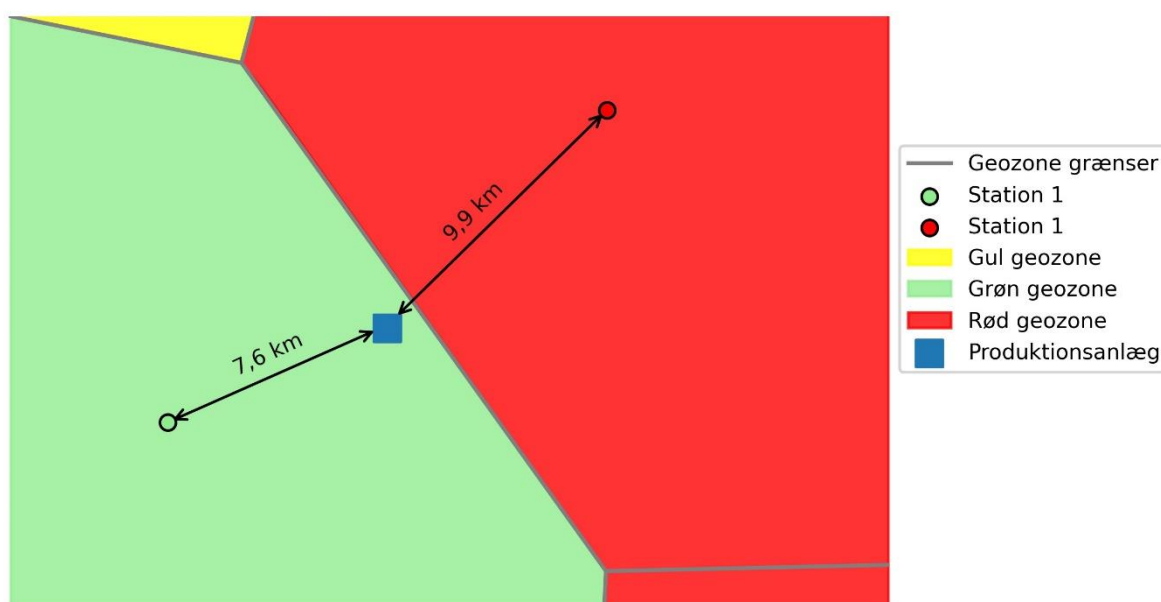
Netselskabet anviser spændingsniveauet og tilslutningspunktet jf. BEK nr. 2653/2021, kapitel 2, § 3.

Anviser netselskabet et tilslutningspunkt i en anden geozone end geozonen tildelt den nærmeste eksisterende station på det relevante spændingsniveau, skal producenten bidrage pba. den geozone, som den nærmeste station er tildelt. Dette bidrager til at gøre geozonetildelingen gennemsigtig for producenten.

Oplever produktionsenheden i Figur 13, at netselskabet anviser tilslutningspunkt i den røde station, betaler produktionsenheden tilslutningsbidrag, som hvis anlægget var tilsluttet i grøn geozone, da stationen i den grønne geozone er den nærmeste station. Dette følger afstandsreglen, hvoraf det fremgår, at netselskabet i udgangspunktet skal anvise anlæg til nærmeste station

Dispenserer Energistyrelsen for afstandsreglen jf. BEK 2653/2021, § 4, stk. 3, vil geozonen for anlæggets betaling fastsættes ud fra stationen, der tilsluttes i, og ikke den nærmeste station, da både anlægsejer og netselskab er blevet enige om direkte tilslutning i den anviste station.

For kystnære vindmøller anviser netselskabet tilslutningspunkt (og dermed geozone) på lige vilkår med produktionsanlæg placeret på land.



Figur 13 – Anvisning af tilslutningspunkt i anden geozone

1.2.10 Geozonetildeling for anlæg med aftaler indgået før 1. januar 2023

Netselskabet tildeler anlæg med nettilslutningsaftaler indgået til og med 1. januar 2023, tilslutningsbidrag baseret på de geozone som fremgår af Figur 11. Produktionsanlæg, hvor der er indgået nettilslutningsaftaler inden 1. januar 2023, og som nettilsluttes i 2023 eller senere, skal betale standardtilslutningsbidraget på baggrund af geozone, der kan tildeles anlægget i forhold til geozonens tilstand på det tidspunkt, hvor netselskabet har fremsendt tillæg til nettilslutningsaftalens pkt. 11¹.

¹ Der henvises til det af Dansk Energi udfærdigede tillæg til nettilslutningsaftalens pkt. 11.

