





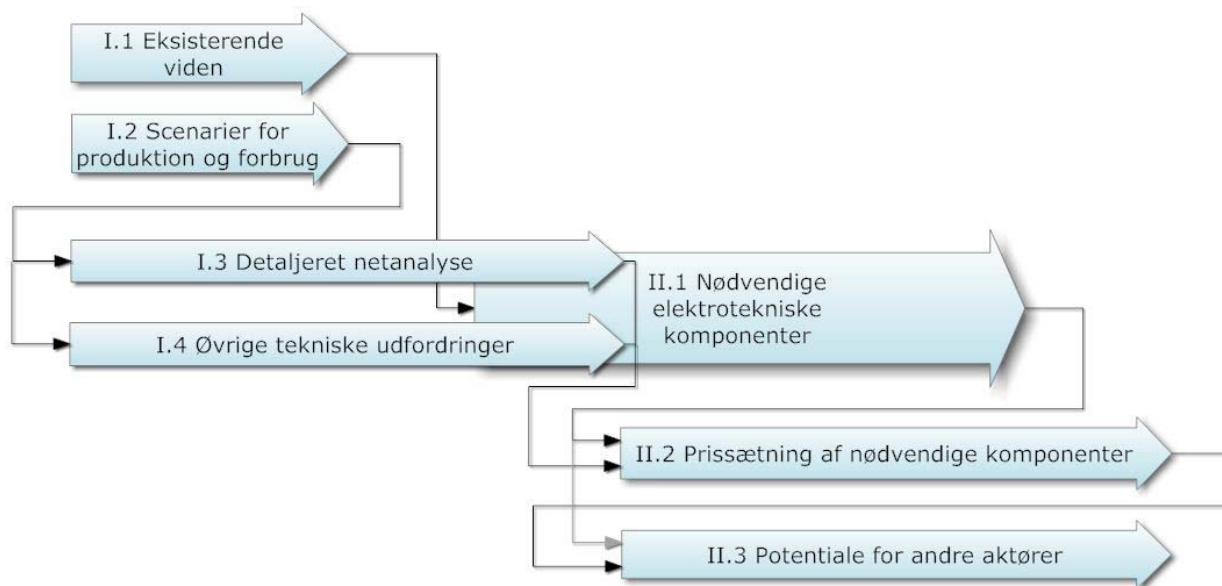
1.	Indledning.....	5
2.	Scenarier for elsystemets fremtidige belastning.....	7
2.1	Produktionspriser.....	7
2.2	Elforbrug.....	9
2.3	Elproduktionsanlæg.....	16
2.4	Forbindelser til nabo-områder.....	19
3.	Netforstærkninger i fremtidens elnet.....	20
3.1	Belastningsscenarier.....	22
3.2	Døgnprofil for el- og plug-in hybridbiler og varmepumper.....	26
3.3	Modellering af belastninger i 0,4 kV loadflow analyser.....	28
3.4	Investeringsbehov i 0,4 kV nettet.....	28
3.5	Investeringsbehov i 10-20 kV net.....	40
3.6	Investeringsbehov i 30-60 kV net.....	46
3.7	Perspektivering.....	52
3.8	Anvendelse af fjernstyrbare/automatiske omkoblingsmuligheder.....	55
3.9	Nettab.....	57
3.10	Sammenfatning.....	58
4.	Elektrotekniske udfordringer i fremtidens elnet.....	61
4.1	Udfordringerne i detaljer.....	61
4.2	Udfordringer for systemansvarlig virksomhed.....	61
4.3	Udfordringer for netselskaber.....	68
4.4	Sammenfatning.....	73
5.	Komponenter til fremtidens udfordringer i elnettet.....	74
5.1	Smart Grid struktur.....	75
5.2	Antal komponenter og prissættelse.....	79
5.3	Net- og systemkomponenter.....	81
5.4	Sammenfatning.....	95
6.	Værdi af systemydelse ved etablering af Smart Grid.....	97
6.1	Tilgængelighed af forbrug, der kan bidrage til systemydelse.....	97
6.2	Reserver (primære, sekundære, tertiære, regulerkraft, rullende).....	98
6.3	Systembærende egenskaber, reaktiv kompensering, inertiv mv.....	101
6.4	Tilpasning af forbrug til lavere spotpriser.....	102
6.5	Behov for termisk produktionskapacitet i spidslast.....	104
6.6	Øvrige værdier.....	105
6.7	Sammenfatning.....	106
7.	De økonomiske beregninger.....	107
7.1	Traditionel udbygning.....	108
7.2	Smart Grid udbygning.....	110
7.3	Samlede økonomiske resultater.....	112
8.	Konklusion.....	115
	Appendiks 1: Detaljeret sammenhæng for udfordringerne.....	117
	Appendiks 2: Samlede anbefalinger til videre analyse.....	118
	Appendiks 3: Detaljeret sammenhæng for udfordringerne.....	119
	Appendiks 4: Regulerkraft med el- og plug-in hybridbiler og varmepumper.....	120



# 1. Indledning

Bilagsrapporten til rapporten "Smart Grids i Danmark" er udarbejdet i et samarbejde mellem Energinet.dk, Dansk Energi samt Dansk Energis medlemsvirksomheder. Nærværende bilagsrapport indeholder arbejde indenfor en række forskellige discipliner. Udarbejdelsen har således været delt op i en række individuelle arbejdsgrupper bestående af medarbejdere med viden og erfaringer til at løse de aktuelle delopgaver.

Organisation til udarbejdelse af bilagsrapporten er skitseret i figur 1



Figur 1: Smart Grid projektets forløb.

## I.1 Eksisterende viden

Undersøgelse af hvilke Smart Grid-projekter og viden der allerede er tilgængelig hos Energinet.dk, Dansk Energi og netselskaberne, således at der blev skabt et overblik over den nuværende viden og igangværende projekter.

## I.2 Scenarier for produktion og forbrug

Opstilling af forskellige scenarier for sammensætningen af forbrug og produktion i det danske elsystem frem mod 2025. Hovedscenariet herfra er herefter benyttet til de videre analyser, så der benyttes ens forudsætninger i de forskellige analyser.

I bilagsrapporten er overskriften "Scenarier for elsystemets fremtidige belastning".

## I.3 Detaljeret netanalyse

Analyse af distributionsnettet som det ser ud i dag med henblik på at bestemme omfanget af udbygningen, der vil være nødvendig for at håndtere det fremtidige øgede elforbrug i de opstillede scenarier. Der analyseres på et tilpas stort repræsentativt antal strækninger, som ved hjælp af en række arkenet-typer ekstrapoleres til landsplan.

Analysen har fået navnet "Netforstærkninger i fremtidens elnet" i bilagsrapporten.

### I.4 Øvrige tekniske udfordringer

Identificering og beskrivelser af de tekniske udfordringer elsystemet vil skulle kunne håndtere ud over de beregnede netbegrænsninger i de opstillede fremtidsscenarier. Udfordringerne er grupperet efter, om de primært påvirker systemansvarets område eller driften af distributionsnettet.

Beskrivelsen har overskriften "Elektrotekniske udfordringer i fremtidens elnet" i bilagsrapporten.

### II.1 Nødvendige elektrotekniske komponenter

Analysen af de givne udfordringer og ekspertvurderinger af de absolut nødvendige elektrotekniske komponentstørrelser der skal til, for, i både et Smart Grid-scenarium og et traditionelt scenarium, at sikre nettets stabile drift.

Analysen har sammen med nedenstående analyse II.2 fået overskriften "Komponenter til løsning af fremtidens udfordringer i elnettet".

### II.2 Prissætning af nødvendige elektrotekniske komponenter

Analysen af de givne komponentstørrelser og ekspertvurderinger af den mest optimale teknisk-økonomiske løsning hertil, med henblik på at prissætte de absolut nødvendige elektrotekniske komponenter der skal til, for at sikre nettets stabile drift ved både traditionel udbygning af elnettet og ved Smart Grid.

### II.3 Potentiale for andre aktører

Identificering af det økonomiske potentiale ved Smart Grid for de forskellige aktører i energibranchen, herunder de nettekniske og samfundsmæssige besparelser og gevinster ved Smart Grid.

Beskrivelsen har fået overskriften "Værdi af systemydelser ved etablering af Smart Grid".

## 2. Scenarier for elsystemets fremtidige belastning

Som grundlag for at analysere perspektiver med indførelse af Smart Grid er der fastlagt et sæt af analysebetingelser for elsystemets belastning med produktion og forbrug frem mod 2025. Nærværende afsnit beskriver disse fastlagte analysebetingelser. Der er udarbejdet tre scenarier, som ligger til grund for analyserne. Et hovedscenarie, der udgør det centrale skøn, og to følsomhedsvurderinger med henholdsvis et mere progressivt scenarie og et mere moderat scenarie.

I analysen af Smart Grid lægges hovedvægten på hovedscenariet.

De tre scenarier kan kort beskrives som flg.:

Et "hovedscenarie" som udgør basecase for analysen. Scenariet afspejler en aktiv energipolitik på linje med de visioner, som for nærværende foreligger i kraft af Danmarks internationale forpligtelser til reduktion af CO<sub>2</sub>, øget andel af vedvarende energi (20/20/20 målene), samt de generelle politiske visioner som indikeres af regeringen. Herunder visioner for langsigtet forsyningsikkerhed.

Et "progressivt scenarie" som anvendes til en følsomhedsanalyse. I det progressive forløb antages en udbygning på både elproduktions- og forbrugssiden, som matcher en meget kraftig satsning på omstilling til vind og mere elbaseret forsyning til varme og transport.

Et "moderat scenarie" som anvendes til en følsomhedsanalyse ved et mere moderat udbygningsforløb med vind og nye typer af elforbrug.

I kvantificeringen beskrives flg. parametre:

- Brændsels- og CO<sub>2</sub>-priser
- Elforbrug (klassisk, el til transport og el til varmepumper)
- Elproduktion (central, decentral, vindkraft og lokal produktion)<sup>1</sup>
- Udvekslingsforbindelser

### 2.1 Produktionspriser

#### 2.1.1 Brændselspriser

Brændselspriserne baseres på de retningslinjer, som Energistyrelsen forudsætter som grundlag for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet. Jf. endvidere publikationen "Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på Energiområdet", februar 2009.

De samfundsøkonomiske brændselspriser er beregnet på baggrund af priserne på kul og olie fra IEA's World Energy Outlook november 2009. Priserne i prognosen er i faste 2008-priser og er an kraftværk (an transmissionsnet for naturgas).

Priser på biomasse er baseret på Energistyrelsens forudsætningsgrundlag af februar 2009.

---

<sup>1</sup> Elproduktion fra husstandsvindmøller, brændselsceller og solceller.

De anvendte priser er vist i Tabel 1

	Kul	Fuelolie	Gasolie	Naturgas	Gas, dec.	Halm	Træflis
2010	25,22	64,35	113,57	58,09	69,06	47,18	47,72
2011	24,58	63,96	112,88	58,62	69,71	47,18	47,72
2012	23,95	63,57	112,19	59,16	70,35	47,18	47,72
2013	23,31	63,18	111,49	59,70	71,00	47,18	47,72
2014	22,67	62,79	110,80	60,23	71,64	47,18	47,72
2015	22,03	62,41	110,10	60,77	72,28	47,18	47,72
-							
2020	25,06	71,69	126,68	69,79	83,11	47,18	47,72
-							
2025	25,75	76,91	136,01	75,24	89,65	47,18	47,72
-							
2030	26,27	82,13	145,33	80,36	95,79	47,18	47,72

Tabel 1: Prisprognoser for anvendte brændsler 2009-2030. Priserne er i faste 2008-priser kr./GJ.

Der foretages ikke parametervariation på brændselspriser i forbindelse med Smart Grid analysen.

### 2.1.2 CO<sub>2</sub>-kvotepriser

For årene 2009-2013 er CO<sub>2</sub>-priserne baseret på det aktuelle prisniveau (jf. Nord Pool). Derefter fastsættes CO<sub>2</sub>-prisen til 30 EUR/ton CO<sub>2</sub> svarende til 230 kr./ton CO<sub>2</sub>, jf. Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger. Se endvidere Tabel 2.

År	2010	2011	2012	2013	2015	2020	2025	2030
kr./ton CO <sub>2</sub>	99	102	108	116	230	230	230	230

Tabel 2: CO<sub>2</sub>-priser i kr./ton CO<sub>2</sub> for 2010-2030.

Der foretages ikke en parametervariation på CO<sub>2</sub>-priser i forbindelse med Smart Grid-analysen.

### 2.1.3 Elpriser

Elpriserne, der anvendes for de omgivende lande, Norge, Sverige og Tyskland, tager udgangspunkt i beregninger med simuleringsprogrammet "Samkøringsmodellen" (reference: Energinet.dk) baseret på de fastlagte brændsels- og CO<sub>2</sub>-priser.

I vurdering af elpriserne forudsættes internationale CO<sub>2</sub>-kvoter med en tilhørende kvotepris på 230 kr. pr. ton. Desuden skal der betales en afgift på 10.000 kr. pr. ton udledt mængde af SO<sub>2</sub>, og en afgift på 5.000 kr. pr. ton udledt mængde NO<sub>x</sub> (har virkning fra 1. januar 2010.)

"Nettariffen" mod Tyskland sættes til 0,5 øre/kWh og er et mål for de auktionsomkostninger, som importører og eksportører har udregnet pr. transporteret kWh.

Elprisen i Danmark beregnes med Simuleringsmodellen "Sivael" (reference: Energinet.dk) på baggrund af de fastlagte brændsels- og CO<sub>2</sub>-priser og anlægsspecifikke data om virkningsgrader og drift- og vedligeholdelseskostninger.

## 2.2 Elforbrug

Elforbruget opdeles i det klassiske elforbrug, elforbrug til varmepumper, og el- og plug-in hybridbiler. Det klassiske elforbrug defineres her som det samlede elforbrug excl. elforbrug til transport og varmepumper. I tabellen ses en samlet opgørelse af elforbruget.

<b>Hovedscenarie</b>				
<b>Elforbrug i alt (TWh)</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>
Klassisk elforbrug	32,39	32,72	33,21	34,39
Individuelle varmepumper	0,21	0,89	1,43	1,78
El- og plug-in hybridbiler	0	0,12	0,72	1,6
<b>I alt excl. varmepumper i fvnet</b>	<b>32,60</b>	<b>33,73</b>	<b>35,36</b>	<b>37,77</b>
Varmepumper i fjernvarmenet	0,01	0,3	0,6	1

<b>Moderat scenarie</b>				
<b>Elforbrug i alt (TWh)</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>
Klassisk elforbrug	32,39	32,72	33,21	34,39
Individuelle varmepumper	0,21	0,49	0,79	0,98
El- og plug-in hybridbiler	0,00	0,05	0,29	0,62
<b>I alt excl. varmepumper i fvnet</b>	<b>32,60</b>	<b>33,26</b>	<b>34,28</b>	<b>35,99</b>
Varmepumper i fjernvarmenet	0,01	0,3	0,6	1

<b>Progressivt scenarie</b>				
<b>Elforbrug i alt (TWh)</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>
Klassisk elforbrug	32,39	32,72	33,21	34,39
Individuelle varmepumper	0,21	1,06	1,69	2,12
El- og plug-in hybridbiler	0	0,24	1,43	3,08
<b>I alt excl. varmepumper i fvnet</b>	<b>32,60</b>	<b>34,01</b>	<b>36,33</b>	<b>39,58</b>
Varmepumper i fjernvarmenet	0,01	0,3	0,6	1

Tabel 3: Elforbrug an forbruger i de tre scenarier i 2010, 2015, 2020 og 2025.

\*1) Elforbrug til varmepumper i fjernvarmenet beregnes specifikt med Sivael-kørsel i den konkrete driftssituation.

### 2.2.1.1 Klassisk elforbrug

Fremskrivningen af det danske elforbrug er udarbejdet i samarbejde med Forskningscenter DTU/Risø på grundlag af EMMA-modellen, der er en satellitmodel til den makroøkonomiske ADAM-model. Analyseperioden er 2008-2030.

På kort sigt forventes det, at produktionsvæksten vil være ca. -5 % i 2009 og 1,3 % i 2010, for derefter at stige langsomt til et niveau på ca. 2,2 % frem til 2015. På lang sigt antages en økonomisk vækst på ca. 1,8 %/år.

Det private forbrug forventes i 2009-2010 at falde med henholdsvis 4,3 % og 2,4 %. Derefter antages en vækst stigende til et niveau på ca. 2,3 %/år fra 2020 og frem til 2030.

Elprisen beregnes på baggrund af Dansk Energis opgørelser over elpriser, Nord Pool forward priser og kørsler med el-system simuleringsmodellen "SIVAEL" for udvalgte år, hvorefter en interpolation er foretaget mellem disse år.

Der er indregnet effektivitetsforbedringer (energibesparelser) i fremskrivningen. Der regnes med en gennemsnitlig, årlig effektivitetsforbedring i erhvervene på 0,84 %. For boligerne regnes med en årlig effektivitetsforbedring på 1,47 % samt med en fortsat udfasning af elvarme til et lavere niveau indtil 2020.

Dette giver en forventet vækst i erhvervenes efterspørgsel efter el på -0,4 % i 2010, og derefter antages en stigning i den gennemsnitlige efterspørgsel til 0,5 % pr. år for perioden 2011-2020, mens væksten vil være ca. 1 % pr. år frem til 2030.

Boligernes efterspørgsel forventes at falde med 0,4 % i 2010, og derefter antages fortsat et fald på ca. 0,4 % pr. år indtil 2020. Væksten i perioden 2020-2030 vil være ca. 0 %.

På grundlag af fordelingen på erhvervskategorier og forekomsten af elvarme er fremskrivningen opdelt på Vestdanmark og Østdanmark.

År	Klassisk forbrug	
	Vest	Øst
2010	19.281	13.111
2011	19.314	13.143
2012	19.335	13.187
2013	19.359	13.227
2014	19.382	13.270
2015	19.405	13.312
2016	19.452	13.363
2017	19.501	13.412
2018	19.557	13.456
2019	19.611	13.501
2020	19.670	13.540
2021	19.810	13.633
2022	19.951	13.726
2023	20.098	13.814
2024	20.238	13.912
2025	20.377	14.012
2026	20.540	14.124
2027	20.705	14.237
2028	20.870	14.351
2029	21.037	14.466
2030	21.226	14.595

*Tabel 4: Fordeling af elforbruget mellem Østdanmark og Vestdanmark - an forbruger. Der skal hertil lægges et nettab på 6 % af forbruget an forbruger i Østdanmark og 7 pct. i Vestdanmark.*

Fremadrettet – især efter 2020 – kan der forventes en kraftigt stigende interesse for energibesparelser, herunder elbesparelser, frem mod et samfund med væsentlig reduceret forbrug af fossile brændsler og CO<sub>2</sub>. Dette fokus kan trække det klassiske elforbrug nedad, især i den sidste del af perioden i tabellen ovenfor. Dette modvirkes af forventningen til en øget elektrificering, fx omlægning af fossilt brændselsforbrug til en højere andel af el fx ved elkedler i industrien mv.

Afhængig af mange andre forhold, herunder målere, Smart Grid og udvikling i apparater, kan det forventes, at det klassiske elforbrug fremover i mere eller mindre omfang bliver fleksibelt – dvs. kan reagere på prissignaler og ”spille med” i forhold til elsystemets behov. Dette er ikke medtaget i forudsætningerne, da det er en parameter, der i høj grad hænger sammen med intelligente løsninger og Smart Grid.

### 2.2.1.2 Varmepumper i fjernvarmenet

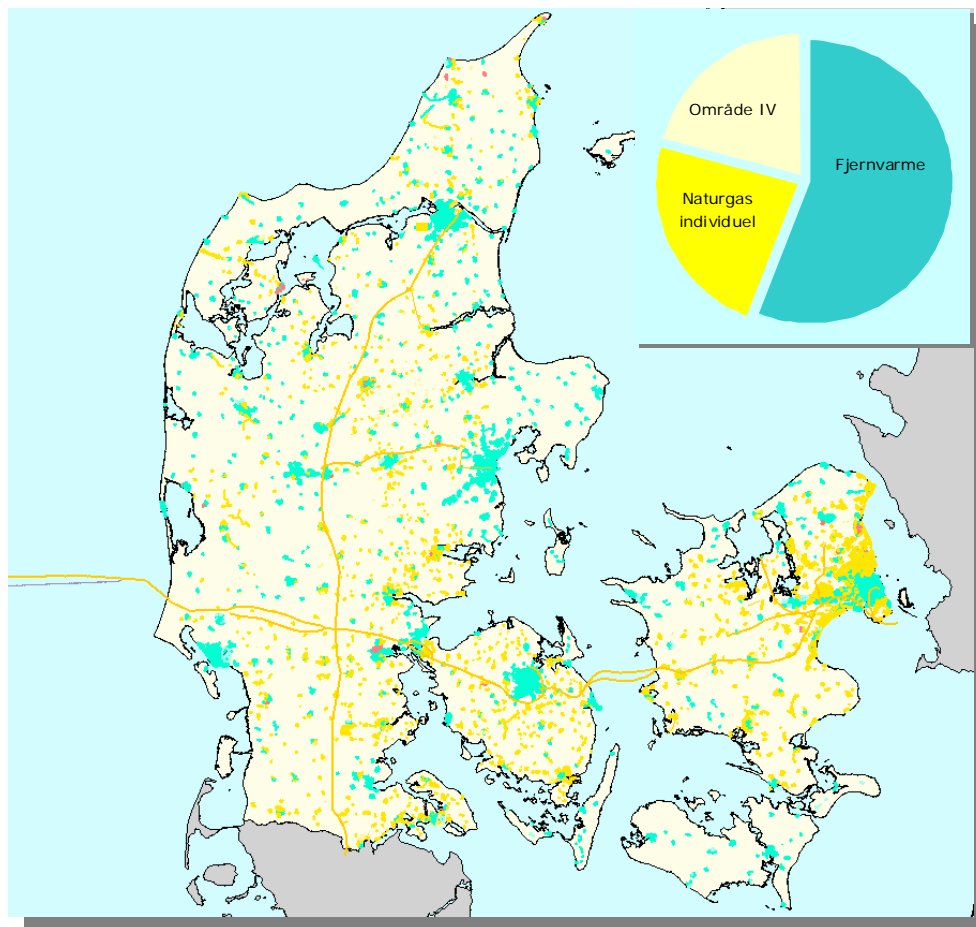
I 2025 antages installeret i alt ca. 1.000 MJ/s varmpumper i fjern-varmeområder, svarende til en varmekapacitet pr. årsproduceret enhed på 12 MJ/s/PJ. Der antages en lineær udbygning frem mod 2025. Elforbruget til disse varmpumper simuleres med Sivael og ligger i størrelsesordenen 1 TWh. Årsforbruget vil være afhængigt af elmarkedspriserne i det konkrete år. Der anvendes samme udbygning i de tre scenarier.

### 2.2.1.3 Individuelle varmepumper

Varmeforsyningen i Danmark er opdelt i områder med fjernvarme, områder med individuel naturgasforsyning og områder uden kollektiv varmeforsyning (område IV). Fordelingen af varmeforsyningen er skitseret i figur 5.

Udbygningen med individuelle varmepumper antages primært at ske i områder udenfor kollektiv varmeforsyning.

Konverteringen forventes i første omgang at ske fra oliefyrsinstallationer til varmepumper. I det omfang der er oliefyrsinstallationer i naturgasområder, antages det, at også disse, i et vist omfang, konverteres til varme.



Figur 2: Danmark opdelt i områder med fjernvarme, naturgas og områder uden kollektiv forsyningsform.

I dag forsynes et nettovarmebehov til opvarmning på ca. 19 PJ med oliefyr, 34 PJ med biobrændsel og 32 PJ med naturgas.

Det antages i hovedscenariet, at 70% af oliefyrene frem mod 2025 omlægges til individuelle varmepumper som et centralt skøn. I et progressivt skøn omlægges 90% af dette grundlag til varmepumper. Derudover omlægges henholdsvis 10 og 25% af biokedler/ovne til varmepumper i et mere progressivt skøn, og 80 og 90% af elvarmen omlægges til varmepumper frem mod 2025.

Omlægning til varmepumper medfører et øget elforbrug. Samlet set vil der være en betragtelig reduktion i energiforbruget og i særdeleshed i olie- og gasforbruget på op til 50 PJ.

Dette fører i hovedscenariet til et elforbrug på i alt 1,8 TWh ved en gennemsnitlig COP-faktor på 3,3 (reference: Teknologisk institut, der har vurderet, at den i praksis opnåelige COP-faktor er 3,3 som en kombination af anvendelse i radiatorer og gulvvarme). Der antages her en varmebesparelse i bygningsmassen på 20% frem til 2025.

I det progressive forløb opnås et elforbrug på 2,4 TWh til individuelle varmepumper i 2025 og i det moderate forløb et forbrug på 1 TWh i 2025, jf. tabel 5.

	2010 Netto varme (PJ)	Andel konverteret VP 2025			Varmeproduktion PJ			Varme-besp. faktor
		Hoved	Progr	Moderat	Hoved	Progr	Moderat	
<b>Opvarmning</b>	<b>180</b>							
Fjernvarme	90							
Individuel VP	4,0	100%	100%	100%	3,2	3,2	3,2	0,8
Gaskedler	32	5%	5%	0%	1,3	1,3	0,0	0,8
Oliekedler	19	70%	90%	50%	10,4	13,3	7,4	0,8
Biokedler/ovne	30	10%	25%	0%	2,4	5,9	0,0	0,8
Elvarme	6	80%	90%	50%	3,97	4,46	2,48	0,8

Tabel 5a: Forsyning med enkelte opvarmningsformer i 2010 og hvilken andel der i 2025 forventes at være konverteret til individuelle varmepumper.

	Hoved	Progr	Moderat
<b>I alt VP (PJ)</b>	<b>21,2</b>	<b>28,2</b>	<b>13,1</b>
<b>COP</b>	<b>3,3</b>	<b>3,3</b>	<b>3,3</b>
<b>Elforbrug (TWh)</b>	<b>1,78</b>	<b>2,37</b>	<b>0,98</b>

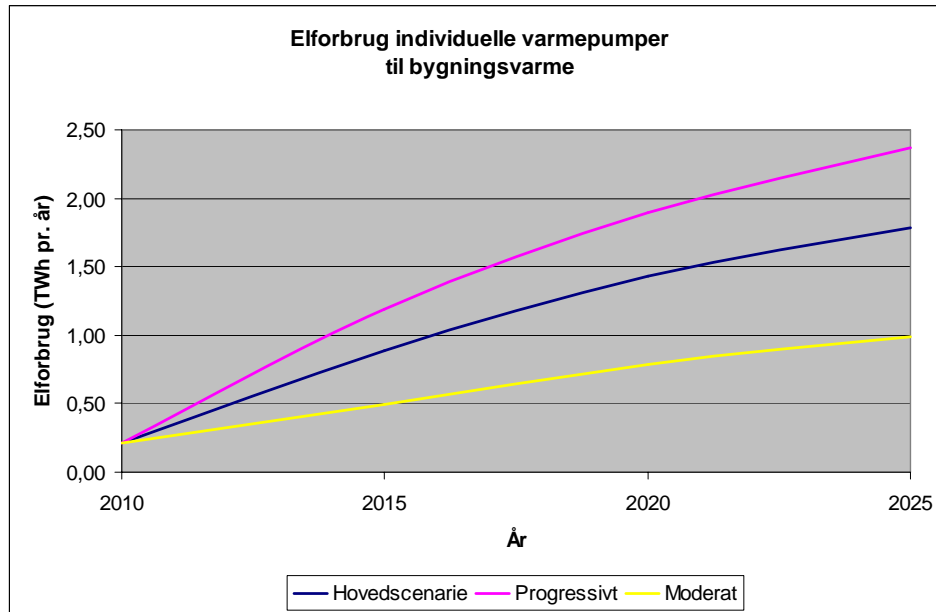
Tabel 5b: Grundlag for udbredelse af individuelle varmepumper frem mod 2025. Beregning af det nødvendige elbehov til varmepumperne.

Der antages et indtrængningsforløb på 50% frem til 2015 og 80% frem til 2020, jf. tabel 5b. Udviklingen i elforbrug frem til 2025 fremgår af tabel 6 og figur 7.

Elforbrug (TWh)	2010	2015	2020	2025
Hovedscenarie	0,21	0,89	1,43	1,78
Progressivt	0,21	1,19	1,90	2,37
Moderat	0,21	0,49	0,79	0,98

Tabel 6: Elforbrug til individuelle varmepumper til bygningsopvarmning i årene 2010, 2015, 2020 og 2025

Udviklingsforløbet er illustreret i figur 3.



Figur 3: Elforbrug til individuelle varmepumper i årene 2010-2025.

I perioden efter 2025 forventes udbygningen med varmepumper at fortsætte. Især kan det forventes, at også gasfyr erstattes af individuelle varmepumper som bidrag til reduktion af fossile brændsler og CO<sub>2</sub>. Hvis der hertil antages en forbedret effektivitet af varmepumperne og mindre varmekonsum i bygninger, vil det samlet set betyde et nogenlunde konstant elforbrug til varmepumper.

Langsigtet vil elforbruget være 2,5-3,5 TWh til individuel opvarmning, hvis al individuel opvarmning erstattes af varmepumper inklusiv biomasse, dog afhængig af i hvilket omfang bygningsmassen isoleres og i hvilket omfang udbredelse af fjernvarme til områder, der i dag dækkes af individuelle forsyningsløsninger, vil finde sted.

#### 2.2.1.4 El- og plug-in hybridbiler

Fremskrivningen af el- og plug-in hybridbiler baseres på forudsætninger fra Risø EFP-projektet "El til vejtransport". Der anvendes flg. 3 scenarier fra dette projekt:

A1T : Moderat scenarie

A2T : Hovedscenarie

A3T : Progressivt scenarie

I det følgende vælges A2T at udgøre hovedscenariet. Her antages, at markedsandelen for el- og plugin hybridbiler er 5 % i perioden 2011-2015 af nye solgte biler, 25 % i perioden 2016-2020, 40 % i 2021-2025 og 50 % i perioden 2025-2030. I alt giver dette ca. 1 million el- og plugin hybridbiler i 2030 svarende til en andel af el- og plugin hybridbiler på ca. 30 % i 2030.

Elforbruget til opladning af el- og plug-in hybridbiler forudsættes at fordele sig mellem Vestdanmark og Østdanmark med 60/40. Udviklingsforløbet for el- og plugin hybridbiler under 3,5 tons (dvs. inkl. lette varebiler) fremgår af tabel 7.

År	Antal			Elforbrug (TWh)		
	A1T	A2T	A3T	A1T	A2T	A3T
2010	0	0	0	0,00	0,00	0,00
2011	3564	8910	17819	0,01	0,02	0,05
2012	7208	18021	36041	0,02	0,05	0,09
2013	10665	26662	53324	0,03	0,07	0,14
2014	14086	35215	70431	0,04	0,09	0,19
2015	17540	43850	87700	0,05	0,12	0,24
2016	34697	86743	173485	0,10	0,24	0,48
2017	52341	130852	261705	0,14	0,36	0,71
2018	69880	174700	349400	0,19	0,48	0,95
2019	87721	219303	438605	0,24	0,60	1,19
2020	105680	264200	528400	0,29	0,72	1,43
2021	132328	335368	661640	0,35	0,89	1,76
2022	159430	407796	797152	0,42	1,07	2,09
2023	185708	478088	928541	0,48	1,24	2,42
2024	212117	548806	1060587	0,55	1,42	2,75
2025	237263	616238	1186314	0,62	1,60	3,08
2026	290963	702982	1359934	0,74	1,79	3,47
2027	342849	785899	1526003	0,87	1,99	3,87
2028	394994	868321	1691223	0,99	2,19	4,26
2029	445782	947456	1850044	1,12	2,38	4,66
2030	496235	1024933	2005762	1,24	2,58	5,05

Tabel 7: Udbygning med el- og plug-in hybridbiler i de tre scenarier, baseret på Risø projektet "El til vejtransport".

I de videre analyser anvendes elforbruget til el- og plug-in hybridbiler kvantificeret i ovenstående projekt. Det vil sige 1,6 TWh i 2025 i hovedscenariet og 0,6 og 3,1 TWh i henholdsvis det moderate og progressive scenarie. I 2025 vil de 1,6 TWh fx svare til 600.000 elbiler med et elforbrug på 7,5 km/kWh og et dagligt kørselsbehov på ca. 50 km.

I den ikke styrede opladning antages som udgangspunkt en andel på 75%, som oplades ved endt arbejdsdag ved privatadressen og 25% fordelt over øvrigt tidsrum.

Mæthedspunktet (i S-kurven) for elbilerne vil ikke være nået i hverken 2025 eller 2030. Det er vigtigt at få dette perspektiveret i den økonomiske vurdering i Smart Grid-analysen, idet nettet ved opgradering typisk planlægges til en lang tidshorisont. Datagrundlaget skal derfor indikere et langsigtet "mætningspunkt". Det langsigtede mætningspunkt anslås til 6-8 TWh for køretøjer under 3,5 tons, jf. analyser i projektet "El til vejtransport".

Elforbrug til el- og plug-in hybridbiler (TWh)	2010	2015	2020	2025
Hovedscenarie	0,00	0,12	0,72	1,60
Progressivt	0,00	0,24	1,43	3,08
Moderat	0,00	0,05	0,29	0,62

Tabel 8 Elforbrug til el- og plug-in hybridbiler i 2010, 2015, 2020 og 2025

Den detaljerede geografiske fordeling af el- og plug-in hybridbilerne foretages i delprojekt 1.3.

### 2.2.2 Fjernvarmeforbrug

Fjernvarmeforbruget i Energistyrelsens basisfremskrivning fra april 2009 anvendes. Varmeforbruget er ialt i fjernvarmeområderne ca. 120 PJ i 2025 mod ca. 129 PJ i 2010. Varmeforbrugene for de enkelte år findes i "regneark med nationale tal" fra Energistyrelsens hjemmeside.

### 2.3 Elproduktionsanlæg

Ved fastlæggelse af forudsætningerne på produktionssiden er der opstillet en række beregningsforudsætninger om nye anlæg, og hvilke anlæg der eventuelt ophører med at producere og derfor skrottes. Det forudsættes, at den samlede anlægskapacitet i kombination med ressourcer på forbrugssiden i slutningen af perioden sikrer, at forsyningssikkerheden kan opretholdes også i den koldeste time. Fremskrivningen er desuden baseret på vedtagne beslutninger, varmegrundlag samt på vurdering af anlægs levetid på 30-40 år, reference: Energinet.dk.

En detaljeret oversigt over den installerede produktionskapacitet pr. 5. januar 2010 for Øst- og Vestdanmark og kapacitet antaget frem mod 2025 fremgår af særskilt bilag.

#### 2.3.1 Anlæg tilsluttet transmissionsnettet – centrale anlæg

I Østdanmark forventes eksisterende blokke at være i drift i perioden, dog antages Asnæsværkets blok 5 driftsmæssigt tilrettelagt fra 1. juni 2010 således, at den kun er til rådighed med et startvarsel på 4 dage.

I Vestdanmark forventes de eksisterende blokke også at være i drift i perioden. Dog bliver Strudstrupværkets blok 4 lagt i mølpose fra 1. april 2010 med et startvarsel på 3 måneder. Der er idriftsat en separat blok til biomasseafbrænding på Fynsværket (blok 8) i efteråret 2009.

#### 2.3.2 Anlæg tilsluttet distributionsnettet – decentrale kraftværker

Der forudsættes en begrænset udbygning med decentrale kraftvarmeverker. Når kraftvarmeverket er udtjent, erstattes kapaciteten overvejende med tilsvarende ud fra antagelse om, at varmebehovet dækkes.

I tabel 9 ses den installerede kapacitet på de decentrale kraftvarmeverker, herunder industri-anlæg og lokalværker opdelt efter størrelse.

	Østdanmark		Vestdanmark		Danmark	
	Effekt MW	Antal	Effekt MW	Antal	Effekt MW	Antal
0-5 MW	129	148	545	453	674	601
5-10 MW	61	10	297	45	358	55
10-50 MW	308	17	505	27	813	44
50-100 MW	135	2	423	6	558	8
<b>I alt</b>	<b>633</b>	<b>177</b>	<b>1.770</b>	<b>531</b>	<b>2.403</b>	<b>708</b>

Tabel 9: Installeret kapacitet (nettoeffekt) på decentrale kraftvarmeverker pr. 1. januar 2009. Heraf er 30 erhvervsværker med 228 MW i øst og 125 erhvervsværker med 326 MW i vest.

### 2.3.3 Vindmøller

Pr. 1. januar 2010 er der installeret i alt 3.166 MW vindmøller i Danmark, hvoraf 538 MW er havvindmøller ved Horns Rev og Rødsand.

Der forudsættes en udbygning med land- og kystnære vindmøller på i alt 1045 MW i perioden 2010-2025. Den udbygning anvendes i alle tre scenarier.

Hovedscenarie mht. havvindmøller: Der forudsættes etableret nye havvindmøller i 2010. Jf. den energipolitiske aftale fra 29. marts 2004 idriftsættes en havvindmøllepark på 200 MW ved Rødsand i 2010. Derudover sættes (jf. den energipolitiske aftale fra februar 2008) endnu en havvindmøllepark på ialt 400 MW i drift mellem Anholt og Djursland i 2012. Østdanmark forudsættes udbygget med yderligere nye havvindmølleparker i 2015 og 2016, og i Vestdanmark forudsættes udbygget med nye havvindmølleparker i 2019 og 2020 og 2021, 2024 og 2025. Forløbet fremgår af tabel 10.

Ultimo år	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Land- og kystnære møller	584	595	600	600	600	600	605	620	640	660	680	700	720	740	760	780	800
Havvindmøller	166	366	366	366	366	366	666 <sup>2</sup>	966	966	966	966	966	966	966	966	966	966
<b>Sum Øst</b>	<b>750</b>	<b>961</b>	<b>966</b>	<b>966</b>	<b>966</b>	<b>966</b>	<b>1271</b>	<b>1586</b>	<b>1606</b>	<b>1626</b>	<b>1646</b>	<b>1666</b>	<b>1686</b>	<b>1706</b>	<b>1726</b>	<b>1746</b>	<b>1766</b>
Land- og kystnære Møller	2.360	2.360	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.580	2.560	2.640	2.720	2.800	2.880	2.960	3.040	3.120	3.200
Havvindmøller	369	369	369	769	769	769	769	769	769	769	969	1.169	1.369	1.369	1.369	1.569	1.769
<b>Sum Vest</b>	<b>2.729</b>	<b>2.729</b>	<b>2.769</b>	<b>3.169</b>	<b>3.169</b>	<b>3.169</b>	<b>3.269</b>	<b>3.349</b>	<b>3.329</b>	<b>3.409</b>	<b>3.689</b>	<b>3.969</b>	<b>4.249</b>	<b>4.329</b>	<b>4.409</b>	<b>4.689</b>	<b>4.969</b>
<b>Sum DK</b>	<b>3.479</b>	<b>3.690</b>	<b>3.735</b>	<b>4.135</b>	<b>4.135</b>	<b>4.135</b>	<b>4.435</b>	<b>4.835</b>	<b>4.935</b>	<b>5.035</b>	<b>5.335</b>	<b>5.635</b>	<b>5.935</b>	<b>6.035</b>	<b>6.135</b>	<b>6.435</b>	<b>6.735</b>

Tabel 10: Prognose for installeret vindkraft (MW) i 2009-2025 i slutningen af årene - hovedscenarie.

Udbygningen af offshore vindkraft i de to alternative scenarier til følsomhedsvurdering sammenholdt med hovedscenariet fremgår af tabel 11.

Scenarie	2010	2015	2020	2025
Hovedscenarie	735	1.435	2.135	2.735
Progressivt	735	1.435	2.310	3.435
Moderat	735	1.435	1.800	2.100

Tabel 11: Installeret offshore kapacitet (MW) i hovedscenarie sammenholdt med de to alternative scenarier.

<sup>2</sup> Havvindmøller ved Kriegers Flak forudsættes idriftsat i årene 2015-2016 med ca. 300 MW hvert år

Vindkraften er modelleret som tidsserier af målte timeproduktioner og vindhastigheder. Målingerne stammer fra 1999 og 2000 og er justeret til et normalt vindår. Se Tabel 12 .

	<b>Benyttelsestid for installeret vindmølleeffekt (timer)</b>
Sjælland, vindmøller på land	1.960
Jylland-Fyn, vindmøller på land	2.440
Rødsand	3.600
Horns Rev	4.300
Læsø Syd	4.000

Tabel 12: Benyttelsestider for vindmøller i et normalt vindår.

Benyttelsestiderne for vindmøllerne på land er baseret på afregningsmålinger, og benyttelsestiderne for havvindmøllerne er baseret på vindhastighedsmålinger – begge skaleret til et normalt vindår.

Anden offshore elproduktion, herunder bølgekraft indregnes ikke frem til 2025.

### 2.3.4 Udbygning med solceller og anden lokal produktion af el

Elproduktion fra solceller ligger generelt på et væsentligt højere omkostningsniveau end elproduktion fra vindkraft. Frem til 2030 forventes solceller ikke at være omkostningseffektive set i forhold til anden type af VE-elproduktion.