1.3 Enhedsomkostninger for netkomponenter

For at sikre omkostningsægte standardtilslutningsbidrag har daværende Dansk Energi foretaget en omfattende kortlægning af, hvad det i gennemsnit koster netselskaberne at anlægge de respektive komponenter, der anvendes i nettet.

For at opnå retvisende enhedsomkostninger for komponenter på tværs af branchen, har der været nedsat en arbejdsgruppe med en bred repræsentation på tværs af geografi og selskabsstørrelse. Denne arbejdsgruppe har drøftet komponentdefinitioner, metode for indberetning (inkludering af interne produktionsomkostninger, overhead mm.) og andre overordnede overvejelser. Derefter har 12 netselskaber (svarende til over 90% af kundemassen) indberettet omkostninger, enten baseret på udførte projekter eller budgetomkostninger.

Netselskaberne har indberettet på 21 forskellige komponentklasser, hvoraf de fleste er kendt fra benchmarking. For hver komponent har det været muligt at indberette på 4 forskellige zoner, hvor zone 1 er den tættest bebyggede, og zone 4 er den mindst bebyggede zone. Disse zonebegreber er også parallelle med zonerne kendt fra benchmarkingen.

Forsyningstilsynet har taget forbehold for omkostningsgrundlaget ved sin behandling af standardtilslutningsbidraget for forbrugstilslutninger. Tilsynets forbehold er, at der ikke i metoden for standardtilslutningsbidrag for forbrug var tilstrækkelig sikkerhed for, at omkostningerne var indberettet med ens forudsætninger, samt at der kunne være indeholdt fordyrende rammevilkår, der burde være ekskluderet fra omkostningsgrundlaget². Daværende Dansk Energi har i denne proces adresseret Forsyningstilsynets forbehold. De resulterende omkostningsdata betragtes således som repræsentative og opgjort på en ensartet måde.

Daværende Dansk Energi har indsamlet og opbevaret alle data på omkostningerne på fortrolig vis og har sammenvægtet omkostningerne til nationale zonedifferentierede gennemsnitsomkostninger. Daværende Dansk Energi har i den forbindelse sørget for at sætte et minimumskrav for indberetninger, der kan 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 blevet 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.

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

Hvad angår omkostningerne til standardtilslutningsbidrag er der taget udgangspunkt i en vægtning mellem zone 3- og zone 4-omkostninger. Det er i landzonerne, at de fleste produktionsanlæg bygges, og derfor er det en rimelig modelforudsætning, at det kun er omkostningerne i landzonerne, der benyttes. Den konkrete vægtning mellem zone 3- og 4-omkostninger er baseret på det relative forhold mellem antallet af komponenter i de to zoner. Mængderne stammer fra benchmarking-data fra 2019.

² [tilkendegivelse-dansk-energis-tilslutningsbidrag-og-standardtilslutningsbidrag-udkast.pdf \(forsyningstilsynet.dk\)](#)

2 Underbilag 1 – Beregning af standardtilslutningsbidrag

Nærværende bilag fremsendes i udgave rensat for enhedsomkostninger for komponenter.

Green Power Denmark er ved at afdække muligheden for at offentliggøre disse. Indtil da kan enhedsomkostningerne af konkurrenceretlige grunde alene på forespørgsel udleveres til Forsyningstilsynet til fortrolig gennemgang og behandling.

2.1 C-kunder

Med det angivne princip for fastsættelse af procentsatser for benyttelse af komponenterne i den gennemsnitlige netstruktur fås følgende omkostningstræk i det kollektive net ved tilslutning af en gennemsnitlig C-kunde på 0,025 MVA:

Tabel 14 – Beregning standardtilslutningsbidrag for C-kunder større end 50 kW i rød geozone

Andel		Antal	Komponent		Komponent- omkostning		Omkostnings- træk
					[DKK pr. stk] Eller [DKK pr. km]		[DKK]
3,47%	x	1 stk.	10-20/0,4 kV-trf.-station	x	XX	=	YY
11,11%	x	1 stk.	0,4 kV-kabel	x	XX	=	YY
27,78%	x	1 stk.	0,4 kV-kabelskab	x	XX	=	YY
<u>I alt</u>							<u>3.780</u>
I alt pr. MVA		25 kW			<u>3.780 DKK / 0,025</u> <u>MVA</u>	=	<u>150.000</u> <u>DKK pr. MVA</u>

2.2 B-lav-kunder

Med det angivne princip for fastsættelse af procentsatser for benyttelse af komponenterne i den gennemsnitlige netstruktur fås følgende omkostningstræk i det kollektive net ved tilslutning af en gennemsnitlig B_{lav}-kunde på 0,250 MVA:

Tabel 15 - Beregning standardtilslutningsbidrag for B_{lav}-kunder i rød geozone

Andel		Antal	Komponent		Komponent- omkostning		Omkost- ningstræk
					[DKK pr. stk] Eller [DKK pr. km]		[DKK]
0,14%	x	2 stk.	30-60 kV-trf.-felt	x	XX	=	YY
0,25%	x	2 x 13,3 km	30-60 kV-kabel	x	XX	=	YY
0,25%	x	2 x 2 stk.	30-60 kV-liniefelt	x	XX	=	YY
0,58%	x	2 stk.	30-60 kV-trf.-felt	x	XX	=	YY
0,58%	x	2 stk.	30-60/10-20 kV-trf.	x	XX	=	YY

Andel		Antal	Komponent		Komponent- omkostning		Omkost- ningstræk
					[DKK pr. stk] Eller [DKK pr. km]		[DKK]
0,58%	x	2 stk.	10-20 kV-trf.-felt	x	XX	=	YY
5,56%	x	4 km	10-20 kV-kabel	x	XX	=	YY
5,14%	x	1 stk.	10-20 kV-linjefelt	x	XX	=	YY
34,72%	x	1 stk.	10-20/0,4 kV-station	x	XX	=	YY
0,24%	x	1 stk.	10-20 kV-slukkespole	x	XX	=	YY
0,31%	x	1 stk.	30-60 kV-slukkespole	x	XX	=	YY
I alt							488.000
I alt pr. MVA		250 kW			<u>488.000 DKK / 0,250 MVA</u>	=	<u>1.950.000 DKK pr. MVA</u>

2.3 B-høj-kunder

Med det angivne princip for fastsættelse af procentsatser for benyttelse af komponenterne i den gennemsnitlige netstruktur fås følgende omkostningstræk i det kollektive net ved tilslutning af en gennemsnitlig B_{høj}-kunde på 2 MVA:

Tabel 16 - Beregning standardtilslutningsbidrag for B_{høj}-kunder i rød geozone

Andel		Antal	Komponent		Komponent- omkostning		Omkost- nings- træk
					[DKK pr. stk] Eller [DKK pr. km]		[DKK]
1,11%	x	2 stk.	30-60 kV-trf.-felt	x	XX	=	YY
2,02%	x	2 x 13,3 km	30-60 kV-kabel	x	XX	=	YY
2,02%	x	2 x 2 stk.	30-60 kV-linjefelt	x	XX	=	YY
4,63%	x	2 stk.	30-60 kV-trf.-felt	x	XX	=	YY
4,63%	x	2 stk.	30-60/10-20 kV-trf.	x	XX	=	YY
4,63%	x	2 stk.	10-20 kV-trf.-felt	x	XX	=	YY
100%	x	1 stk.	10 kV-tilslutningsfelt	x	XX	=	YY
44,44%	x	4 km	10-20 kV-kabel	x	XX	=	YY
41,12%	x	1 stk.	10-20 kV-linjefelt	x	XX	=	YY
1,93%	x	1 stk.	10-20 kV-slukkespole	x	XX	=	YY

Andel		Antal	Komponent		Komponent-omkostning [DKK pr. stk] Eller [DKK pr. km]		Omkost-nings-træk [DKK]
2,50%	x	1 stk.	30-60 kV-slukkespole	x	XX	=	YY
2,18%	x	1 stk.	10-20 kV-slukkespole (opsaml. net)	x	XX	=	YY
<u>I alt</u>							<u>3.099.000</u>
I alt pr. MVA		2 MVA			<u>3.099.000 DKK / 2 MVA</u>	=	<u>1.550.000 DKK pr. MVA</u>

2.4 A-lav-kunde

Med det angivne princip for fastsættelse af procentsatser for benyttelse af komponenterne i den gennemsnitlige netstruktur fås følgende omkostningstræk i det kollektive net ved tilslutning af en gennemsnitlig A_{lav}-kunde på 10 MVA:

Tabel 17 - Beregning standardtilslutningsbidrag for A_{lav}-kunde i rød geozone

Andel		Antal	Komponent		Komponent-omkostning [DKK pr. stk] Eller [DKK pr. km]		Omkost-nings-træk [DKK]
23,15%	x	2 stk.	30-60/10-20 kV-trf.	x	XX	=	YY
23,15%	x	2 stk.	30-60 kV-trf.-felter	x	XX	=	YY
23,15%	x	2 stk.	10-20 kV-trf.-felter	x	XX	=	YY
10,10%	x	2 x 13,3 km	30-60 kV-kabler	x	XX	=	YY
10,10%	x	2 x 2 stk.	30-60 kV-linjefelter	x	XX	=	YY
5,56%	x	2 stk.	30-60 kV-trf.-felter	x	XX	=	YY
100%	x	1 stk.	10 kV-tilslutningsfelt	x	XX	=	YY
12,50%	x	1 stk.	30-60 kV-slukkespole	x	XX	=	YY
2,18%	x	1 stk.	10-20 kV-slukkespole (opsaml. net)	x	XX	=	YY
<u>I alt</u>							<u>8.400.000</u>
I alt pr. MVA		10 MVA			<u>8.400.000 DKK / 10 MVA</u>	=	<u>840.000 DKK pr. MVA</u>

2.5 A-høj-kunde

Med det angivne princip for fastsættelse af procentsatser for benyttelse af komponenterne i den gennemsnitlige netstruktur fås følgende omkostningstræk i det kollektive net ved tilslutning af en gennemsnitlig A_{høj}-kunde på 25 MVA i rød zone:

Tabel 18 - Beregning standardtilslutningsbidrag for A_{høj}-kunde i rød geozone

Andel		Antal	Komponent		Komponent- omkostning [DKK pr. stk] Eller [DKK pr. km]		Omkostnings- træk [DKK]
13,89%	x	2 stk.	30-60 kV-trf.-felt	x	XX	=	YY
25,25%	x	2 x 13,3 km	30-60 kV-kabel	x	XX	=	YY
25,25%	x	2 x 2 stk.	30-60 kV-linjefelt	x	XX	=	YY
100%	x	1 stk.	30-60 kV-tilslutnings- felt	x	XX	=	YY
31,25%	x	1 stk.	30-60 kV-slukkespole	x	XX	=	YY
23,26%	x	1 stk.	30-60 kV-slukkespole (opsaml. net)	x	XX	=	YY
<u>I alt</u>							<u>15.112.000</u>
I alt pr. MVA		25 MVA			<u>15.112.000 DKK / 25 MVA</u>	=	<u>605.000 DKK pr. MVA</u>

2.6 A-høj+-kunde

Med det angivne princip for fastsættelse af procentsatser for benyttelse af komponenterne i den gennemsnitlige netstruktur fås følgende omkostningstræk i det kollektive net ved tilslutning af en gennemsnitlig A_{høj+}-kunde på 50 MVA i rød zone:

Tabel 19 – Beregning standardtilslutningsbidrag for A_{høj+}-kunde i rød geozone

Andel		Antal	Komponent		Komponent- omkostning [DKK pr. stk] Eller [DKK pr. km]		Omkostningstræk [DKK]
27,78%	x	2 stk.	30-60 kV-trf.-felt	x	XX	=	YY
100%	x	1 stk.	30-60 kV-tilslutningsfelt	x	XX	=	YY
23,26%	x	1 stk.	30-60 kV-slukkespole (opsaml. Net)	x	XX	=	YY
<u>I alt</u>							<u>3.050.000</u>

$$\begin{array}{lcl} \text{I alt} & & \underline{3.050.000 \text{ DKK}} / \\ \text{pr. MVA} & \underline{50 \text{ MVA}} & = \underline{60.000} \\ & & \text{DKK pr. MVA} \end{array}$$

2.7 A-høj+-kunde i maskenet

Med det angivne princip for fastsættelse af procentsatser for benyttelse af komponenterne i den gennemsnitlige netstruktur fås følgende omkostningstræk i det kollektive net ved tilslutning af en gennemsnitlig A_{høj+maske}-kunde på 50 MVA i rød zone:

Tabel 20 - Beregning standardtilslutningsbidrag for A_{høj+maske}-kunde i rød geozone

Andel		Antal	Komponent		Komponent- omkostning		Omkostnings- træk
					[DKK pr. stk] Eller [DKK pr. km]		[DKK]
27,78%	x	2 stk.	30-60 kV-trf.-felt	x	XX	=	YY
22,73%	x	2 x 13,3 km	30-60 kV-kabel	x	XX	=	YY
22,73%	x	2 x 2 stk.	30-60 kV-linjefelt	x	XX	=	YY
100%	x	1 stk.	30-60 kV-tilslutningsfelt	x	XX	=	YY
28,13%	x	1 stk.	30-60 kV-slukkespole	x	XX	=	YY
23,26%	x	1 stk.	30-60 kV-slukkespole (opsaml. net)	x	XX	=	YY
<u>I alt</u>							<u>14.342.000</u>
I alt pr. MVA		50 MVA			<u>14.342.000 DKK</u> <u>/ 50 MVA</u>	=	<u>285.000</u> <u>DKK pr. MVA</u>

3 Underbilag 2 – slukkespoleberegning

I Danmark bruges der slukkespoler til at neutralisere fejlstrømmen ved en jordfejl, og derved afhjælpes mange fejl. Jordslutningsstrømmen beregnes pba. spændingsniveauet og kablernes driftskapacitans.