Som en del af en samlet bred indsats med forskning og demonstration kan det dog forventes, at der vil ske en vis udbygning med solceller. Solceller kan endvidere bidrage til at nye bygninger overholder krav til energiramme.

Øvrige typer af lokal produktion kan være husstandsvindmøller og brændselsceller.

Det vurderes ikke, at der frem til 2025 er et stort potentiale for lokal produktion af el fra naturgasbaserede stationære brændselsceller mv.

Tilsvarende vurderes det, at der ikke er nævneværdigt potentiale for lokal produktion fra biomasse (Sterling-motorer etc.) frem til 2025.

Der antages, at der i hovedscenariet sker en udbygning med ialt 0,5% af elforbruget fra solceller og anden produktion ved slutforbruger frem mod 2025. Ialt 0,2 TWh.

I det progressive scenarie antages det, at der produceres 1,5% fra lokal produktion i 2025. Der antages en lineær udbygning med lokal produktion frem til 2025.

Det skal bemærkes, at lokalproduktionen kan udvikle sig i klynger, og at koncentrationen således kan være væsentlig højere visse steder.

<b>Lokal produktion (TWh)</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>
Hovedscenarie	0,003	0,05	0,11	0,2
Progressivt	0,003	0,14	0,35	0,6
Moderat	0,003	0,01	0,03	0,05

Tabel 13: Elproduktion fra lokale produktionsanlæg i 2010, 2015, 2020 og 2025

## 2.4 Forbindelser til nabo-områder

Det østdanske elsystem

Forbindelsen til Sverige består af to 400 kV-forbindelser og to 132 kV-forbindelser på i alt 1.900 MW. I praksis er overføringsmulighederne væsentligt mindre, og handelskapaciteten er højst 1.700 MW og 1.300 MW i henholdsvis en eksport- og en importsituation. Samtidig er Østdanmark forbundet til Kontinentet via en jævnstrømsforbindelse (KONTEK) på 600 MW.

Det vestdanske elsystem

Området er forbundet til Kontinentet via vekselstrømsforbindelser mellem Jylland og Tyskland. Tabellen viser, hvordan forbindelsen opgraderes løbende, første gang pr. 1. februar 2007.

Jylland-Tyskland	Mod nord	Mod syd
	MW	MW
Fra 2007	950	1.500
Fra 2012	1.500	2.000

*Tabel 14: De nuværende forbindelser mellem Danmark og Tyskland.*

Jylland er sammenkoblet med Sverige og Norge med jævnstrømsforbindelser. Den maksimale overføringskapacitet mod Norden fra Jylland er 1.720 MW fra maj 2007.

Det forudsættes, at nettene på Sjælland og Fyn ultimo 2010 er sammenkoblet med en jævnstrømsforbindelse på 600 MW via Storebælt.

I 2015 antages Skagerrak 4 på 700 MW at være i drift.

I 2016 antages et kabel mellem Jylland og Holland på 700 MW (Cobra-forbindelsen).

I 2017 antages en udvekslingsforbindelse mellem Danmark, Sverige og Tyskland at blive etableret som en del af et samlet projekt for offshore vindmøller på Kriegers flak. Kapaciteten antages for alle tre udlandsforbindelser i Kriegers flak projektet at være 700 MW.

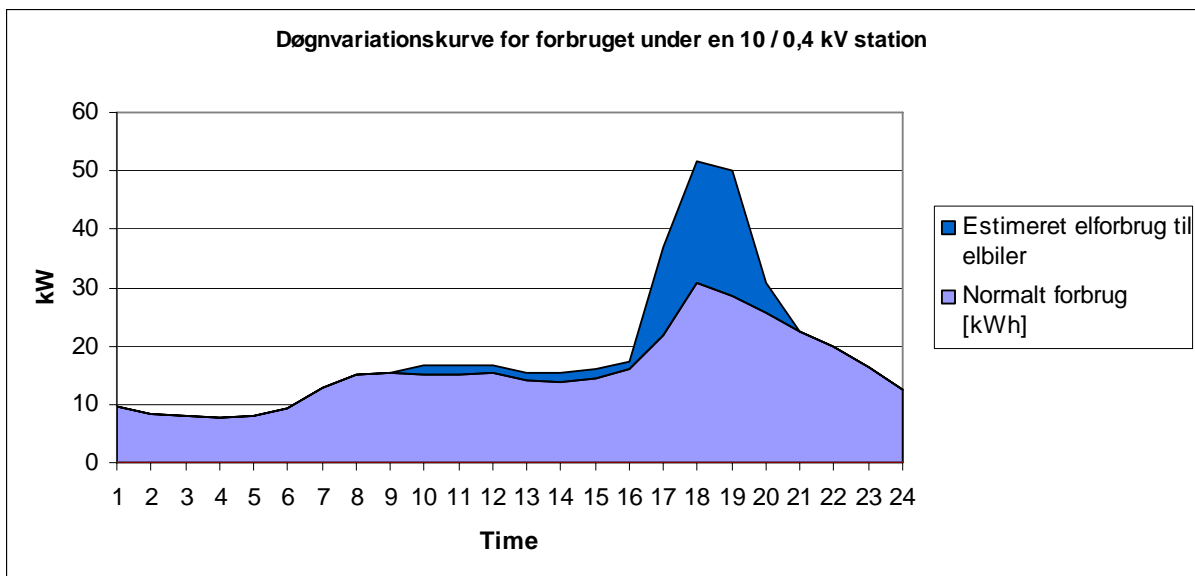
I et mere progressivt scenarie antages endvidere en udbygning med Storebælt 2 på 700 MW og en udbygning af forbindelsen mellem Jylland og Tyskland på i alt 2500 MW i begge retninger.

### 3. Netforstærkninger i fremtidens elnet

Et væsentligt element i Smart Grid-konceptet er fleksibelt og intelligent styret forbrug. Flexibelt og intelligent styret forbrug kan anvendes både til at reducere behovet for netforstærkninger men også til opretholdelse af effektbalancen i et elsystem med store mængde fluktuerende produktion fra bl.a. vindkraft. Realiseringen af fleksibelt og intelligent styret forbrug kan gennemføres enten i form af direkte styring af elforbruget eller styring via økonomiske incitamenter. Alle forbrugsapparater har principielt potentiale for fleksibelt forbrug, men det er især el- og plug-in hybridbiler og varmepumper, der udgør det største potentiale for at agere med et fleksibelt elforbrug.

Massiv introduktion af el- og plug-in hybridbiler og varmepumper i elsystemet kommer til at kræve betydelige investeringer til udbygning af nettet, hvis elforbruget udelukkende styres efter elforbrugernes egne behov. Vha. Smart Grid-forbrug kan elforbruget til el- og plug-in hybridbiler dirigeres uden om kogespidsen (det tidspunkt, hvor der allerede i dag er størst pres på distributionsnettet fra kl. 17:00-20:00), hvormed behovet for forstærkning af elnettet reduceres.

I Figur 4 og Figur 5 er der vist eksempler på, hvorledes elforbruget til el- og plug-in hybridbiler vil påvirke belastningen i et lavspændingsnet, hvis dette indpasses uden hensyntagen til nettet (Figur 4 – traditionel udbygning med ikke styret opladning), og hhv. en netvenlig måde (Figur 5 – Smart Grid med styret opladning). Det ses, at belastningen af elnettet kan reduceres betydeligt, hvis forbruget flyttes væk fra kogespidsen.



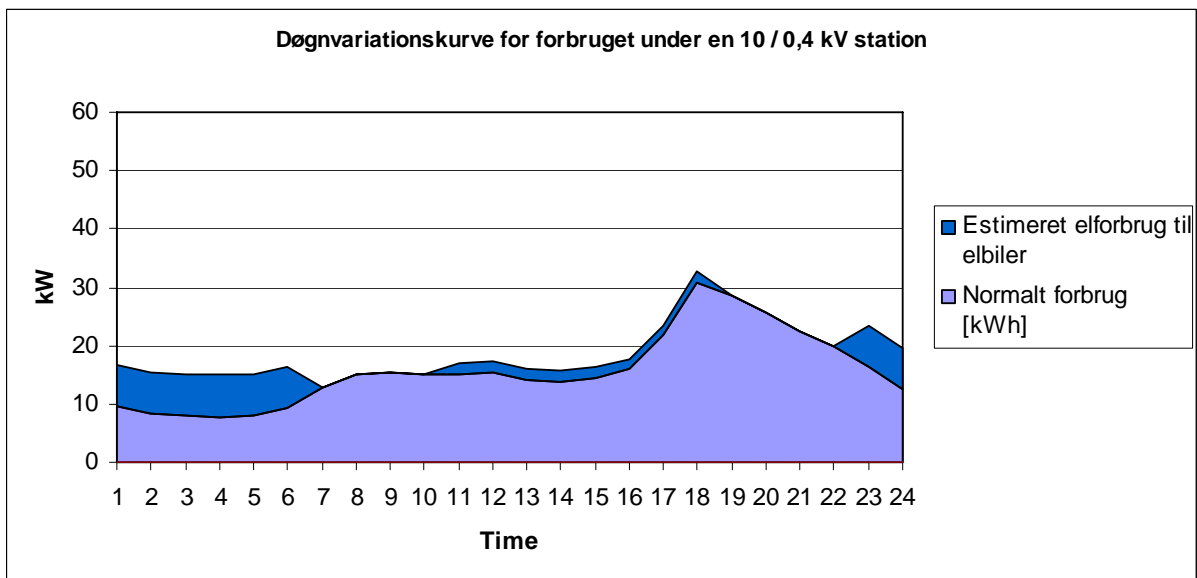
Figur 4: Kurve over døgnvariationen af forbruget på en 10/0,4 kV station uden styret opladning af elbiler

Dette afsnit giver således et estimat på, hvor meget omkostningerne til forstærkning af 0,4 kV – 60kV nettet kan reduceres ved at styre elforbruget til el- og plug-in hybridbiler og varmepumper uden om kogespidsbelastning i distributionsnettet.

Omkostningerne til netforstærkning i 0,4 kV – 60kV-nettet er estimeret i to scenarier:

1. Et scenarie hvor det antages, at el- og plug-in hybridbilerne ikke har incitament til at flytte forbruget. Den fremtidige belastningsforøgelse placeres herved i høj grad omkring kogespidsen.
2. Et scenarie hvor det antages, at el- og plug-in hybridbilerne, via incitament eller direkte styring, flytter forbruget til tidspunkter, hvor der er overskudskapacitet i nettet. Den fremtidige belastningsforøgelse gøres herved fleksibel og flyttes væk fra kogespidsen.

Differencen mellem omkostningerne til netforstærkning for de to scenarier vil således være et udtryk for potentialet for sparede omkostninger til netforstærkning, ved at forbrugerne flytter forbruget til de timer af døgnet, hvor der er overskudskapacitet i nettet.



Figur 5: Kurve over døgnvariationen af forbruget på en 10/0,4 kV station med styret opladning af elbiler.

Besparelserne på netforstærkning indgår i den samlede business case for udrulning af Smart Grid-teknologi i det danske elforsyningsnet. De opnåede besparelser til forstærkninger er således en vigtig bidragsyder til dækning af de omkostninger, der er forbundet med Smart Grid-udstyr og realisering af Smart Grid-funktionaliteter i det kollektive elforsyningsnet.

I analysen opdeles og analyseres distributionsnettet i følgende spændingsniveauer:

- 0,4 kV nettet
- 10-20 kV nettet (benævnt 10 kV nettet)
- 30-60 kV nettet (benævnt 60 kV nettet)

For hvert spændingsniveau estimeres omkostningerne til netforstærkning i de to scenarier.

I arbejdet bag disse beregninger ligger bl.a.:

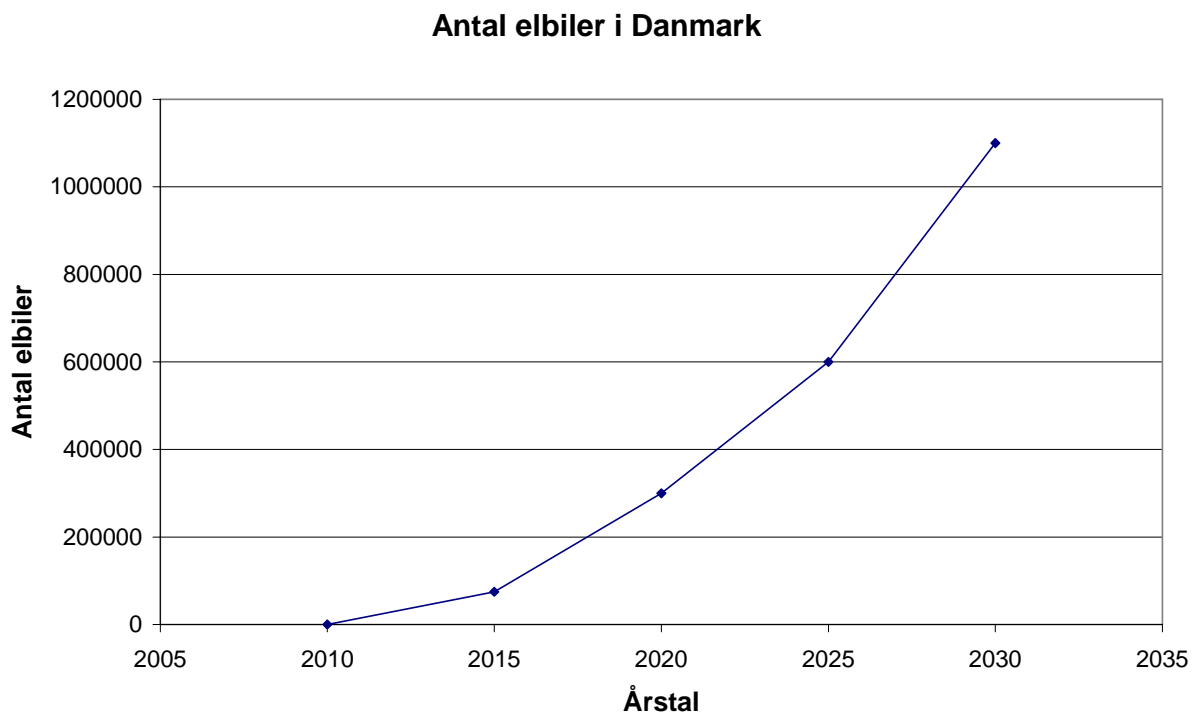
- Detaljerede netberegninger for ca. 1100 0,4 kV udføringer
- Data for kundefordelingen og længden af 0,4 kV nettet
- Data om belastningstæthed og opvarmningsform de forskellige steder i 0,4 kV nettet
- Belastningsdata fra 2500 stk. 10 kV udføringskabler
- Belastningsdata fra ca. 600 stk. 60 kV udføringskabler
- Belastningsdata fra ca. 650 stk. 60/10 kV transformere
- Estimering af investeringsbehov med udgangspunkt i projektering af konkrete udbygninger
- m.m.

Datamateriale er stillet til rådighed af 8 netselskaber i Danmark, svarende til 73 % af de danske elforbrugere.

### 3.1 Belastningsscenerier

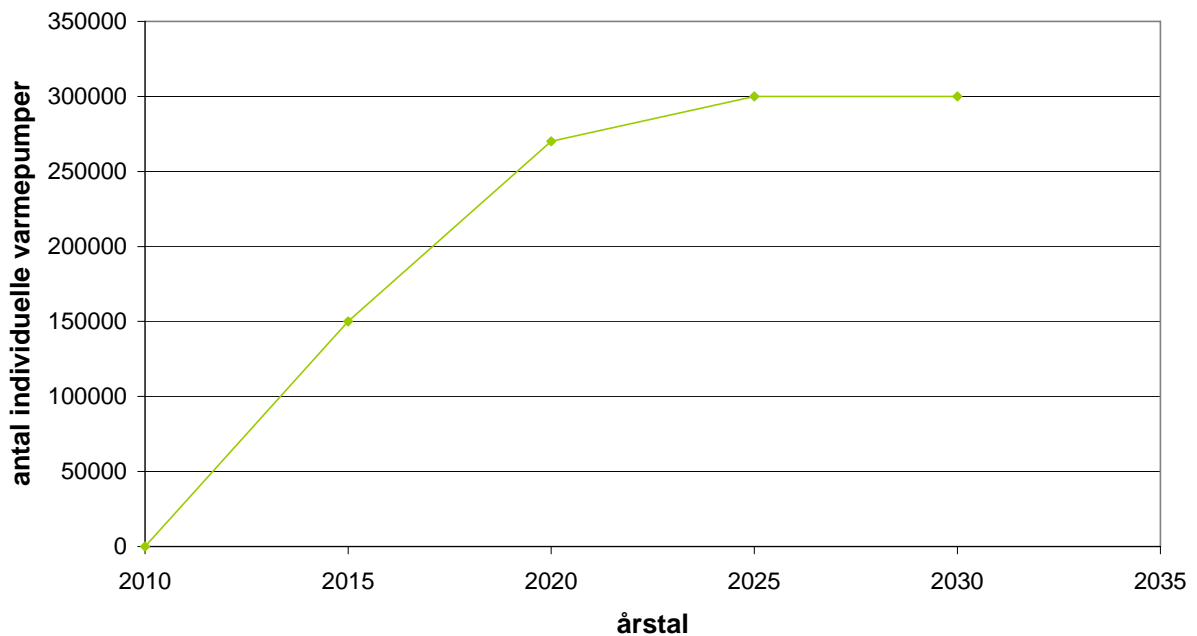
Udgangspunktet for estimerne er tilslutning af el- og plug-in hybridbiler og varmepumper i det danske 0,4 kV net frem til 2025 med perspektivering til 2030+.

Tilslutningstakten for el- og plug-in hybridbiler og varmepumper forudsættes at følge forløbet vist på hhv. Figur 6 og Figur 7. Varmepumper forudsættes installeret i enfamiliehuse med anden opvarmning end fjernvarme og naturgasfyr, mens el- og plug-in hybridbilerne forudsættes tilfældigt fordelt over Danmarks enfamiliehuse.



Figur 6: Fremskrivning af antallet af elbiler i Danmark.

### Antal individuelle varmepumper i Danmark



Figur 7: Fremskrivning af antallet af varmepumper i Danmark.

Investeringsbehovet til forstærkning af 0,4 kV-nettet, der udløses af den ekstra belastning i 0,4 kV nettene, er ikke kun afhængig af antallet og placeringen af de nye elforbrugende apparater, såsom el- og plug-in hybridbiler og varmepumper, men også af deres forbrugsmønstre og mærkeeffekt (størrelse). Der er regnet på 2 scenarier, kaldet hhv. 'ikke styret' og 'styret'. Ved Smart Grid antages det, at hovedparten af effektoptaget til el- og plug-in hybridbilerne styres uden om kogespidsen i distributionsnet, der forsyner boligområder.

#### 3.1.1 El- og plug-in hybridbilers energiforbrug og effektoptag

Det er antaget, at individuel opladning af el- og plug-in hybridbiler i egen installation ved boligen kun finder sted ved enfamiliehuse. Opladning sker således igennem 0,4 kV-nettet, og der ses i de tekniske analyser på 0,4 kV-niveau bort fra øvrige el- og plug-in hybridbiler-/opladninger i andre typer boliger. Opladninger ved andre typer boliger forventes at ske med centraliserede løsninger; f.eks. direkte udføringer fra netstationer, igennem virksomheder med eget internt 0,4 kV net eller evt. i deciderede centrale opladningsanlæg med egen 10 kV forsyning.

Der undersøges kun almindelig opladning og ikke afladning til nettet (V2G-drift).

Det er forudsat, at el- og plug-in hybridbilerne oplades gennem et 1,5 mm<sup>2</sup> CU installationskabel sikret med en 13 A sikring. Følgende energibehov og opladeeffekt pr. el- og plug-in hybridbil er således forudsat:

Energi:

Kørselsbehov:	15.000 km/år fordelt jævnt ud med 40 km/dag
Energiforbrug:	150 Wh/km svarende til 6,67 km/kWh
Dagligt energibehov:	6 kWh

Opladeeffekt:

50 % med 1-faset oplader (13 A):	3 kW
50 % med 3-faset oplader (13 A):	9 kW
Gennemsnitlig opladningseffekt:	6 kW

Der antages ens kørselsbehov over året dvs. ingen sæsonvariationer.