For at beregne et standardtilslutningsbidrag til slukkespoler er slukkespolestrømmen pr. kilometer kabel beregnet for hhv. 10 kV- og 50-60 kV-kabler. Produktionsanlæg skal bidrage til slukkespoler forårsaget af det antal km kabler, der skal bidrages til pba. anlæggets indfødningsomfang.

Med de i modellens angivne procentsatser for kablernes udnyttelse og gennemsnitskabelkvadrat (Tabel 21) er slukkespolestrømmen for hver kategori beregnet som følgende:

Slukkespolestrømmen pr. kilometer kabel er beregnet ved brug af formel (1).

Tabel 21 – Kabelkvadrat og driftskapacitans

Spændingsniveau [kV]	10	50-60
Tværsnit [mm ²]	240	500
Driftskapacitansen [$\mu\text{F}/\text{km}$]	0,36	0,27

$$I_j = 3I_0 = \sqrt{3} \cdot U \cdot \omega \cdot C_0 \cdot 10^{-3} A \quad (1)$$

Hvor U er yderspændingen i kV, og C_0 er nulkapacitansen pr. fase i μF .

3.1 Slukkespolestrøm for 10 kV-kabler

Slukkespolestrømmen pr. kilometer er beregnet i formel (2).

$$I_{j_{10kV}} = \sqrt{3} \cdot 10 \text{ kV} \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz} \cdot 0,36 \frac{\mu\text{F}}{\text{km}} \cdot 10^{-3} = 1,96 \frac{\text{A}}{\text{km}} \quad (2)$$

3.2 Slukkespolestrøm for 50-60 kV-kabler

Slukkespolestrømmen pr. kilometer er beregnet som et vægtet gennemsnit af slukkespoler i 50 kV-net og 60 kV-net. Udregningen ses af formel (3)-(5).

$$I_{j_{50kV}} = \sqrt{3} \cdot 50 \text{ kV} \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz} \cdot 0,27 \frac{\mu\text{F}}{\text{km}} \cdot 10^{-3} = 7,35 \frac{\text{A}}{\text{km}} \quad (3)$$

$$I_{j_{60kV}} = \sqrt{3} \cdot 60 \text{ kV} \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz} \cdot 0,27 \frac{\mu\text{F}}{\text{km}} \cdot 10^{-3} = 8,82 \frac{\text{A}}{\text{km}} \quad (4)$$

$$I_{j_{50kV-60kV}} = 7,35 \frac{\text{A}}{\text{km}} \cdot 30\% + 8,82 \frac{\text{A}}{\text{km}} \cdot 70\% = 8,37 \frac{\text{A}}{\text{km}} \quad (5)$$

4 Underbilag 3 – Maskenet-faktor

Der er foretaget en analyse af, hvor meget effekt der løber ud i distributionsnettet, og hvor meget der løber op i indfødningspunktet til transmissionsnettet, hvis der tilsluttes en 50 MW produktionskunde som $A_{\text{høj+maske}}$ -kunde.

Der er indsat ekstra 50 MW produktion i et $A_{\text{høj+maske}}$ -knodepunkt. Fordelingen af effekt, der løber op i 132-150 kV-nettet, og effekt, der løber ud i 30-60 kV-nettet, er beregnet med et netanalyseværktøj.

Gennemsnitligt viser alle beregninger en maskenet-faktor (belastning af 30-60 kV-net) på ca. 45 %. Det vil sige, at der gennemsnitligt løber 45% af den producerede effekt fra produktionsanlægget ned i maskenettet og ikke op i Energinets transmissionsnet.

Til at afspejle en variation er der set på 2 varianter for det ene netselskab med maskenet:

- Der er fjernet 2 nærtliggende 132-150 kV-punkter.
- Der ses kun på stationer med 1 stk. 132-150/30-60 kV-transformer.

Her er maskenet-faktoren mellem 41 og 49%.

Konklusionen af disse beregninger er, at en gennemsnitlig maskenet-faktor på 45% er retvisende og relativt robust, selvom der er stor variation på de enkelte tilslutningspunkter.