### 3.1.1.1 Fordeling af el- og plug-in hybridbiler

El- og plug-in hybridbilerne fordeles på enfamiliehusene efter 2 forskellige modeller:

- A) Hvert enfamiliehus får tildelt en ekstrabelastning svarende til en brøkdel af en el- og plug-in hybridbil. Brøkdelen bestemmes som antallet af el- og plug-in hybridbiler delt med antallet af enfamiliehuse.
- B) El- og plug-in hybridbilerne fordeles som "hele" el- og plug-in hybridbiler vha. en random funktion blandt alle enfamiliehuse i 0,4 kV nettet. Der optræder derfor en større eller mindre koncentration af el- og plug-in hybridbiler på enkelte 0,4 kV radialer end gennemsnittet. Antallet af el- og plug-in hybridbiler, der fordeles, findes som det gennemsnitlige antal el- og plug-in hybridbiler i DK pr. enfamiliehus multipliceret med antallet af enfamiliehuse i de udvalgte 0,4 kV net, der er foretaget netberegninger for. Se afsnit 3.4.

### 3.1.2 Varmepumpers energiforbrug og effektoptag

To forskellige varmepumper har været i overvejelserne vedr. denne analyse.

- **Underdimensioneret varmepumpe:**

En underdimensioneret varmepumpe antages her at være dimensioneret til, at 95 % af varmebehovet kan dækkes af varmepumpen og de sidste 5 % dækkes af en elpatron. Elpatronen giver tilskudsvarme til de koldeste dage og yder en vis backup for varmepumpen. Dette scenarie anses for sandsynligt, da underdimensionerede varmepumper vil være privatøkonomisk attraktive. De medfører dog et højere effektoptag og dermed en større belastning af nettet end peak-dimensionerede varmepumper.

- **Peak-dimensioneret varmepumpe:**

En peak-dimensioneret varmepumpe antages her at være dimensioneret således, at varmepumpen kan levere 100 % af varmebehovet og anvendelse af en eventuelt elpatron undgås. Anvendelse af peakdimensionerede varmepumper er det mest optimale for elnettet, da effektoptaget fra disse vil være lavere i kogespidsen. Desværre vil disse varmepumper være privatøkonomisk ineffektive sammenlignet med underdimensionerede varmepumper, da investeringsomkostningerne vil være højere, og da den gennemsnitlige COP-faktor sandsynligvis vil være lavere grundet en mindre udnyttelsesgrad. Peak-dimensionerede varmepumper indgår således ikke i hovedberegningen.

Det er valgt at se bort fra brug af akkumuleringstank, da det vurderes, at dette vil være en stor investering for den enkelte forbruger (>20.000 kr.).

Det er antaget, at 75 % af varmepumperne vil være af typen luft til vand, og resten vand til vand.

Det er endvidere antaget, at de maksimale effektoptag reduceres i forhold til 2010 med faktorerne vist i Tabel 15, som følge af udviklingen i varmepumpeteknologien.

Varmepumpe	2010	2015	2020	2025
Underdimensioneret	1	0,952	0,924	0,900
Peak-dimensioneret	1	0,911	0,860	0,815

Tabel 15: Faktor for det maksimale effektoptag.

Det årlige energiforbrug i varmepumperne er forudsat at være:

Underdimensioneret varmepumpe: 13.570 kWh

Peak-dimensioneret varmepumpe: 9.580 kWh

Dette omsættes til følgende gennemsnitlige effektaftag i hhv. 2010 og 2025:

Varmepumpe	2010	2015	2020	2025
Underdimensioneret	4,82 kW	4,59 kW	4,45 kW	4,34 kW
Peak-dimensioneret	2,87 kW	2,62 kW	2,47 kW	2,34 kW

Tabel 16: Gennemsnitlige effektaftag.

Det er antaget, at alle varmepumper aftager ovenstående effekt i alle døgnets timer i vinterperioden, som er spidsbelastningsperioden for elnettet og dermed det dimensionerende tilfælde. Der regnes således med en flad døgnkurve for varmepumperne.

I belastningsanalyserne er der regnet med underdimensionerede varmepumper ved både Smart Grid og ved traditionel udbygning, se afsnit 3.2.1 og 3.2.2, da det pga. prisforskellen mellem de to typer varmepumper forventes, at stort set alle forbrugere vil købe underdimensionerede varmepumper. I afsnit 3.7 er der dog foretaget en perspektivering, hvor konsekvensen af at der anvendes peak-dimensionerede varmepumper ved Smart Grid undersøges.

### 3.1.2.1 Fordeling af varmepumper

Varmepumperne fordeles som el- og plug-in hybridbilerne efter 2 forskellige principper:

A) Varmepumperne fordeles jævnt i alle enfamiliehuse med oliefyr. I årene indtil samtlige enfamiliehuse med oliefyr har fået varmepumpe, regnes der med, at hver bolig har en brøkdel af en varmepumpe, givet ved antallet af varmepumper i det år, delt med antallet af enfamiliehuse med olieopvarmning i 2010.

B) Varmepumperne fordeles som "hele" varmepumper i enfamiliehuse, der ligger i områder uden naturgasforsyning og fjernvarme. Varmepumperne fordeles med en randomfunktion, således at samtlige olieopvarmede (i 2010) enfamiliehuse i 2025 har fået en varmepumpe. Udviklingen af antallet af varmepumper følger forudsætningerne opstillet i afsnit 2.

## 3.2 Døgnprofil for el- og plug-in hybridbiler og varmepumper

### 3.2.1 Døgnprofil for el- og plug-in hybridbiler og varmepumper ved traditionel udbygning

#### 3.2.1.1 Underdimensionerede varmepumpers effekttræk

Ved traditionel udbygning forudsættes varmepumperne underdimensioneret således, at de kun ved hjælp af en indbygget elpatron er i stand til at levere boligens varme og varmtvandsbehov på de koldeste dage. Da der må forventes stor samtidighed med varmepumpernes drift på de koldeste dage (og efter et eventuelt elafbrud), regnes der med, at varmepumperne har fuld samtidighed med hinanden og med kogespidsen i 0,4 kV nettet. Maks. belastningen pr. underdimensioneret varmepumpe i 2025 er estimeret til at være 4,34 kW, og det antages som worst case, at varmepumperne lokalt alle vil belaste nettet med denne effekt i den værste time af døgnet.

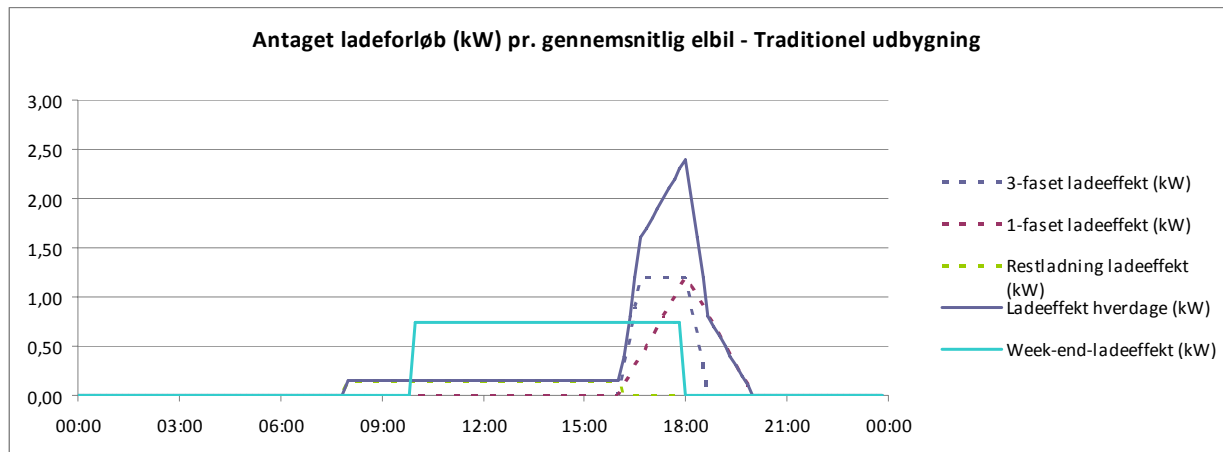
#### 3.2.1.2 El- og plug-in hybridbilopladeres effekttræk

El- og plug-in hybridbilerne forudsættes at oplade uden teknisk og økonomisk incitament til at oplade under hensyntagen til den aktuelle belastningssituation i nettet eller tilgængeligheden af vedvarende energi.

Døgnprofilet for en hverdag er konstrueret ved, at 80 % af energien (6 kWh/el- og plug-in hybridbil) antages opladet efter hjemkomst, hvor el- og plug-in hybridbilen sættes til opladning. Start af opladning deles jævnt ud over tidsrummet 16-18. De resterende 20 % af energien antages opladet jævnt fordelt i tidsrummet 8-16.

For weekend/fridage antages energien til opladning jævnt fordelt i tidsrummet 10-18.

Lægges den gennemsnitlige effekt (kWh/h) pr. el- og plug-in hybridbil sammen for hver time, opnås døgnprofilerne for en gennemsnitlig el- og plug-in hybridbil som afbilledet på figur 8. Det ses, at den største samtidige belastning til opladning af el- og plug-in hybridbiler er 2,4 kW pr. el- og plug-in hybridbil. Så selvom el- og plug-in hybridbilerne hver især oplader med enten 3 eller 9 kW, vil det faktum, at de lader på forskellige tidspunkter medføre en samtidig belastning af 0,4 kV nettet pr. el- og plug-in hybridbil på 2,4 kW, som vist i Figur 8.



Figur 8: Ladeeffekt pr. elbil ved traditionel udbygning.

### 3.2.2 Døgnprofil for el- og plug-in hybridbiler og varmepumper ved Smart Grid

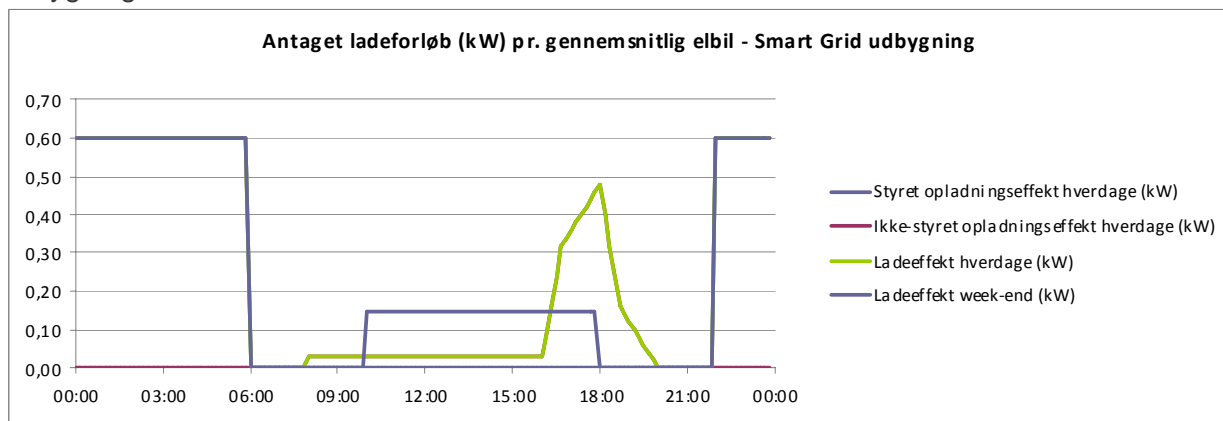
#### 3.2.2.1 Underdimensionerede varmepumpers effekttræk

Ved Smart Grid forudsættes varmepumperne også at være underdimensioneret som ved traditionel udbygning. Dvs. at der kræves tilsatsvarme fra en varmepatron i de koldeste timer og efter et eventuelt elafbrud. Der regnes med en worst case belastning på 4,34 kW pr. varmepumpe, dvs. at maksimalbelastningen kan forekomme i enhver time af døgnet.

#### 3.2.2.2 El- og plug-in hybridbilopladeres effekttræk

Det er forudsat, at opladningen ved Smart Grid lægges i tidsrummet 22-06 for hverdage såvel som weekender. En del af opladningen må dog forventes i praksis at blive styret af mere akutte behov og derfor følge samme mønster som 'ikke styret' opladning. Det antages således, at 80 % af opladningen styres til at foregå i tidsrummet 22-06 på både helligdage og hverdage. De resterende 20 % oplades efter profilet ved traditionel udbygning.

Med ovenstående antagelser opnås døgnprofilerne vist på figur 6. Døgnprofilet for weekend og hverdage er sammenfaldende i tidsrummet 22-06. Det ses, at el- og plug-in hybridbilernes gennemsnitlige forbrug i kogespidsen er 0,48 kW ved Smart Grid kontra 2,4 kW ved traditionel udbygning.



Figur 9: Ladeeffekt pr. elbil ved traditionel udbygning ved Smart Grid.

### 3.3 Modellering af belastninger i 0,4 kV loadflow analyser

De forudsatte døgnbelastningskurver vist i *Figur 8* og *Figur 9*, sammen med typiske døgnprofiler for øvrige kundekategorier, anvendt i loadflow-analyserne af udvalgte 0,4 kV net. Der er forudsat en stigning på 0,5 % pr. år for det øvrige energiforbrug fra 2010 til 2025.

Af hensyn til de til loadflow-analyserne tilgængelige data, og for at undersøge analysemodellens robusthed, er det valgt at gennemføre loadflow-analyserne efter 2 forskellige metoder:

- A) Loadflow-analyserne foretages efter en semi-deterministisk model. Der udvælges enkelte 0,4 kV net med kundesammensætning bestående fortrinsvis af hhv. boligkunder, fritidshuse og øvrige kundegrupper. Den eksisterende belastning modelleres med gennemsnitlige døgnprofiler for disse kundegrupper for hverdage, lørdage og søndage fordelt i 22 kalenderperioder over året. Som beskrevet i afsnit 3.1.1.1 (A) og 2.2.1.1 (A) fordeles el- og plug-in hybridbiler og varmepumper med en brøkdel i hvert enfamiliehus, svarende til forholdet mellem el- og plug-in hybridbiler/varmepumper og antallet af enfamiliehuse der kan modtage en sådan. Disse brøkdele multipliceres på døgnprofilen i figur 5 hhv. figur 6, hvorved døgnprofilen for effekttrækket til el- og plug-in hybridbilen/varmepumpen i den enkelte husstand fremkommer. Det endelige døgnprofil for husstanden findes ved at lægge effekterne sammen. Der gennemføres herefter loadflow-beregning af samtlige timer i året, og eventuelle overskridelser af dimensioneringskriterier imødegås med forstærkninger.
- B) Loadflow-analyserne gennemføres med probabilistiske metoder. Det eksisterende forbrug modeldannes med syntetiske belastningskurver dannet ud fra gennemsnitlige døgnkurver med spredningsinterval for de enkelte kundegrupper. Af hensyn til antallet af beregninger, er loadflow-analysen begrænset til et antal arbejds- og fridage svarende til januar måned 2009. Effekttrækket til varmepumper antages konstant i de boliger, der får en varmepumpe, se afsnit 3.1.2.1 (B).

El- og plug-in hybridbilerne fordeles blandt enfamiliehuse efter princippet beskrevet i afsnit 3.1.1.1 (B). Det er antaget, at de individuelle el- og plug-in hybridbiler lader med 6 kW, når de lader. Tidspunktet de starter opladningen på er bestemt ved en tilfældighedsgenerator og en sandsynlighedsfunktion med samme form som døgnprofilerne på figur 5. For hvert døgn bestemmes det altså, hvilken time en el- og plug-in hybridbil skal påbegynde ladningen, hvorefter den lader i 1 time med 6 kW for at opnå en opladning på 6 kWh. Da der er tale om sandsynlighedsfunktioner, vil døgnvariationen for opladning til el- og plug-in hybridbiler variere fra dag til dag på den enkelte lavspændingsudførelse. Den samlede døgnvariation for den gennemsnitlige opladeffekt for alle el- og plug-in hybridbiler i analysen ligger dog meget tæt på døgnvariationen i figur 5. I analyserne er der foretaget analyser af et antal arbejds- og fridage svarende til januar måned 2009.

### 3.4 Investeringsbehov i 0,4 kV nettet

I det følgende afsnit redegøres for estimatet for sparede investeringer til forstærkning af 0,4 kV nettet i Danmark, ved sammenligning af investeringsbehovet i det to scenarier.

### 3.4.1 Netberegninger

#### 3.4.1.1 Beregningsmetoder

I beregningen af estimatet for investeringsbehovet i de danske 0,4 kV net er følgende metode generelt set anvendt:

- 1) 0,4 kV nettet hos netselskaber opdeles i kategorier (arkenet) baseret på belastningstæthed (lav og mellem/høj), og varmforsyningsområde (fjernvarme, naturgas, område IV).
- 2) Der gennemføres loadflow-analyser på udvalgte 0,4 kV net i de enkelte arkenet, hvor behovet for udbygning af nettet opgøres i forskellige scenarier i henhold til den estimerede belastningsudvikling (udbredelse af el- og plug-in hybridbiler og varmepumper og deres styring og dimensionering). Ud fra case-studierne beregnes investeringsbehovet pr. km 0,4 kV net for arkenet kategorierne i de forskellige scenarier.
- 3) Det samlede investeringsbehov, for de netselskaber der indgår i beregningerne, beregnes i årene 2010, 2015, 2020 og 2025 for belastningsscenerierne ud fra antallet af km 0,4 kV net i de enkelte arkenet.
- 4) Investeringsbehovet i hele det danske 0,4 kV net findes ved at skalere summen af investeringsbehovene for de deltagende netselskaber med faktorer som deres andel af de samlede antal netstationer, km lavspændingskabel, antal netkunder, i Danmark.

Som beskrevet er analyserne reelt gennemført efter 2 forskellige metoder. Appendiks 1 viser et flowdiagram over de to beregninger, som har ført til det endelige resultat.

#### 3.4.1.2 Forudsætninger og antagelser

Generelt

I analysemodellen ligger der en antagelse om, at 0,4 kV nettet - med rimelighed - kan inddeles i et begrænset antal kategorier (arkenet) baseret på belastningstæthed (lav og mellem/høj), og varmforsyningsområde (fjernvarme, naturgas, område IV).

Denne antagelse kan sagtens udfordres, da 0,4 kV nettet kan se meget forskelligt ud inden for de enkelte kategorier. Størrelsen af 0,4 kV nettet, samt tilgængeligheden af data, har dog gjort det nødvendigt at basere beregningerne på udvalgte 0,4 kV udføringer, der antages repræsentative for samtlige 0,4 kV udføringer inden for arkenet-kategorien.

#### Asymmetrisk belastning (selskab B)

Ved beregning af den maksimalt tilladte belastning af 0,4 kV-udføringerne er der multipliceret med en faktor 0,75, dvs. den maksimalt tilladte belastning reduceres med 25%. Dette er valgt for dels at tage hensyn til, at belastningen ikke er jævnt fordelt på de tre faser (0,87), dels for at lægge en sikkerhedsmargin i det tilfælde at den stokastiske belastningsmodel for januar måned ikke indeholder den dimensionerende worst case belastningssituation.

#### Sikringsstørrelse (selskab B)

Det er antaget, at sikringen er den begrænsende faktor for udføringsstrømmen på en lavspændingsskinne, hvilket generelt vil være gældende. Det er endvidere antaget, at der er anvendt den størst mulige sikring på 0,4 kV udføringerne af hensyn til kortslutningsbeskyttelse af udføringernes kabler. Denne antagelse er kontrolleret via stikprøver. Den maksimale belastning af sikringen sættes til sikringens mærkestrøm delt med en sikkerhedsfaktor på 1,5.

På baggrund af disse antagelser, samt antagelserne om asymmetrisk belastning, er der anvendt nedennævnte formel til at beregne den maksimalt tilladte strøm 0,4 kV udføringerne kan overføre kontinuerligt. Bliver den estimerede fremtidige belastning større end denne, er det forudsat, at dette vil medføre et behov for forstærkning af den pågældende 0,4 kV udføring med de tilhørende omkostninger.

Den maksimale strøm på udføringerne er sat til:

$$I_{\max,udf\o r i n g} = \frac{I_{Nom,sikring}}{1,5} \cdot 0,75$$

Hvor

- 1,5 er en sikkerhedsfaktor, der skal forhindre, at sikringen smelter under normal drift.
- $I_{Nom,sikring}$  er fastsat for hver 0,4 kV udføring ud fra de beskrevne antagelser ovenfor.

Det er i analyserne antaget, at det er sikringen - og ikke et 0,4 kV kabel på 0,4 kV udføringen - der er begrænsende for belastningen i nettet. Det vurderes, at det kun vil være i sjældne og meget specielle lavspændingsnet, at denne antagelse ikke holder.

### 3.4.2 Arkenet-tanken

Idéen med at inddele 0,4 kV nettet i et begrænset antal kategorier (arkenet) bygger på en forventning om, at 0,4 kV nettene har forskellig mængde ledig kapacitet og belastningsgrad afhængigt af:

- Typen af net
- Byggeår
- Belastningstætheden i området

Endvidere antages det, at varmepumper vil have størst udbredelse i områder uden fjernvarme og naturgasforsyning, hvorfor der endvidere opdeles efter opvarmningsformen; fjernvarme-/naturgas eller anden form for opvarmning (antaget oliefyr).