$A_{\text{høj+maske}}$ -kundesatsen vil alene skulle anvendes ved anvisning i eksisterende maskenet. Anvises tilslutning til et eksisterende eller nyt 30-60 kV-opsamlingsnet med dedikeret 132-150/30-60 kV-transformer, eller tilsluttes i et eksisterende 30-60 kV-net med kun ét 132-150/30-60 kV-indfødningspunkt i normal drift, så anvendes satsen for $A_{\text{høj+}}$ -kunde.

Resultaterne fra analysen fremgår i Tabel 22.

Tabel 22 - Analyse af maskenet-faktor

Station 132-150/30-60 kV	Fordeling		Fordeling		Fordeling	
+50 MVA-produktion i:	Alle		Fjernet 2 nærliggende		Kun 1 transformer	
Indfødningspunkt netselskab 1	Op i trf.	Ud i net	Op i trf.	Ud i net	Op i trf.	Ud i net
1	96%	4%	96%	4%		
2	86%	14%	86%	14%		
3	74%	26%	74%	26%		
4	64%	36%	64%	36%	64%	36%
5	62%	38%	62%	38%	62%	38%
6	62%	38%	62%	38%	62%	38%

Station 132-150/30-60 kV	Fordeling		Fordeling		Fordeling	
+50 MVA-produktion i:	Alle		Fjernet 2 nærliggende		Kun 1 transformer	
Indfødningspunkt netelskab 1	Op i trf.	Ud i net	Op i trf.	Ud i net	Op i trf.	Ud i net
7	60%	40%	60%	40%	60%	40%
8	58%	42%	58%	42%	58%	42%
9	56%	44%	56%	44%	56%	44%
10	54%	46%	80%	20%		
11	52%	48%	52%	48%	52%	48%
12	52%	48%	41%	48%	52%	48%
13	48%	52%	48%	52%	48%	52%
14	44%	56%	44%	56%	44%	56%
15	44%	56%	44%	56%	44%	56%
16	40%	60%	40%	60%	40%	60%
17	38%	62%	38%	62%	38%	62%
18	38%	62%	38%	62%	38%	62%
19	28%	72%				
Gennemsnit	56%	44%	59%	41%	51%	49%
Indfødningspunkt netelskab 2						
1	76%	24%				
2	75%	25%				
3	71%	29%				
4	60%	40%				
5	59%	41%				
6	49%	51%				
7	47%	53%				
8	40%	60%				
9	39%	61%				
Gennemsnit	57%	43%				
Samlet gennemsnit	56%	44%				

5 Underbilag 4 – Praktisk udnyttelsesfaktor

For at fastlægge den praktiske udnyttelsesfaktor er restkapaciteten i stikledninger til 6 store VE-tilslutninger undersøgt. Derudover er restkapaciteten på 10 30-60/10-20 kV-transformere undersøgt. Netselskaberne bekræfter, at restkapacitetsundersøgelsen er retvisende for forstærkninger og udbygninger i det kollektive net.

5.1 Stikledningspraktisk udnyttelsesfaktor

Tabel 23 viser restkapaciteten i de 6 stikledninger. Restkapacitetsberegningen er uddybet nedenfor.

Tabel 23 - Praktisk udnyttelsesfaktor stikledninger

Stikledning	1	2	3	4	5	6	Gennemsnit
Praktisk udnyttelsesfaktor	83,3	89,7%	96,3%	90,9%	97,2%	89,2%	91,1%

Restkapaciteten er beregnet ved at bestemme det mindste tværsnit, der kan aftage anlæggets effekt. Tværsnittets maksimale ampere slås op i Tabel 24 eller Tabel 25 alt efter spændingsniveau, og restkapaciteten bestemmes ved at dividere anlæggets maksimale strømlevering med anlæggets maksimale ampereflow.

Stikledning 1

En eksisterende vindmøllepark udvides med 7 nye møller samlet på 31,5 MW (289 A v. 63 kV). Beregningerne viste, at der skulle lægges en stikledning på 240 kvadrat, som jf. Tabel 25 maksimalt kan overføre 347 A ved udelukkende vindtilslutning. Dette medfører en restkapacitet på 58 A, hvilket medfører en restkapacitet 16,7 %.

Stikledning 2

En ny solcellepark på 43 MW (394 A v. 63 kV). Beregningerne viste, at der skulle lægges et kabel på 240 kvadrat, som jf. Tabel 25 maksimalt kan overføre 444 A ved udelukkende soltilslutning. Dette medfører en restkapacitet på 50 A, hvilket medfører en restkapacitet på 11,3 %.