Projektets tidsplan har medført, at det har været nødvendigt at binde analyserne op på denne metode vel vidende, at der er nogen usikkerhed forbundet med at forsøge at gruppere alle de forskellige 0,4 kV net under så få kategorier.

På *Figur 10* herunder ses den anvendte arkenet-opdeling. De arkenet der er gennemført case-studies på er markeret med grøn. De røde er enten luftledningsnet, der alligevel forventes kabellagt, eller net i bykerner hvor der ikke forventes tilsluttet el- og plug-in hybridbiler eller individuelle varmepumper i de eksisterende installationer.

For nogle af de involverede netvirksomheder har det ikke været muligt at placere 0,4 kV nettet i alle arkenet-kategorier. Dette skyldes primært, at det indenfor tidsrammen ikke har været muligt at identificere byggeåret for de enkelte lavspændingsnet. For disse selskaber er 0,4 kV nettene derfor opdelt i følgende 4 grupper:

---

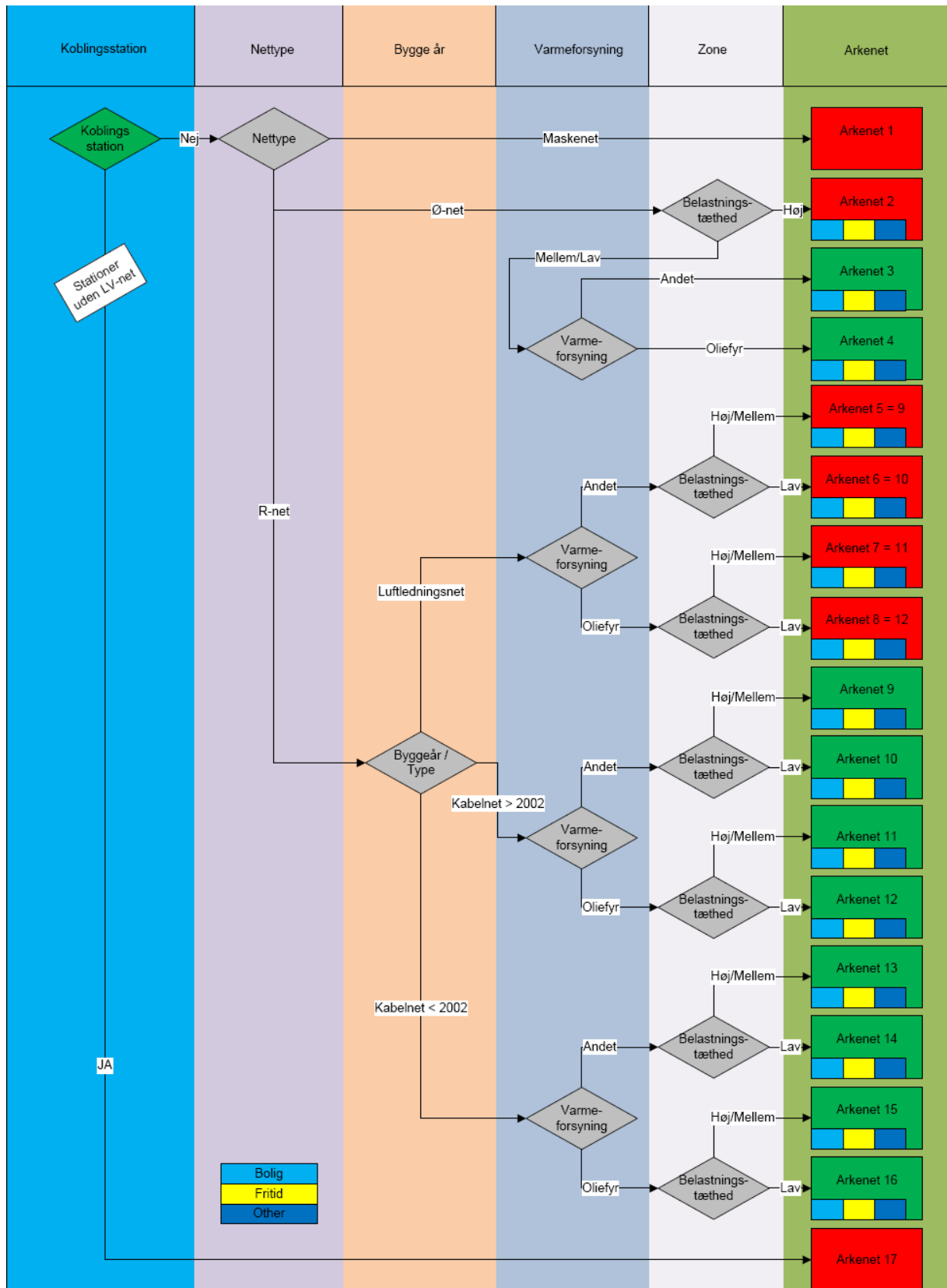
	<b>Belastningstæthed</b>	<b>Opvarmning</b>
Arkenet 9 & 13	Høj/mellem	Anden opvarmning end oliefyring
Arkenet 10 & 14	Lav	Anden opvarmning end oliefyring
Arkenet 11 & 15	Høj/mellem	Opvarmning med oliefyr
Arkenet 12 & 16	Lav	Opvarmning med oliefyr

Tabel 17: Gruppeopdeling ud fra arkenet.

Vha. GIS<sup>3</sup>-data for belastningstætheden og varmforsyningen i det område, hvor hver 10/0,4 kV station ligger, er det for hver 10/0,4 kV station estimeret, hvilken arkenet-kategori 0,4 kV-nettet hører til.

---

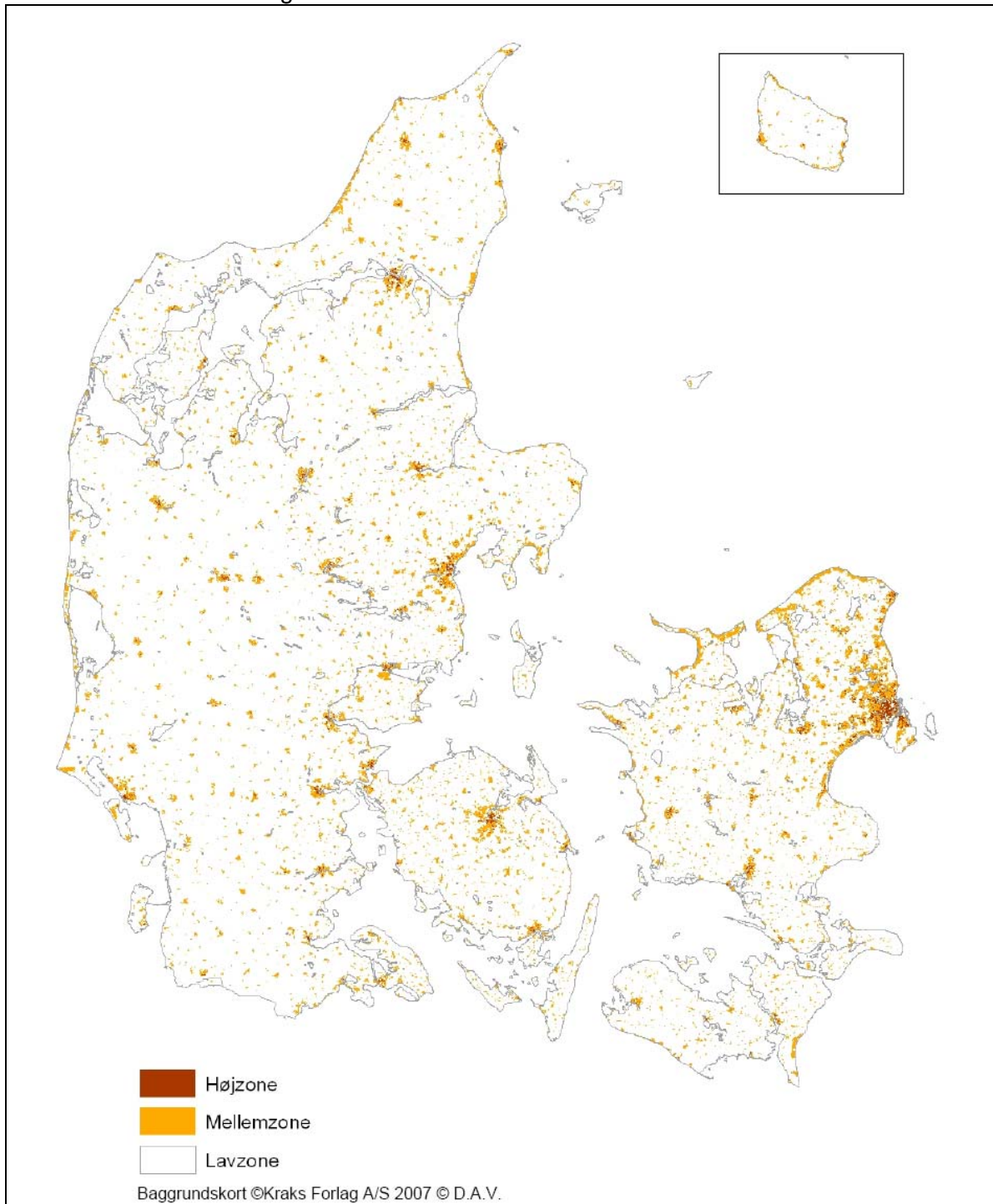
<sup>3</sup> GIS = Geografisk Informations System



Figur 10: Arkenet opdeling.

### 3.4.2.1 Belastningstæthed i hvert 0,4 kV nettet

Belastningstætheden er bestemt ud fra en analyse foretaget af Atkins for Dansk Energi. Belastningstætheden i hele Danmark er beregnet og plottet i et GIS-kort. Vha. X- og Y-koordinaterne fra de deltagende selskabers GIS-systemer er det for hver 10/0,4 kV netstation estimeret, om 0,4 kV nettet under netop denne 10/0,4 kV station ligger i et område med høj, mellem eller lav belastningstæthed.



Figur 11: GIS-kort.

### 3.4.2.2 Primær opvarmningsform i hvert 0,4 kV nettet

På samme måde er den primære husstandsopvarmning i det geografiske område under hver 10/0,4 kV station bestemt. I et tidligere arbejde er Danmark blevet inddelt i tre opvarmningskategorier, som ligeledes er gemt som GIS-data. De tre opvarmningskategorier er:

- Fjernvarme
- Naturgas
- Område IV

Område IV dækker over områder uden kollektiv forsyningsform. Her antages, at der primært forsynes med oliefyr. I

Figur 2 side 12 er inddelingen af Danmark i områder afhængig af opvarmningsformen vist.

Det er forudsat, at der ikke forekommer boliger med oliefyr i områder med fjernvarme/naturgas, og at samtlige boliger i Område IV har oliefyr. Sandheden er nok, at der i områder med fjernvarme/naturgas-baseret opvarmning findes enkelte oliefyrede husstande, og at der i Område IV også findes en mindre andel af husstande med anden opvarmning end oliefyring.

For ét netselskab er der dog taget udgangspunkt i BBR-data om hver husstand ved fastlæggelse af opvarmningsformen, da der her var foretaget et tilsvarende analysearbejde ved projektets start, der netop var baseret på BBR-data. Resultatet forventes at være nogenlunde sammenfaldende.

### 3.4.2.3 Byggeår

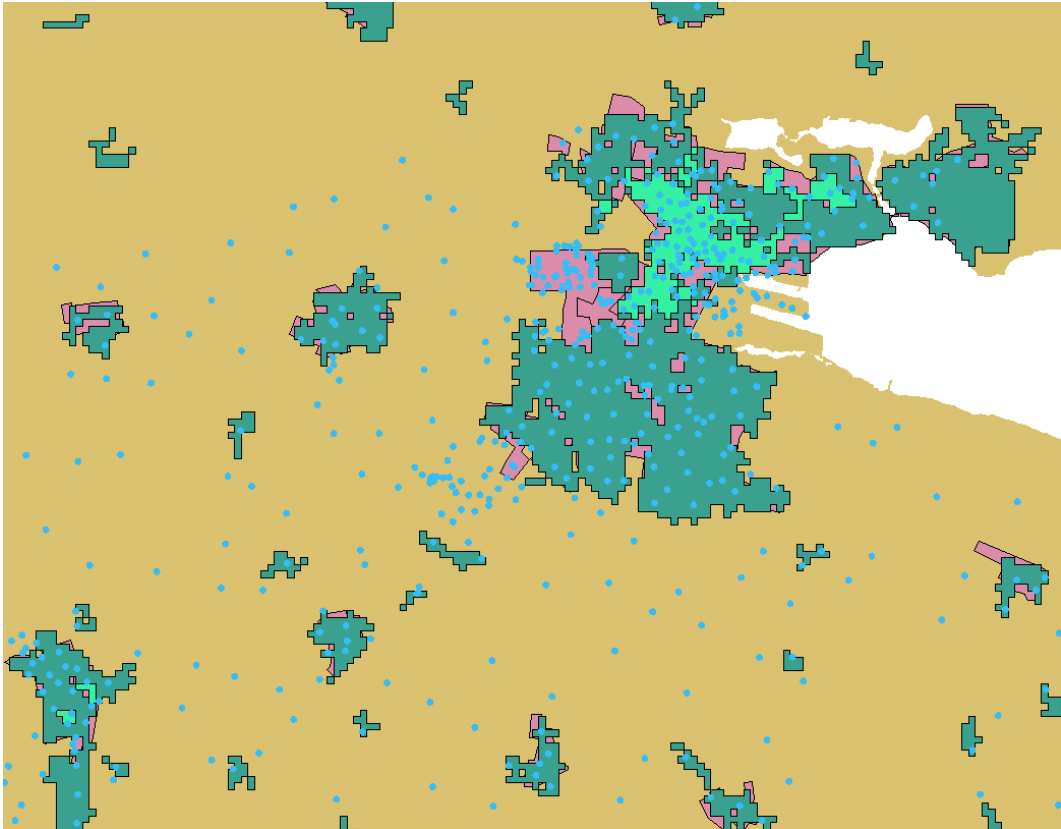
Information om byggeåret af 0,4 kV nettet under hver 10/0,4 kV station er hentet fra de deltagende selskabers egne data over deres elanlæg. Med data herfra er byggeåret for hver del af 0,4 kV nettet estimeret til enten af være før eller efter 2002.

2002 var et afgørende år, da man i elforsyningen overgik til at dimensionere elnettet i henhold til flickerkriteriet, hvilket har bevirket, at der er forskel i de udlagte tværsnit af hensyn til minimering af flicker.

### 3.4.2.4 Sammenstilling af data

Ved at lægge GIS-data'ene for belastningstæthed, opvarmningsform og byggeår oven i hinanden og sammenligne disse med GIS-baserede X- og Y-koordinater for placeringen af hver 10/0,4 kV netstation, har det været muligt at placere 0,4 kV nettet under hver enkelt 10/0,4 kV netstation i én af de 16 (4) arkenet kategori-grupper:

I Figur 12 herunder er vist et eksempel på princippet. Her er 10/0,4 kV netstationerne i NRGi's område ved Horsens sammenholdt med data'ene for belastningstætheden. Hver af de blå prikker er en 10/0,4 kV netstation. Belastningstætheden er vist ved høj-zone som lysegrøn, mellem-zone som mørkegrøn og lav-zone som resten.



Figur 12: 10/0,4 kV stationer sammenholdt med data for belastningstæthed.

### 3.4.3 Netberegninger

De deltagende netselskaber har udvalgt en eller flere 0,4 kV radialer i eget net og projekteret forstærkning af nettet ud fra givne kriterier for belastningsstigningen for boligkunder baseret på det estimerede fremtidige forbrug til el- og plug-in hybridbiler, varmepumper og øvrigt forbrug. Disse case studies er anvendt til at danne en statistisk model for omkostningerne til forstærkning af 0,4 kV net som funktion af overbelastningen af 0,4 kV nettet i ampere.

Der er endvidere foretaget loadflow-beregninger på 1145 stk. 0,4 kV udføringer (Selskab B), hvor overskridelser af planlægningsgrænser for spændingsfald og belastningsgrad af kabler og sikringer er omsat til et investeringsbehov for de enkelte 0,4 kV udføringer.

Investeringsbehovene er efterfølgende omregnet til enhedspriser pr. km 0,4 kV kabel i hver enkelt arkenet kategori i [kr./km]. Dette er naturligvis beregnet for begge belastnings-scenarierne; 'styret' hhv. 'ikke styret', således at de endelige resultater fra de to scenarier til sidst kan sammenlignes.

Enhedspriserne beregnet for alle årene 2015, 2020, 2025 og 2030+ således, at der efterfølgende er mulighed for at fastlægge en evt. optimal timing af investeringerne til udrulning af Smart Grid - teknologi.

I Tabel 18 og Tabel 19 ses de beregnede og anvendte enhedspriser [kr./m] pr. arkenet-kategori for beregningerne udført for selskab B, jf. Appendiks 1: Detaljeret sammenhæng for udfordringerne.

## Smart Grid

	Enhedspriser [kr./m] pr. arkenet kategori – Smart Grid									
	9 (+ 5)	10 (+ 6)	11 (+ 7)	12 (+ 8)	13	14	15	16	17	Øvrige (1+2+3+4)
2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2015	1	1	30	6	1	1	30	6	-	-
2020	3	7	72	15	3	7	72	15	-	-
2025	12	10	84	18	12	10	84	18	-	-
2030+	24	21	95	23	24	21	95	23	-	-

Tabel 18: Enhedspriser [kr./m] pr. arkenet kategori – Smart Grid.

## Traditionel udbygning

	Enhedspriser [kr./m] pr. arkenet kategori – Traditionel udbygning									
	9 (+ 5)	10 (+ 6)	11 (+ 7)	12 (+ 8)	13	14	15	16	17	Øvrige (1+2+3+4)
2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2015	1	5	33	7	1	5	33	7	-	-
2020	13	9	83	18	13	9	83	18	-	-
2025	36	24	108	25	36	24	108	25	-	-
2030+	97	66	141	33	97	66	141	33	-	-

Tabel 19: Enhedspriser [kr./m] pr. arkenet kategori – traditionel udbygning.

Det ses, at enhedspriserne som forventet er noget højere ved traditionel udbygning sammenlignet med Smart Grid. Et af de deltagende selskaber (A) har anvendt selskabs-specifikke enhedspriser, da der her har været mulighed for at gå længere ned i detaljerne ifm. overbelastning af 0,4 kV nettet for deres område, hvilket ikke har været muligt for de øvrige selskaber indenfor projektets tidsramme.

### 3.4.3.1 Resultater fra de deltagende netselskaber

For at nå frem til et samlet investeringsbehov for de deltagende netselskaber har det været nødvendigt at kende længden af 0,4 kV nettene under hver 10/0,4 kV netstation i hver arkenet kategori. Disse længder er estimeret på baggrund af gennemsnitslængden af 0,4 kV nettet i hver arkenet-kategori beregnet i et tidligere analysearbejde hos et af de deltagende netselskaber. Herved er der fundet tal for den samlede længde af 0,4 kV nettet i de enkelte arkenet-kategorier. Ved at multiplicere disse længder med de beregnede enhedspriser pr. km 0,4 kV kabel i Tabel 18 og Tabel 19 estimeres de samlede omkostninger til forstærkning af 0,4 kV nettet frem mod 2025.

Dette er gjort for både Smart Grid og ved traditionel udbygning.

### 3.4.3.2 Skalering af resultater til det øvrige 0,4 kV net i Danmark

Selskaberne der har deltaget i dette arbejde er NRGi, EnergiMidt, Østjysk Energi, TreFor, SydEnergi, EnergiFyn, SEAS-NVE og DONG Energy.

Resultatet af beregninger for de deltagende selskaber dækker således ikke hele landet, men dog størstedelen af Danmark.

Da det er ønsket at udarbejde dette estimat for hele Danmark, har det været nødvendigt at skalere resultaterne af beregningerne til den øvrige del af Danmark. Da der ikke har været én klar parameter at skalere efter, er skaleringen foretaget på baggrund af nøgletal baseret på:

- Antal 10/0,4 kV stationer
- Km. 0,4 kV kabel
- Antal bygninger fra BBR-data
- GWh forbrug
- Antal forbrugere

hvilket resulterer i følgende skaleringsfaktorer:

	Skaleringsfaktor
Antal 10/0,4 kV stationer	1,55
Km. 0,4 kV kabel	1,86
Antal bygninger fra BBR-data	1,36
GWh forbrug	1,43
Antal forbrugere	1,66

Tabel 20: Skaleringsfaktor til samlet estimat.

Hvilket giver følgende nøgletal for skaleringsfaktorerne:

	Skaleringsfaktor
Min	1,36
<b>Gennemsnit</b>	<b>1,57</b>
Maks	1,86

Tabel 21: Nøgleskaleringsfaktor til samlet estimat.

Ud fra gennemsnittet viser skaleringsfaktorerne, at der potentielt er et udfaldsrum på lidt under +/- 20% for skaleringen. På denne baggrund er det vurderet, at anvendelsen af gennemsnittet for skaleringsfaktorerne vil være rimeligt i skaleringen til landsplan.

Da skaleringsfaktorerne er uafhængige af, hvilket scenarie der fokuseres på, er de anvendt ved både traditionel udbygning og Smart Grid.

### 3.4.3.3 Estimat af investeringsbehovet i 0,4 kV nettet i Danmark

I Tabel 22 og Tabel 23 herunder ses det beregnede behov for investeringer til 0,4 kV netforstærkning ved hhv. Smart Grid og ved traditionel udbygning, akkumuleret over årene 2010, 2015, 2020, 2025 og 2030+, hvor 2030+ skal ses som et robusthedscheck, da forudsætningen om antal el- og plug-in hybridbiler muligvis er for optimistisk jf. Figur 6

	Samlet DK investering (i mio. kr.) – Smart Grid				
	2010	2015	2020	2025	2030+
Min	0	509	1.375	1.839	2.606
Gennemsnit	0	580	1.552	2.078	3.005
Maks	0	679	1.797	2.407	3.554

Tabel 22: Investeringsbehov til 0,4 kV netforstærkning ved Smart Grid.

	Samlet DK investering (i mio. kr.) – traditionel udbygning				
	2010	2015	2020	2025	2030+
Min	0	576	2.039	3.400	5.929
Gennemsnit	0	658	2.278	3.780	6.836
Maks	0	771	2.607	4.304	8.085

Tabel 23: Investeringsbehov til 0,4 kV netforstærkning ved traditionel udbygning.

Det ses som ventet, at omkostningerne til forstærkning ved traditionel udbygning er betydeligt højere end ved Smart Grid. Beregnes differencen for 0,4 kV nettet mellem de to scenarier ses, at der kan spares betydelige omkostninger til netforstærkning ved at styre forbruget til opladning af el- og plug-in hybridbiler væk fra kogespidsen og ud på natten, jf. Tabel 24

	Difference (i mio. kr.)				
	2010	2015	2020	2025	2030+
Min	0	67	664	1.561	3.323
Gennemsnit	0	77	726	1.702	3.831
Maks	0	92	810	1.897	4.531

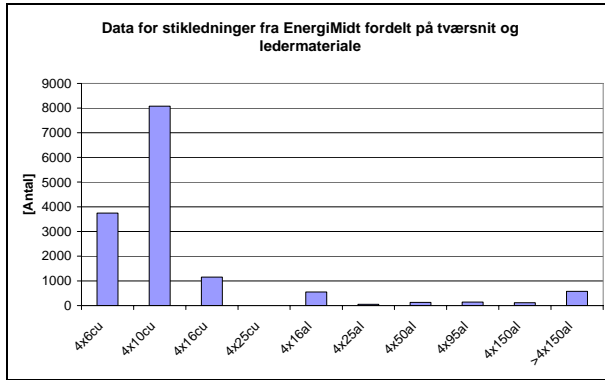
Tabel 24: Difference mellem investeringsbehovet til 0,4 kV netforstærkning ved Smart Grid og traditionel udbygning.

#### 3.4.3.4 Estimat af investeringsbehovet i 0,4 kV stikledninger

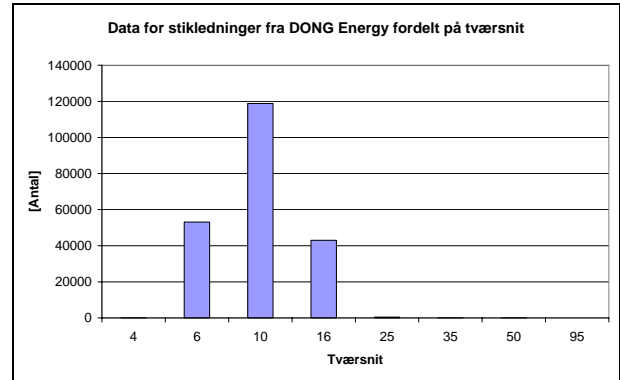
Ejerskabet af 0,4 kV stikledninger til husstande er forskelligt fra netselskab til netselskab. I nogle netselskabers område er det kunden selv, der ejer stikledningen, mens det i andre er netselskabet. Det generelle billede er, at ejerskabet ligger hos kunden.

Uanset hvor ejerskabet ligger, vil en evt. omkostning til forstærkning af stikledninger være en omkostning, der skal afholdes i Danmark, hvorfor den i givet fald bør indgå i den overordnede økonomiske betragtning.

Fordelingen af stikledningers tværsnit i hhv. EnergiMidt's og Dong Energy's områder er vist i nedenstående Figur 13 og Figur 14.



Figur 13: Fordeling af stikledningstværsnit i EnergiMidt.



Figur 14: Fordeling af stikledningstværsnit i DONG Energy.

Det ses, at tværsnittet af disse stikledninger primært er 6 mm<sup>2</sup>, 10 mm<sup>2</sup> og 16 mm<sup>2</sup>. I Tabel 25 er der vist eksempler på de almindeligste stikledningers overføringskapacitet, afhængig af tværsnit.

Tværsnit	Max			Andel EnergiMidt
	strøm	kW enfaset	kW trefaset	
4x4CU	31	7,1	21,5	0%
4x6CU	39	9,0	27,0	26%
4x10CU	52	12,0	36,0	56%
4X16CU	67	15,4	46,4	8%
4X25CU	86	19,8	59,6	0%
4X16AL	52	12,0	36,0	4%
4x25AL	82	18,9	56,8	0%
4X50AL	116	26,7	80,4	1%
4x95AL	171	39,3	118,5	1%
4x150AL	221	50,8	153,1	1%

Tabel 25: Overføringskapacitet for stikledninger.

Vha. målinger fra fjernaflæste elmålere er der indhentet viden om det maksimale ordinære elforbrug pr. time (kWh/h). Tages der udgangspunkt i 90 % fraktilen på flere end 1000 målinger, er det maksimale ordinære elforbrug målt til 6 kWh/h. Lægges det sammen med, at en enkelt el- og plug-in hybridbil forventes at kunne trække op til 9 kW og en varmepumpe 4,32 kW, fås en worst-case samtidig belastning for en husstand på 19,32 kW. Sammenlignes det med dataene fra Tabel 23, Tabel 24 og Tabel 25 (tre-faset) ses, at der bør være tilstrækkelig overføringskapacitet i størstedelen af stikledningerne. Kobberstikledninger med tværsnit på 4 mm<sup>2</sup> kan dog blive presset, da forbruget i nogen grad er asymmetrisk fordelt på elnettets tre faser, hvorved den ene fase ofte er hårdere belastet end de to øvrige. For stikledninger i kobber med 4 mm<sup>2</sup> i tværsnit kan den ene fase således risikere at blive overbelastet.

Ses der på andelen af 4 mm<sup>2</sup> kobberstikledninger (Figur 13 og Figur 14) er denne dog meget lille, hvilket forventes at være det generelle billede på landsplan.

På baggrund af dette vurderes det, at investeringsbehovet til forstærkning af 0,4 kV stikledninger er meget begrænset, hvorfor de ikke er inkluderet i det endelige omkostningsestimat.

### 3.5 Investeringsbehov i 10-20 kV net

I dette afsnit beskrives den metode, hvormed investeringsbehovet i 10 kV nettet er estimeret, samt de forudsætninger, antagelser og beregninger der ligger bag estimatet. Sidst findes resultatet af beregningerne.

#### 3.5.1 Netberegninger

##### 3.5.1.1 Beregningsmetode

I beregningen af estimatet for investeringsbehovet i de danske 10 kV net er følgende metode anvendt:

- 1) Beregning af forbrugsstigninger i 10 kV nettet, jf. forbrugsstigninger i 0,4 kV nettet.
- 2) Fastlæggelse af 10 kV radialernes nuværende belastningsgrad.  
Data for den nuværende målte maks. belastning, samt den nominelle maks. belastning for hver 10 kV radial er indsamlet, således at der kan drages fordel af evt. nuværende ledige overføringskapacitet i 10 kV radialerne.
- 3) Beregning af 10 kV radialernes estimerede fremtidige belastningsgrad.  
Hver 10 kV radial i undersøgelsen tildeles en forbrugsstigning på baggrund af beregnede forbrugsstigninger. Variationen i radialernes forbrugsstigninger er fastsat vha. konkrete netberegninger i et af de deltagende selskaber. Forbrugsstigningernes størrelse er tilpasset således, at de tilsammen svarer til den samlede estimerede forbrugsstigning, jf. antallet af el- og plug-in hybridbiler og varmepumper i 2025. Den estimerede maks. belastning pr. 10 kV udføringskabel sammenholdes med den nominelle maks. strøm hvert udføringskabel kontinuerligt kan overføre. Ved henholdsvis Smart Grid og ved traditionel udbygning opnås et tal for:
  - Antal overbelastede 10 kV radialer
  - Størrelsen af overbelastninger af 10 kV radialerne i Ampere.
- 4) Beregning af investeringsbehov jf. overbelastninger.  
Omkostninger til forstærkning af de overbelastede 10 kV radialer estimeres ud fra et formeludtryk:  $Y = a \cdot x + b$ , hvor  $a = [\text{kr./A}]$  overbelastning,  $x = \text{Ampere overbelastning}$  og  $b = \text{en initial omkostning ved igangsættelse af hver forstærkning}$ . Formeludtrykket er bestemt ved en regressionsanalyse, hvor et stort antal udbygninger af 10 kV nettet er prissat med priser fra udligningsordningen og selskabsspecifikke vurderinger, og siden plottet som funktion af overbelastningen af udføringskablet på 10 kV radialerne.
- 5) Skalering af investeringsbehov til landsplan – vha. forholdstal.  
Som for 0,4 kV nettet skaleres resultaterne for 10 kV nettet til landsplan vha. forholdstal.
- 6) Omkostningsestimatet for hhv. Smart Grid og traditionel udbygning sammenlignes, og differencen er et udtryk for sparede omkostninger til forstærkning, der skal anvendes til at realisere det forudsatte styrede forbrug, vha. Smart Grid-teknologi.

### 3.5.1.2 Foudsætninger og antagelser

Investeringsbehovet til forstærkning i 10 kV nettet er beregnet med udgangspunkt i de samme antagelser om Smart Grid og traditionel udbygning i afsnit 3.4, som beskrevet i afsnit vedr. 0,4 kV nettet.

Ved estimering af investeringsbehovet er der anvendt en øvre belastningsgrænse på 70 % af kablernes nominelle overføringskapacitet på 10 kV udføringerne. Overskrides denne, skal radialen forstærkes.

Grænsen er fastsat til 70 % af hensyn til, at radialen skal kunne yde netreserve til naboradialer i tilfælde af havari på disse. Det antages således, at netstationerne på en vilkårlig radial til enhver tid skal kunne omlægges til 2 naboradialer. Antages belastningen på disse at være af samme størrelse som den havarerede radial, vil den teoretiske belastningsgrænse før omlægning være 66,7 %. Typisk vil belastningen på den havarerede radial ikke kunne opdeles i 2 lige store dele, og typisk vil belastningen ikke være ens på radialerne. Der er i analyserne anvendt en grænse på 70 %, da sandsynligheden for havari under samtidig årsmaks på de involverede radialer er meget lille, og da man typisk vil kunne overbelaste kablerne i en sådan situation.

### 3.5.1.3 Beregning af overbelastninger i 10 kV nettet

De fremtidige overbelastninger i 10 kV nettet estimeres med udgangspunkt i den nuværende belastningsgrad og en tildelt belastningsstigning. De 10 kV radialer, som i fremtiden vil blive overbelastet jf. forbrugsfremskrivningerne, skal forstærkes, og omkostningerne til forstærkningen estimeres ud fra overbelastningen i ampere og et formeludtryk. Dette gennemføres for både traditionel udbygning og Smart Grid.

### 3.5.1.4 Fastlæggelse af 10 kV radialernes nuværende belastningsgrad

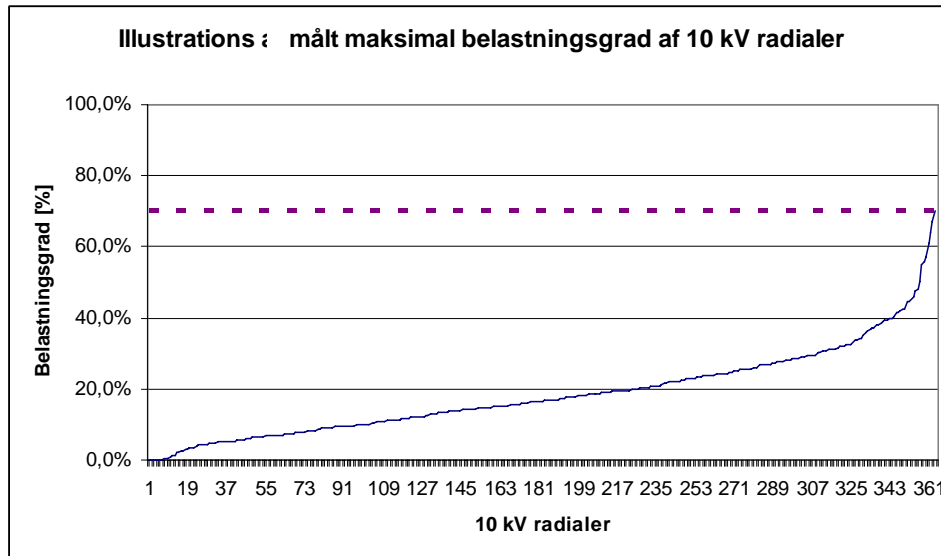
De involverede netselskaber har alle indsendte data vedr. 10 kV udføringskablerne fra 60/10 kV stationerne, der beskriver:

- Den nominelle kontinuerte strøm for hvert 10 kV udføringskabel.
- Den målte maksimalbelastning af hvert udføringskabel i normal koblingssituation.

Den nominelle strøm og den målte maksimale belastning er anvendt til at beregne en belastningsgrad af udføringskablet til hver 10 kV radial.

$$\text{Belastningsgrad [\%]} = \frac{\text{Den målte maksimal belastning}}{\text{Den nominelle strøm}} \cdot 100\%$$

I Figur 15 herunder ses en illustration af fastlæggelsen af belastningsgraden for hver 10 kV radial sammen med den fastsatte 70 % belastningsgrænse.



Figur 15: Målt maksimal belastningsgrad af 10 kV radialer.

### 3.5.1.5 Beregning af forbrugsstigninger i 10 kV nettet

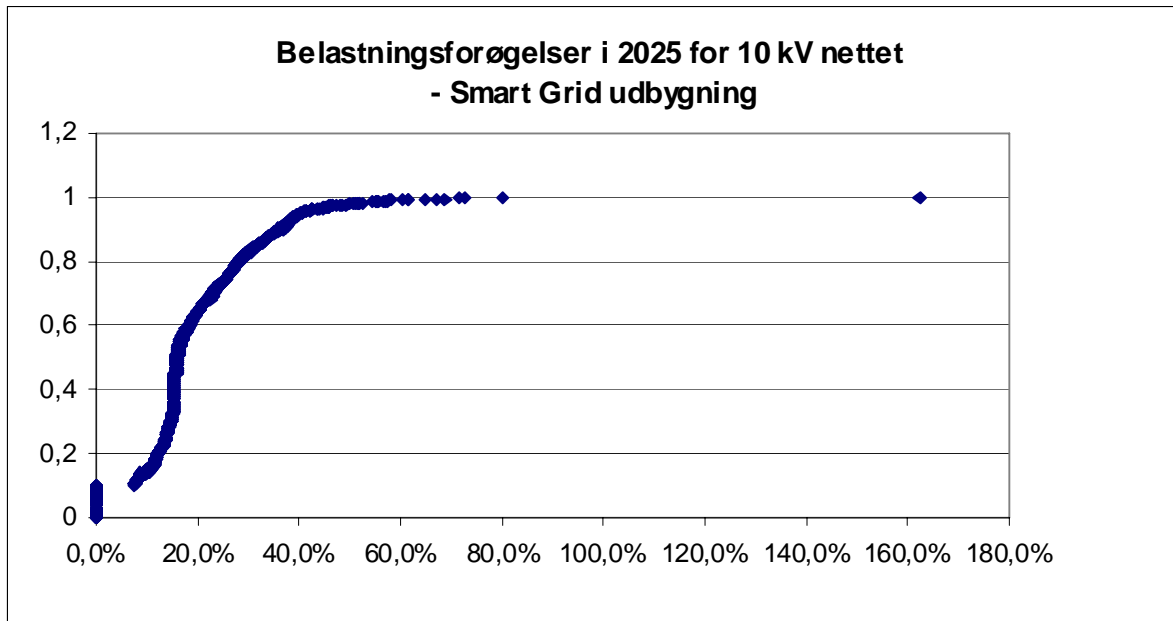
På baggrund af det estimerede antal el- og plug-in hybridbiler og varmepumper samt udviklingsestimatet for det ordinære forbrug i de danske husstande er belastningsstigningen i 10 kV nettet estimeret.

Med udgangspunkt i de estimerede forbrugsstigninger i 0,4 kV nettet er der estimeret forbrugsstigninger for 10 kV nettet for de to scenarier. Den gennemsnitlige belastningsforøgelse frem til 2025 for 10 kV nettet er heraf beregnet til hhv. 19,5 % og 28,3 % i hhv. Smart Grid og traditionel udbygning.

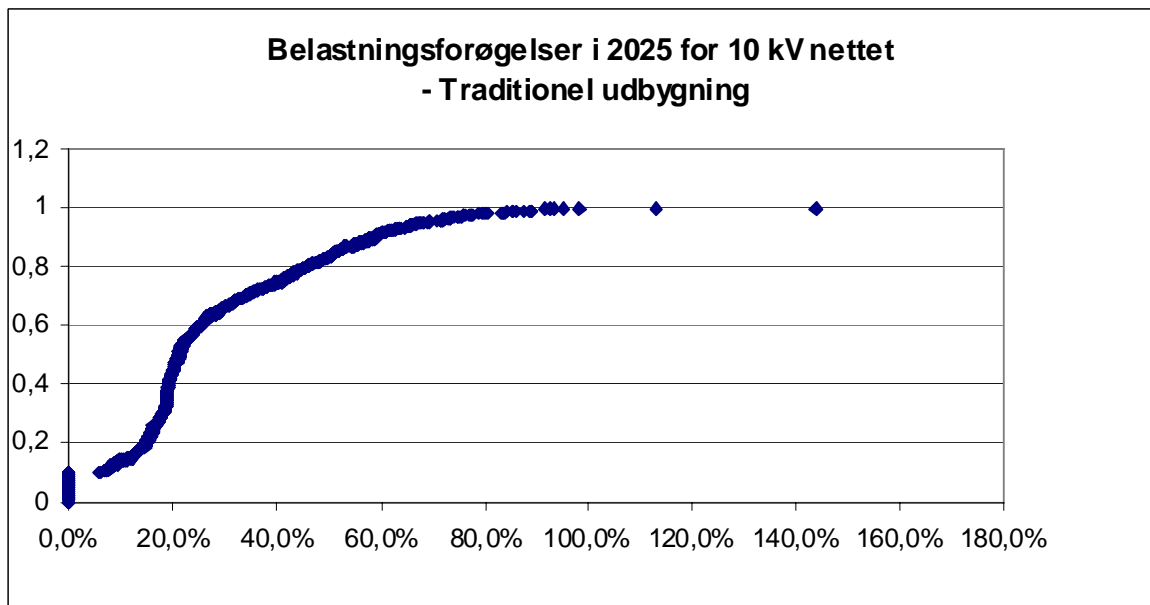
Den gennemsnitlige belastningsforøgelse i 2030+ er for 10 kV nettet beregnet til hhv. 21,7 % og 39,2 % i hhv. Smart Grid og traditionel udbygning.

### 3.5.1.6 Beregning af 10 kV radialernes estimerede fremtidige belastningsgrad

Da belastningsstigningerne primært er drevet af el- og plug-in hybridbiler og varmepumper tilsluttet i enfamiliehuse, og da disse ikke er jævnt fordelt mellem 10 kV radialerne, vil belastningsforøgelsen ikke blive jævnt fordelt i 10 kV nettet. Vha. netberegninger hos et enkelt netselskab er belastningsforøgelserne af de enkelte 10 kV radialer beregnet. De beregnede belastningsforøgelser er illustreret i nedenstående Figur 16 og Figur 17, og der ses som ventet en vis spredning omkring den gennemsnitlige belastningsforøgelse.