Stikledning 3

En ny solcellepark på 31,5 MW (1730 A v. 10,5 kV). Beregningerne viste, at der skulle lægges et kabel på 6x3x300 kvadrat, som jf. Tabel 24 maksimalt kan overføre 1788 A ved udelukkende soltilslutning. Dette medfører en restkapacitet på 58 A, hvilket medfører en restkapacitet på 3,3 %.

Stikledning 4

En ny solcellepark på 49 MW (449 A v. 60 kV). Beregningerne viste, at der skulle lægges et kabel på 300 kvadrat, som jf. Tabel 25 maksimalt kan overføre 494 A ved udelukkende soltilslutning. Dette medfører en restkapacitet på 45 A, hvilket medfører en restkapacitet på 9,1 %.

Stikledning 5

En ny solcellepark på 75 MW (687 A v. 63 kV).

Beregningerne viste, at der skulle lægges et kabel på 630 kvadrat, som jf. Tabel 25 maksimalt kan overføre 707 A ved udelukkende soltilslutning. Dette medfører en restkapacitet på 20 A, hvilket medfører en restkapacitet på 2,8 %.

Stikledning 6

En ny solcellepark på 48,2 MW (396 A v. 63 kV).

Beregningerne viste, at der skulle lægges et kabel på 240 kvadrat, som jf. Tabel 25 maksimalt kan overføre 444 A ved udelukkende soltilslutning. Dette medfører en restkapacitet på 48 A, hvilket medfører en restkapacitet på 10,8 %.

Kabelkapaciteter

10 kV-kabelkapaciteter fremgår af Tabel 24.

60 kV-kabelkapaciteter fremgår af Tabel 25.

Tabel 24 - 10 kV-kabelkapaciteter

Tværsnit	Ampere til og med		
Kabler	Sol	Vind	KV
3x50 mm ²	82	55	32
3x95 mm ²	122	83	48
3x150 mm ²	218	148	85
3x240 mm ²	387	262	152
3x300 mm ²	450	428	248
2x3x240 mm ²	632	524	303
2x3x300 mm ²	711	711	455
3x3x240 mm ²	828	786	
3x3x300 mm ²	931	931	877
4x3x240 mm ²	1213	1048	
4x3x300 mm ²	1365	1365	
5x3x240 mm ²	1413		
5x3x300 mm ²	1590	1590	1018
6x3x300 mm ²	1788	1788	1569
7x3x240 mm ²	1970		
8x3x240 mm ²	2152		
7x3x300 mm ²	2216	2216	
9x3x240 mm ²	2304		
8x3x300 mm ²	2421	2421	1576

Tværsnit	Ampere til og med		
Kabler	Sol	Vind	KV
9x3x300 mm ²	2592	2592	2221
10x3x240 mm ²	2720	2619	
11x3x240 mm ²	2904		
10x3x300 mm ²	3058	3060	
11x3x300 mm ²	3267	3267	
12x3x300 mm ²	3402	3402	2868
12x3x300 mm ²	3432	3405	
13x3x240 mm ²	3640		
14x3x240 mm ²	3780		
15x3x240 mm ²	3861		
13x3x300 mm ²	4095	4095	
14x3x300 mm ²		4252	3512
15x3x300 mm ²		4752	
16x3x300 mm ²		4896	
17x3x300 mm ²		5103	
18x3x300 mm ²		5557	
19x3x300 mm ²	82	55	32

Tabel 25 - 60 kV-kabelkapacitet

Tværsnit	Ren vind [A]	Produktions og forbrug [A]	Ren sol [A]
150	271	297	345
240	347	382	444
300	386	426	494
400	433	478	558
500	486	539	627
630	544	604	707
800	602	672	789
1000	659	737	863
1200	699	775	909

5.2 Transformer restkapacitet

Restkapaciteten i 18 installerede transformere er undersøgt. Beregningen af restkapaciteten og transformernes praktiske udnyttelsesfaktor fremgår af Tabel 26.