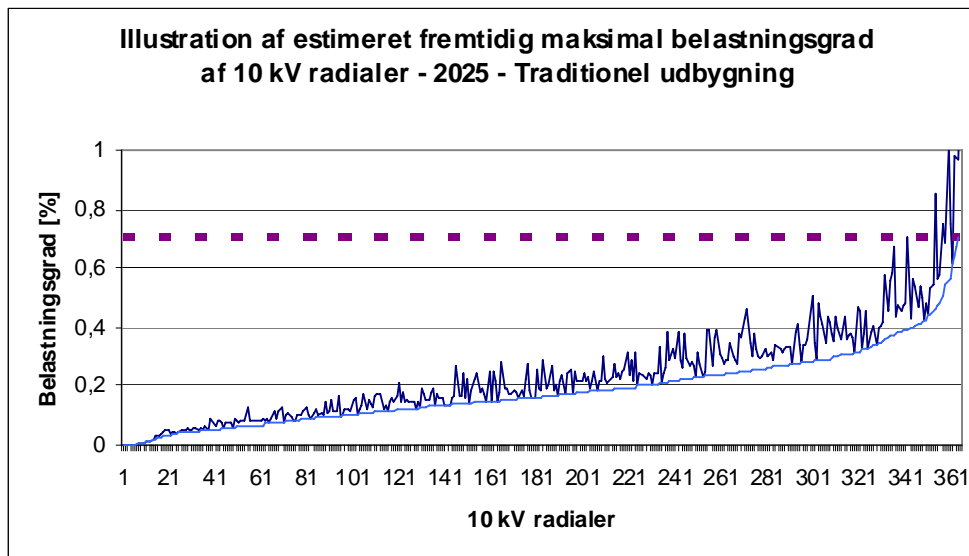
Figur 16: Belastningsforøgelse ved Smart Grid.



Figur 17: Belastningsforøgelse ved Traditionel udbygning-

Det ses, at belastningsforøgelserne som forventet er centreret omkring hhv. 19,5 % og 28,3 %, men at der er en betydelig spredning i belastningsforøgelsen for de enkelte radialer. For de netselskaber hvor det ikke har været muligt at sammenkæde 10 kV radialerne med hvilket arkenet, de forsyner i 0,4 kV nettet, er der tildelt stokastiske belastningsforøgelse med fordelingerne vist i Figur 16 og Figur 17.

I Figur 18 ses den målte maksimalbelastning pr. radial fra Figur 15, samt de tildelte fremtidige maksimal belastninger (genereret ved en tilfældig fordeling af belastningsforøgelserne ved traditionel udbygning på Figur 17).



Figur 18: Maksimalbelastning pr. radial tildelte fremtidige maksimal belastninger.

Ved at sammenholde den tildelte fremtidige maksimalbelastning på udføringskablet af hver 10 kV radial med den nominelle maksimalbelastning er dels antallet af 10 kV radialer, der er belastet mere end 70 % i 2025, dels hvor mange ampere radialen ligger over 70 % grænsen fundet.

Omkostningerne til at bringe en radial ned under 70 % grænsen antages at være en funktion af "overbelastningen", og bestemmelsen af denne funktion er beskrevet i nedenstående.

### 3.5.1.7 Prissætning af 10 kV forstærkninger

Prissætningen af 10 kV forstærkninger er for et enkelt selskab foretaget ved projektering af individuelle forstærkninger og udvidelser med nye radialer. Pga. tidspres tager prissætningen for 10 kV forstærkninger for de øvrige selskaber udgangspunkt i antallet af ampere, der ligger over 70 % grænsen, og et funktionsudtryk der beskriver forholdet mellem overbelastning i ampere og en gennemsnitspris for udbygning/forstærkning. Det er denne prissætning, der her er beskrevet.

Vha. viden om de konkrete netforstærkninger i 10 kV nettet i det ene selskab der havde mulighed for at nå dette, var det muligt at opstille en liste med de konkrete forstærkninger/udbygninger (km nye kabler, udføringer mm.) og overskridelse af 70 % belastningsgrænse for 10 kV radialerne, opgjort i Ampere.

Priser på de konkrete forstærkninger blev fundet med udgangspunkt i udlningsordningen<sup>4</sup> og drøftelser hos de involverede netselskaber. Vha. disse data er der beregnet en regressionslinje, som udtrykker omkostningerne til 10 kV forstærkninger i [kr./A].

<sup>4</sup> Udlningsordningen er en ordning, der sikrer udlning af omkostninger til tilslutning af vindkraft og decentral produktion, imellem de danske netselskaber. Dette er relevant, da satsning på decentral kraftvarme og vind er en national strategi, og da fordelingen af omkostninger til nettilslutning af vindkraft ikke er jævnt fordelt mellem netselskaberne.

Regressionslinjen er et udtryk for de gennemsnitlige omkostninger til forstærkning af 10 kV radialer og er udtrykt ved formlen:

$$\text{Investeringsomkostninger}[DKK] = 4527[DKK] \cdot \text{Overbelastning}[A] + 527508[DKK]$$

Det ses, at jo højere overbelastningen er, desto større omkostninger er der i gennemsnit til forstærkninger, hvilket stemmer fint overens med virkeligheden. Samtidig er det også i fin overensstemmelse med virkeligheden, at igangsættelse af hver forstærkning har en initialomkostning, som her er angivet som det sidste led i ovenstående formel.

Regressionslinjen er derfor anvendt til beregning af omkostninger til forstærkninger i 10 kV nettet for de øvrige selskaber, som inden for tidsrammen ikke havde mulighed for at udføre detaljerede studier af de konkrete netforstærkninger.

### 3.5.1.8 Skalering af resultater til det øvrige 10 kV net i Danmark

Som for 0,4 kV nettet er resultaterne for 10 kV nettet fra de deltagende selskaber skaleret til landsplan. For 10 kV nettet er følgende skaleringsfaktorer anvendt:

	Skaleringsfaktor
Antal 10 kV radialer	1,69
Samlet længde af 10 kV radialer	1,72

Tabel 26: Skaleringsfaktor for 10kV.

Hvilket giver følgende nøgletal for skaleringsfaktorerne:

	Skaleringsfaktor
Min	1,69
<b>Gennemsnit</b>	<b>1,70</b>
Maks	1,72

Tabel 27: Nøgleskaleringsfaktor for 10 kV.

Igen er gennemsnitsværdien anvendt til det endelige estimat for 10 kV nettet.

### 3.5.1.9 Estimat af investeringsbehovet i 10 kV nettet i Danmark

I Tabel 28 og Tabel 29 herunder ses det beregnede behov for investering til 10 kV netforstærkning ved hhv. Smart Grid og traditionel udbygning, akkumuleret i årene 2010, 2015, 2020, 2025 og 2030+.

	Samlet DK investering (i mio. kr.) – Smart Grid				
	2010	2015	2020	2025	2030+
Min	0	308	954	1.462	1.507
Gennemsnit	0	309	957	1.467	1.511
Maks	0	310	960	1.471	1.516

Tabel 28: Investeringsbehov til 10 kV netforstærkning ved Smart Grid.

	<b>Samlet DK investering (i mio. kr.) – traditionel udbygning</b>				
	2010	2015	2020	2025	2030+
Min	0	327	1.131	1.877	3.451
Gennemsnit	0	328	1.135	1.883	3.458
Maks	0	329	1.138	1.888	3.465

Tabel 29: Investeringsbehov til 10 kV netforstærkning ved traditionel udbygning.

Det ses som ventet, at omkostningerne til forstærkning ved traditionel udbygning er højere end ved Smart Grid. Sammenlignes disse med omkostningerne til forstærkning af 0,4 kV nettet ses, at omkostningerne til forstærkning af 10 kV nettet er noget lavere. Det er som forventet og skyldes formentligt den betydeligt større udbredelse af 0,4 kV nettet (flere km), og at 10 kV kabelnettet er bygget med reservekapacitet og i stor grad kabellagt inden for de sidste 15 år.

Beregnes differencen mellem de to scenarier, ses at der kan spares betydelige omkostninger til netforstærkning, jf. Tabel 30.

	<b>Difference (i mio. kr.)</b>				
	2010	2015	2020	2025	2030+
Min	0	19	177	415	1.944
Gennemsnit	0	19	177	416	1.947
Maks	0	19	178	417	1.949

Tabel 30: Difference mellem investeringsbehovet til 10 kV netforstærkning ved Smart Grid og traditionel udbygning.

### 3.6 Investeringsbehov i 30-60 kV net

I dette afsnit beskrives, hvordan estimatet for investeringsbehovet til forstærkninger i 60 kV nettet er beregnet.

#### 3.6.1 Netberegninger

##### Beregningsmetode

Beregningsmetoden lægger sig tæt op ad beregningsmetoden for 10 kV nettet, som derfor kun er kort beskrevet herunder.

- 1) Beregning af forbrugsstigninger i 60 kV nettet, jf. forbrugsstigninger i 10 kV nettet.
- 2) Fastlæggelse af 60 kV stationer og forbindelsers nuværende belastningsgrad. Data for den nuværende målte maks. belastning, samt den nominelle maks. belastning er indsamlet.
- 3) Beregning af 60 kV stationer og forbindelsers estimerede fremtidige belastningsgrad. Herved fås et resultat for:
  - a. Antal overbelastede 60 kV stationer
  - b. Antal overbelastede 60 kV forbindelser
 Størrelsen af overbelastninger findes i Ampere.  
 Der estimeres forbrugsstigninger for hhv. Smart Grid og traditionel udbygning.

- 4) *Beregning af investeringsbehov jf. overbelastninger.*  
 Omkostninger til forstærkning af de overbelastede kabler i forhold til deres overbelastning tager udgangspunkt i priser fra selskabsspecifikke erfaringer. Vha. disse er der beregnet en regressionslinje, hvormed omkostningerne til forstærkning pga. overbelastning er beregnet som en funktion af antallet af Ampere
- 5) *Skalering af investeringsbehov til landsplan – vha. forholdstal*
- 6) Omkostningsestimater for hhv. Smart Grid og traditionel udbygning sammenlignes, og differencen beregnes.

### **3.6.1.1 Forudsætninger og antagelser**

Investeringsbehovet til forstærkning i 60 kV nettet er beregnet med udgangspunkt i antagelserne om 'styret' og 'ikke styret' forbrug.

### **3.6.1.2 Anvendt belastningsgrænse for 60 kV forbindelserne**

For 60 kV forbindelserne er der, tilsvarende for 10 kV radialerne, fastsat en grænse på 70 % belastning ift. den nominelle overføringskapacitet. 60 kV forbindelser, der estimeres at have en maks. belastning over denne grænse, forstærkes eller udbygges.

Grænsen er fastsat efter samme princip som for 10 kV radialer beskrevet under Forudsætninger og antagelser i afsnit 3.5.1.1, dog kan det diskuteres, om 70 % grænsen i 60 kV nettet er rimelig, da det langt fra er alle stationer i 60 kV nettet, som kan forsynes ad flere veje end to, hvilket taler for, at grænsen burde sænkes til 50 %, således at forsyningen af en 60 kV station med to 60 kV forbindelser ville kunne klares af den ene forbindelse alene, hvis den anden blev fejlramt.

Det anses dog ikke for rimeligt at sænke grænsen helt ned til 50 %, da 10 kV nettet stort set altid vil kunne yde en vis reserve for 60 kV nettet. På denne baggrund er 70 % grænsen for 60 kV forbindelser fastsat.

### **3.6.1.3 Anvendt belastningsgrænse for 60/10 kV transformere**

For 60/10 kV transformere er der sat en maks. belastningsgrænse på 90 %. Denne grænse tager udgangspunkt i gængs praksis hos de danske netselskaber og er sat for at sikre et tilstrækkeligt råderum til uforudsete belastningssituationer, hvor belastningen i særlige tilfælde kunne blive større end transformernes overføringskapacitet.

### **3.6.1.4 Udestående ift. Kabelhandlingsplanen for 132-150 kV nettet**

Der er et udestående ift. Kabelhandlingsplanen for 132-150 kV nettet fra 2009.

I denne plan inkluderes helt særligt 50 kV nettet i SEAS-NVE's område med det formål at foretage en optimal kabellægning, uanset spændingsniveau.

Udføres kabelhandlingsplanen, som den er foreslået, ligger der således en større omstrukturering af 50 kV nettet i SEAS-NVE's område. I denne rapport er beregningerne af investeringerne i 50 kV nettet i SEAS-NVE's område foretaget med basis i den nuværende 50 kV netstruktur. Der er således en uoverensstemmelse mellem disse to planer for fremtiden, men da der fortsat er usikkerhed om finansieringen af kabelhandlingsplanen, er der ikke taget højde for den forudsatte omstrukturering i dette projekt.

### 3.6.1.5 Afgrænsning ved 132/50 og 150/60 kV transformere

I estimatet for belastningsforøgelsen af 60 kV nettet, i dette projekt, er omfanget afgrænset til ikke at inddrage 132/50 og 150/60 kV transformere. Det er valgt at gøre dette, da 132/50 og 150/60 kV transformere ejes af de regionale transmissionsselskaber, og da de er inkluderet i kabelhandlingsplanen for 132-150 kV nettet, hvori der også er forudsat en forbrugsstigning til el- og plug-in hybridbiler og varmepumper. At der fortsat er usikkerhed vedrørende finansieringen af kabelhandlingsplanen giver en hvis usikkerhed for de regionale transmissionsselskaber.

### 3.6.1.6 60 kV net topologi (radialnet)

Det er antaget, at alle 60 kV net i Danmark kan betragtes som radialnet, selvom der findes områder, hvor nettene drives hhv. sammenmasket med 150 kV nettet, hhv. som masker i øer under en 150/60 kV station.

### 3.6.1.7 Beregning af overbelastning i 60 kV nettet

Som for 10 kV nettet har de deltagende netselskaber alle indsendt data vedr. 60 kV udføringskabler fra 150/60 kV stationerne, der beskriver:

- den nominelle strøm hvert udføringskabel kontinuerligt kan overføre.
- den målte maksimalbelastning af hvert udføringskabel.

Den nominelle maksimale overføringskapacitet og den målte maksimale belastning er anvendt til at beregne en belastningsgrad af udføringskablet til hver 60 kV radial.

$$\text{Belastningsgrad [\%]} = \frac{\text{Den målte maksimal belastning}}{\text{Den nominelle strøm}} \cdot 100\%$$

Fremgangsmåden er altså den samme som for 10 kV nettet med en 70 % belastningsgrænse for forbindelserne (udføringskablerne) og en 90 % belastningsgrænse for 60/10 kV transformerne, se evt. *Figur 15*, til illustration.

### 3.6.1.8 Beregning af forbrugsstigninger i 60 kV nettet

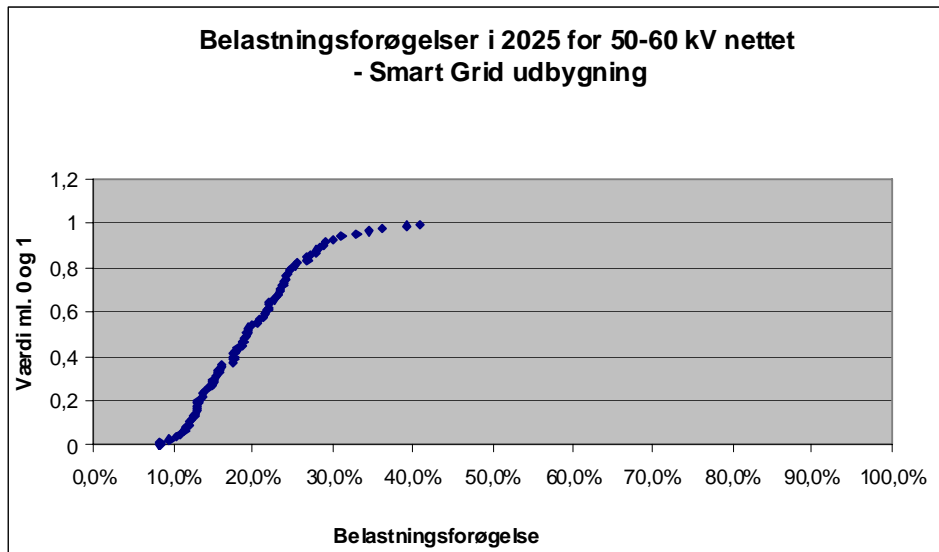
På baggrund af det estimerede antal el- og plug-in hybridbiler og varmepumper samt udviklingsestimatet for det ordinære forbrug i de danske husstande, er der udarbejdet et estimat af belastningsstigningen i 60 kV nettet.

Den gennemsnitlige belastningsforøgelse frem til 2025 for 60 kV nettet er heraf beregnet til hhv. 19,5 % hhv. 28,3 % ved Smart Grid og traditionel udbygning.

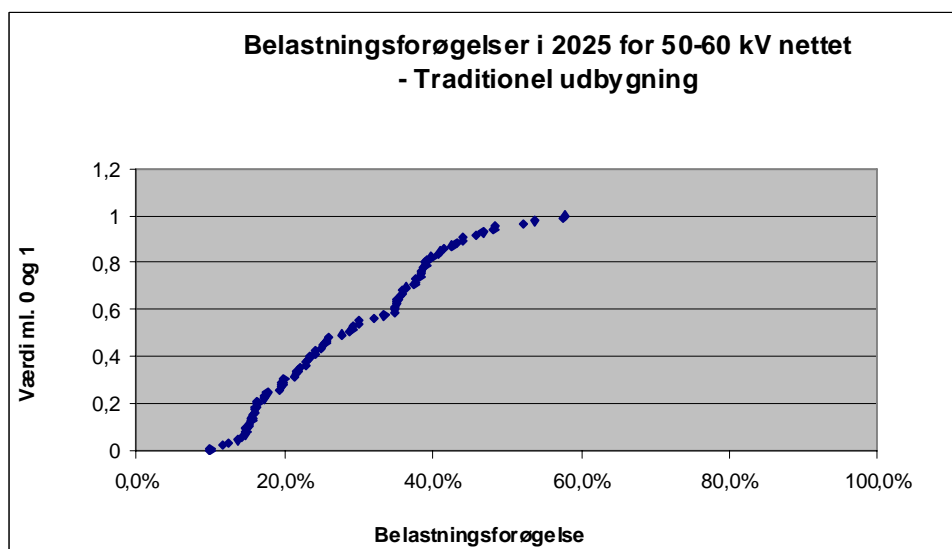
Den gennemsnitlige belastningsforøgelse i 2030+ er for 60 kV nettet beregnet til hhv. 21,7 %, hhv. 39 % ved Smart Grid og traditionel udbygning.

### 3.6.1.9 Beregning af 60 kV radialernes estimerede fremtidige belastningsgrad

Belastningsforøgelsen vil ikke blive jævnt fordelt i 60 kV nettet. Vha. netberegninger er der foretaget en beregning af belastningsforøgelser i 60/10 kV stationer, som efterfølgende er anvendt som estimat for belastningsstigningen i 60 kV nettet, altså både 60/10 kV transformere og 60 kV forbindelser. Heraf ses en vis spredning omkring den gennemsnitlige belastningsforøgelse. De beregnede belastningsforøgelser er illustreret i nedenstående *Figur 19* og *Figur 20*.



Figur 19: Belastningsfordeling ved Smart Grid.



Figur 20: Belastningsfordeling ved traditionel udbygning.

Det ses, at belastningsforøgelserne som forventet primært er centreret omkring hhv. 19,5 % og 28,3 % i 2025, men også at der er en betydelig spredning i de enkelte netkomponenters belastningsforøgelse.

Som for 10 kV nettet er belastningsforøgelserne vist i *Figur 19* og *Figur 20* fordelt tilfældigt på de forskellige 60/10 kV transformere og 60 kV forbindelser. De forskellige belastningsforøgelser er således lagt tilfældigt oven i den nuværende belastning af 60/10 kV transformere og 60 kV forbindelser.

Ved at sammenholde den estimerede fremtidige maksimalbelastning af 60/10 kV transformere og 60 kV forbindelser med belastningsgrænserne er antallet af 60/10 kV transformere og 60 kV forbindelser over grænserne i 2025 og størrelsen af overskridelsen i Ampere fundet.

60/10 kV transformere belastet mere end 90 % og for 60 kV forbindelser belastet mere end 70 % i 2025, forstærkes eller der foretages udbygninger. Omkostninger til forstærkning-/udbygning er bestemt ved nedenstående metode.