Tabel 26 - Transformer restkapacitet

Transfor-mer	Kapacitet [MVA]	Udnyttelse [MVA]	Restkapacitet [MVA]	Praktisk udnyttelses-faktor [%]
1	25	22,65	2,35	90,6%
2	20	17,25	2,75	86,3%
3	30	28	2	93,3%
4	25	21,6	3,4	86,4%
5	10	9,225	0,775	92,3%
6	20	17,25	2,75	86,3%
7	16	12	4	75,0%
8	16	16,1	-0,1	100,6%
9	31,5	27,2	4,3	86,3%
10	16	13,95	2,05	87,2%
11	16	15,6	0,4	97,5%
12	16	16,2	-0,2	101,3%

Transformer	Kapacitet [MVA]	Udnyttelse [MVA]	Restkapacitet [MVA]	Praktisk udnyttelsesfaktor [%]
13	16	13,4	2,6	83,8%
14	16	15,2	0,8	95,0%
15	16	12,8	3,2	80,0%
16	10	8,6	1,4	86,0%
17	16	12,8	3,2	80,0%
18	30	27,36	2,64	91,2%
Gennemsnit	19,2	17,1	2,1	88,8%

6 Underbilag 5 – Samtidighed i rød geozone

Der er foretaget en undersøgelse af samtidigheden mellem en 10 MW vindprofil og den historiske måledata fra alle geozonestationer i rød geozone.

Resultatet fremgår af Tabel 27.

75%-fraktilen er valgt, da nettet skal kunne aftage den fulde effekt fra anlæggene på alle tidspunkter af året. Der er en del usikkerheder forbundet med analysen, da måledata er fra 132-150/30-60 kV-stationerne. Der vil ses både lavere og højere samtidigheder længere nede i nettet. Derudover er der kun undersøgt data fra et enkelt år.

Tabel 27 - Samtidighed VE

Fraktil	95%	75%	50%
Samtidighed	99%	95%	79%

7 Underbilag 6 – 10 kV-kabellængde

Netselskab	10 kV-kabelmasse [km]	10 kV-stationer	Kabel pr. 10 kV-station	Stationer pr. radial	Gns. tilslutningslængde [km]	Vægtning	Vægtet afstand
Selskab 2	2.007	2516,00	0,80	8,94	3,57	0,04	0,16
Selskab 3	93	159,00	0,58	8,94	2,62	0,00	0,01
Selskab 4	173	234,00	0,74	8,94	3,30	0,00	0,01
Selskab 5	212	246,00	0,86	8,94	3,85	0,00	0,02

Netselskab	10 kV-kabelmasse [km]	10 kV-stationer	Kabel pr. 10 kV-station	Stationer pr. radial	Gns. tilslutningslængde [km]	Vægtning	Vægtet afstand
Selskab 6	932	922,00	1,01	8,94	4,52	0,02	0,09
Selskab 7	531	561,00	0,95	8,94	4,23	0,01	0,05
Selskab 8	52	81,00	0,64	8,94	2,86	0,00	0,00
Selskab 9	64	72,00	0,88	8,94	3,96	0,00	0,01
Selskab 10	37	53,00	0,70	8,94	3,13	0,00	0,00
Selskab 11	40	35,00	1,13	8,94	5,05	0,00	0,00
Selskab 12	113	175,00	0,65	8,94	2,90	0,00	0,01
Selskab 13	3.062	3551,00	0,86	7,85	3,38	0,07	0,23
Selskab 14	178	289,00	0,62	8,94	2,76	0,00	0,01
Selskab 15	67	54,00	1,24	8,94	5,53	0,00	0,01
Selskab 16	22.526	24855,00	0,91	8,79	3,98	0,50	1,99
Selskab 17	103	165,00	0,62	8,79	2,74	0,00	0,01
Selskab 18	289	486,00	0,59	8,79	2,61	0,01	0,02
Selskab 19	63	100,00	0,63	8,94	2,81	0,00	0,00
Selskab 20	104	167,00	0,62	8,94	2,78	0,00	0,01
Selskab 21	1.273	1171,00	1,09	8,94	4,86	0,03	0,14
Selskab 22	2.560	2624,09	0,98	8,94	4,36	0,06	0,25
Selskab 24	2.140	2293,15	0,93	8,94	4,17	0,05	0,20
Selskab 25	386	385,00	1,00	8,94	4,48	0,01	0,04
Selskab 26	43	52,00	0,83	8,94	3,70	0,00	0,00
Selskab 27	1.678	1842,00	0,91	11,95	5,44	0,04	0,20
Selskab 28	2.029	2538,00	0,80	7,34	2,93	0,05	0,13

Netselskab	10 kV-kabelmasse [km]	10 kV-stationer	Kabel pr. 10 kV-station	Stationer pr. radial	Gns. tilslutningslængde [km]	Vægtning	Vægtet afstand
Selskab 29	358	391,00	0,92	8,94	4,09	0,01	0,03
Selskab 30	39	48,00	0,82	8,94	3,67	0,00	0,00
Selskab 31	3.764	4249,00	0,89	8,94	3,96	0,08	0,33
Selskab 32	144	202,00	0,71	8,94	3,19	0,00	0,01
Vægtet gennemsnit							4,0 km