### 3.6.1.10 Prissætning af 60 kV forstærkning

Prissætningen af de estimerede forstærkninger i 60 kV nettet er baseret på priser fra konkrete forstærkninger i det nuværende 60 kV net, som er udført for nylig. Vha. disse data er omkostningerne til 60 kV forstærkninger i forhold til den estimerede overbelastning [kr./A] for hhv. 60/10 kV transformere og 60 kV forbindelser beregnet.

### 3.6.1.11 Prissætning af forstærkning til 60/10 kV transformere

Omkostningerne til udskiftning af transformere, eller ultimativt bygning af en ny 60/10 kV transformerstation, er angivet i *Tabel 31*. Priserne er fastlagt som gennemsnitlige erfaringstal for netselskaberne i arbejdsgruppen, og der må forventes variationer afhængigt af de lokale forhold.

Fremtidig maks. belastning, af overbelastede transformere [A]	Mio. kr.	Bemærkning
>301	2,28	6 MVA -> 10 MVA trafo
>501	2,76	10 MVA -> 16 MVA trafo
>800	2,85	16 MVA -> 20 MVA trafo
>1000	3,79	20 MVA -> 25 MVA trafo
>1250	18,75	Ny 60/10 kV station

*Tabel 31: Prissætning af forstærkning til 60/10 kV transformere.*

I den anvendte prissætning ligger to forudsætninger.

1. Der anvendes to transformere i 38 % af stationerne i Danmark af hensyn til reserveforsyningen, hvis den ene skulle blive fejlfremt. Hvis to transformere på en station skal kunne yde stationsreserve for hinanden, er de nødt til at have samme størrelse. Dvs. 38 % af de overbelastede stationer skal have udskiftet to transformere og ikke kun én som følge af overbelastningen.
2. Ved udskiftning af en 10 MVA transformer med en 16 MVA transformer er det antaget, at der er en vis Scrap-værdi i 10 MVA transformeren, som er fratrukket prisen.

### 3.6.1.12 Prissætning af forstærkning til 60 kV forbindelser

For 60 kV forbindelser er der truffet en pragmatisk beslutning, og det er antaget, at det i gennemsnit vil koste 7,5 mio kr. at forstærke en overbelastet 60 kV forbindelse, uanset længde af forbindelserne og område forbindelserne er placeret i.

Der er således en relativt stor usikkerhed her. Det forventes dog, at det for nogen forbindelser vil gælde, at prisen reelt er lavere, og for andre at prisen reelt er højere.

### 3.6.1.13 Skalering af resultater til det øvrige 60 kV net i Danmark

Resultaterne er skaleret vha. af data fra Dansk Energis statistik. For 60/10 kV transformere er skaleringen foretaget med én faktor alene, nemlig forholdet mellem antal 60/10 kV transformere på landsplan og antallet af 60/10 kV transformere i de deltagende selskaber.

Heraf fås skaleringsfaktoren:

	<b>Skaleringsfaktor</b>
Antal 60/10 kV transformere	1,88

Tabel 32: Skaleringsfaktor for antal 60/10 kV transformere.

For 60 kV forbindelser er skaleringen foretaget med én faktor alene, nemlig forholdet mellem længden af 60 kV forbindelser på landsplan og længden af 60 kV forbindelser i de deltagende selskaber. Heraf er fundet skaleringsfaktoren:

	<b>Skaleringsfaktor</b>
Antal 60 kV forbindelser	1,91

Tabel 33: Skaleringsfaktor for antal 60/10 kV forbindelser.

### 3.6.1.14 Estimat af investeringsbehovet i 60 kV nettet i Danmark

På baggrund af ovenstående beregninger og forudsætninger er der beregnet et estimat af det fremtidige investeringsbehov i 60 kV nettet i Danmark. I *Tabel 34* og *Tabel 35* herunder ses det estimerede investeringsbehov i 60 kV nettet i hhv. Smart Grid og traditionel udbygning.

<b>Samlet DK investering (i mio. kr.) – Smart Grid</b>				
2010	2015	2020	2025	2030+
-	1.041	2.035	2.394	2.494

Tabel 34: Estimeret investeringsbehov i 60 kV nettet ved Smart Grid.

<b>Samlet DK investering (i mio. kr.) – traditionel udbygning</b>				
2010	2015	2020	2025	2030+
-	1.444	2.156	2.836	3.833

Tabel 35: Estimeret investeringsbehov i 60 kV nettet ved traditionel udbygning.

Differencen mellem de to scenarier kan heraf beregnes og er vist i *Tabel 36*.

Difference (i mio. kr.)				
2010	2015	2020	2025	2030+
-	403	121	441	1.340

*Tabel 36: Differencen mellem investeringsbehov i 60 kV nettet ved Smart Grid og Traditionel udbygning.*

### 3.7 Perspektivering

I dette afsnit foretages en perspektivering med diskussioner af, og følsomhedsanalyser for, udvalgte parametre i beregningerne.

#### 3.7.1.1 Underdimensionerede varmepumper

Der er stor interesse for den internationale dagsorden ved klimaforandringer. Det har ført til, at mange danskere har fået fokus på, hvad de selv kan gøre for at hjælpe med forbedringer af energiforbruget og udnyttelsen af ressourcer. Man kan således forestille sig en fremtid, hvor forbrugerne er villige til at betale lidt ekstra for teknologi, der kan hjælpe på håndteringen af klimaudfordringerne. Her er det interessant at betragte varmepumperne. I de gennemførte analyser er det forudsat, at der installeres underdimensionerede varmepumper med tilsatsfyring i form af en elpatron, da dette sandsynligvis vil give den bedste privatøkonomi. En sådan varmepumpe har en meget begrænset (evt. ingen) mulighed for at flytte elforbruget på de koldeste dage og er derfor ikke et aktiv set i Smart Grid-perspektiv.

På denne baggrund er det undersøgt, hvilken betydning det vil have på behovet for investeringer til netforstærkninger, såfremt forbrugerne ved Smart Grid vælger at købe en peak-dimensioneret varmepumpe frem for, varmepumpen med indbygget elpatron, som er forudsat anvendt i begge scenarierne bag hovedresultaterne i afsnit 3.4 til 3.6. I afsnit 3.4 beskrives karakteristikaene for begge typer varmepumper.

Beregningerne med forudsætningerne for varmepumper:

- Underdimensioneret varmepumpe ved traditionel udbygning
- Peak-dimensioneret varmepumpe ved Smart Grid

Giver følgende resultater:

<u>Traditionel udbygning</u> Investeringsbehov i mia. kr.	2010	2015	2020	2025	2030+
0,4 kV net	0,0	0,7	2,3	3,9	6,8
10 kV net	0,0	0,3	1,1	1,9	3,5
60 kV net	0,0	1,4	2,2	2,8	3,8
I alt	0,0	2,5	5,6	8,6	14,1

*Tabel 37: Investeringsbehov i mia. kr. ved traditionel udbygning.*

<u>Smart Grid</u> Investeringsbehov i mia. kr.	2010	2015	2020	2025	2030+
0,4 kV net	0,0	0,3	0,9	1,4	2,0
10 kV net	0,0	0,3	0,8	1,3	1,3
60 kV net	0,0	0,9	1,8	2,0	2,1
I alt	0,0	1,5	3,5	4,7	5,4

*Tabel 38: Investeringsbehov i mia. kr. ved Smart Grid.*

Difference Investeringsbehov i mia. kr.	2010	2015	2020	2025	2030+
0,4 kV net	0,0	0,4	1,4	2,5	4,9
10 kV net	0,0	0,1	0,3	0,6	2,1
60 kV net	0,0	0,5	0,4	0,8	1,7
I alt	0,0	1,0	2,1	3,9	8,7

Tabel 39: Differencen i investeringsbehov i mia. kr. mellem traditionel udbygning og Smart Grid.

Dvs. en forøgelse af differencen i 2025 fra 2,6 mia. kr. til 3,9 mia. kr. og i 2030+ fra 7,1 mia. kr. til 8,7 mia. kr.. Altså en forøgelse af differencen på 1,3 mia. kr. og 1,6 mia. kr. i hhv. 2025 og 2030+.

### 3.7.1.2 Belastningsforudsætninger for sikringer i 0,4 kV nettet

Under Sikringsstørrelse (selskab B) i afsnit 3.4.1.1 er forudsætningen for den maksimale belastning af sikringerne i 0,4 kV nettet beskrevet bl.a. ved formlen:

$$I_{\max,udf\o r i n g} = \frac{I_{Nom,sikring}}{1,5} \cdot 0,75$$

Det kan diskuteres, om sikkerhedsfaktoren på 75 % bør være ens ved både Smart Grid og traditionel udbygning. Årsagen til denne tvivl er, at der i Smart Grid investeres i måleudstyr til overvågning af 0,4 kV nettet, hvilket ikke er tilfældet ved traditionel udbygning. Der kan således argumenteres for, at sikkerhedsfaktoren på 75 %, nok kan øges i Smart Grid. Samtidig kan der stilles spørgsmål til, hvorvidt der ved traditionel udbygning fortsat kan anvendes en sikkerhedsfaktor på 75 %, når den fremtidige belastning generelt vil komme tættere på 0,4 kV udføringernes belastningsgrænse.

På baggrund heraf er der foretaget en analyse, hvor konsekvensen af at ændre disse grænser er undersøgt. Forudsætningen er således ændret til:

$$I_{\max,udf\o r i n g} = \frac{I_{Nom,sikring}}{1,5} \cdot 0,85 \quad \text{Ved Smart Grid}$$

$$I_{\max,udf\o r i n g} = \frac{I_{Nom,sikring}}{1,5} \cdot 0,65 \quad \text{Ved traditionel udbygning}$$

Ovenstående grænser for de to scenarier medfører, at en 215 A sikring vil kunne belastes med:

- 121 A ved Smart Grid
- 93 A ved traditionel udbygning

Der er således en betydelig sikkerhedsmargin, hvilket stemmer overens med gældende praksis.

Årsagen til at det er nødvendigt med en sikkerhedsmargin i denne størrelsesorden er bl.a.

- at sikringer ikke har en fuldstændig veldefineret grænse for, hvor den smelter over. Det er den termiske opvarmning af sikringens elektriske ledere, som fører til, at disse smelter, og strømmen derved afbrydes. Smelteprocessen er afhængig af flere faktorer såsom omgivelsernes temperatur, materiale-renheden af de elektriske ledere samt den præcise geometri af disse skabt under støbeprocessen.
- at der skal være plads i nettet til de høje indkoblingsstrømme fra asynkronmaskiner i køleskabe, fryserne m.m.

Konsekvensen ved at anvende ovenstående belastningsgrænser er, at differencen i omkostningerne til netforstærkning i de to scenarier øges. Ud fra ovenstående forudsætninger er det beregnet, at differencen øges med ca. 300 mio. kr. i både 2025 og i 2030+.

Hvorvidt det er rimeligt at antage en forskel i belastningsgrænsen for de to scenarier er usikkert og kan diskuteres, hvorfor der også i hovedresultaterne er regnet med den samme belastningsgrad på 75 % for de to scenarier.

### **3.7.1.3 Lyn-ladning af el- og plug-in hybridbil (højt effekt - forbrug) - diskussion**

En af barriererne for salget af el- og plug-in hybridbiler er den begrænsede køredistance pr. opladning og opladningstiden for batteripakken. Der vil derfor være en efterspørgsel på el- og plug-in hybridbiler med så kort en opladningstid som muligt, da det vil give ejeren den største tilgængelighed af el- og plug-in hybridbilen. I de el- og plug-in hybridbiler der er på markedet i dag oplades batteripakken gennem separat ladeelektronik, hvilket gør el- og plug-in hybridbiler med hurtigladede marginalt dyrere. Der udvikles imidlertid effektelektronik til el- og plug-in hybridbiler, der både skal oplade batterierne og levere strøm til motorerne i el- og plug-in hybridbilen. Dermed vil el- og plug-in hybridbilen kunne oplades med den nominelle vedvarende motoreffekt, der kan være større end 43,6 kW (svarende til 3x63 A).

Opladestrømmen til fremtidens el- og plug-in hybridbiler vil derfor fysisk være begrænset af leveringsomfanget i den installation, som el- og plug-in hybridbilen tilsluttes (typisk 25 A i boliginstallationer). En udvidelse af leveringsomfanget vil udløse et ekstra tilslutningsbidrag til netselskabet. Det vurderes, at der kun vil være et begrænset antal el- og plug-in hybridbilejere, der ønsker en udvidelse af deres eksisterende leveringsomfang, da opladning med eksempelvis 3x16 A vil give en opladningstid på under en time og dermed opfylde de flestes behov.

En høj ladestrøm medfører en kortere ladetid, og dermed lavere samtidighed af opladninger på samme lavspændingsradial, end hvis el- og plug-in hybridbilerne oplades med eksempelvis 13 A. Den maksimale forøgelse af belastningen på radialen vil være lig med summen af opladernes nominelle opladningsstrøm, multipliceret med den maksimale samtidighedsfaktor.

Som beskrevet i 3.1.1 er det i analyserne forudsat, at el- og plug-in hybridbilerne lader med 13 A (en- og trefaset), svarende til 6 kW i gennemsnit. For at undersøge følsomheden af at el- og plug-in hybridbilerne i stedet lader med en højere effekt, er beregningerne af investeringsbehovet gennemført med en ladestrøm på 16 A (en- og trefaset) svarende til 7,4 kW i gennemsnit.

Differencen i omkostninger til netforstærkninger i Smart Grid hhv. traditionel udbygning fremgår af *Tabel 40*.

<u>Difference</u> Investeringsbehov i mia. kr.	2010	2015	2020	2025	2030+
0,4 kV net	0,0	0,1	0,9	2,2	4,5
10 kV net	0,0	0,0	0,2	0,4	2,0
60 kV net	0,0	0,3	0,0	0,3	1,5
I alt	0,0	0,4	1,0	2,9	8,0

*Tabel 40: Differencen i omkostninger til netforstærkninger i Smart Grid og traditionel udbygning.*

Set i forhold til en opladestrøm på 13 A fås et potentiale for yderligere besparelser til netforstærkning på 0,3 mia. i 2025 og 0,9 mia. i 2030+.

### 3.8 Anvendelse af fjernstyrbare/automatiske omkoblingsmuligheder

Kommunikations- og måleudstyr vil være nødvendigt for at få det fornødne overblik over belastningsgraden af 0,4 og 10 kV nettet, hvilket bl.a. skal anvendes til at få forbrugerne til at flytte deres forbrug væk fra spidsbelastningstimerne.

Der er i de gennemførte analyser ikke set på, hvilke fordele ved installation af koblingsudstyr der kan realisere fjernstyrbare/automatiske omkoblinger i elnettet. Det er imidlertid ikke urealistisk, at fjernstyrbart koblingsudstyr til nettet, og måske også automation, vil blive udbredt i fremtidens 10 kV netstationer. Der eksisterer allerede i dag mulighed for fjernstyring af koblingsudstyr på 60 kV niveau, hvorfor dette spændingsniveau undlades af nedenstående behandling..

Koblingsudstyr dækker overordnet set over:

- Lastadskillere eller en kombination af effektafbrydere og adskillere, der kan holde til et højt antal koblinger, og som kan forsynes med fjernstyring.
- Motordrev der skal generere den energi, der er nødvendig for at kunne foretage koblingerne.
- Automatiseringsudstyr i 10/0,4 kV netstationerne eller fjernkoblingsudstyr i driftscentrene.

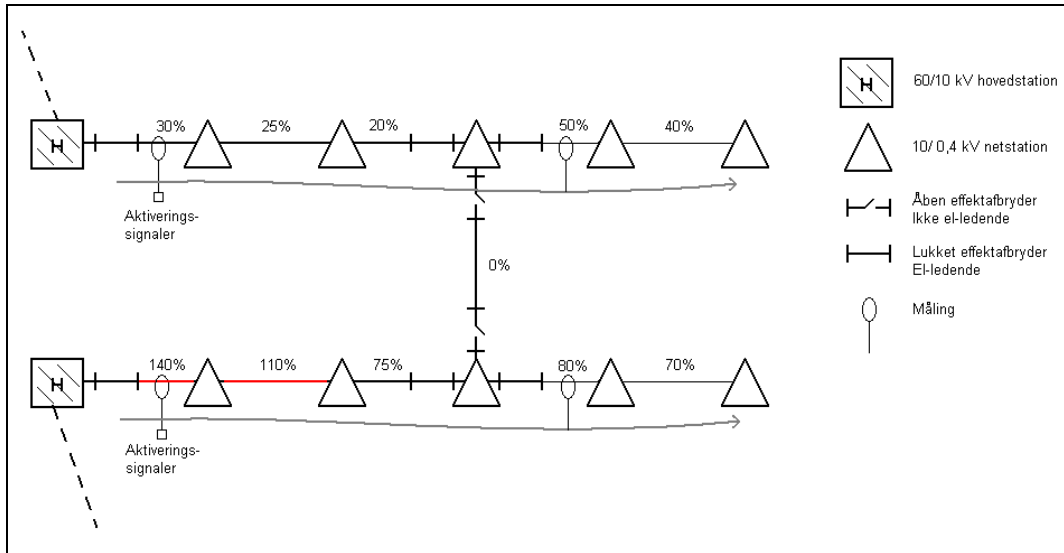
Tilføjes koblingsudstyr til det forudsatte kommunikations- og måleudstyr, vil det give mulighed for at foretage fjernstyrbare/automatiske omkoblinger i 10 kV netstationer. Muligheden for at foretage fjernstyrbare/automatiske omkoblinger i 10 nettet vil kunne anvendes til at sikre:

- Bedre leveringssikkerhedsbenchmark. Ved hjælp af omkoblinger at reducere antal berørte forbrugere og udetid ved kortslutninger i 0,4 - 10 kV nettet.
- Mulighed for at kunne foretage omkobling af forbrugere fra en radial til en anden, hvorved elnettet kan drives tættere til belastningsgrænsen og herved reducere behovet for netforstærkning yderligere. Dette er illustreret i *Figur 21* og *Figur 22*.
- Reduktion i nettab ved optimering af koblingstilstand aht. døgn- eller årsvariationer i forbrug og decentral produktion.

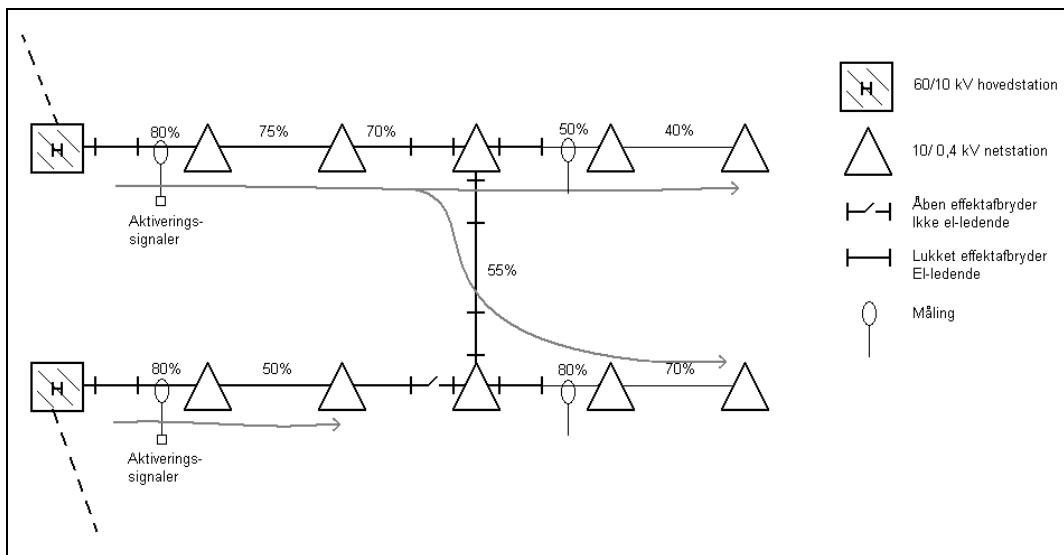
Disse fordele kan hentes ved at tilføje koblingsudstyr og udnytte det kommunikations- og måleudstyr, som forudsættes installeret i 10/0,4 kV netstationerne.

Realiseringen af disse fordele vil dog – ud over investeringen i koblingsudstyr - kræve enten automationsudstyr eller en (betydelig) ekstra opgave for driftspersonalet til manuel fjernstyring.

Det har desværre ikke været muligt at foretage detaljerede analyser af business casen for fordelten ved omkoblingsmuligheder, hvorfor beregninger for dette ikke indgår i den endelige vurdering af business casen for Smart Grid. Det anbefales derfor, at der efterfølgende foretages analyser af business casen for omkoblingsmuligheder.



Figur 21: Illustration af evt. omkoblingsmuligheder til fordeling af belastning.



Figur 22: Illustration af evt. omkoblingsmuligheder til fordeling af belastning.

### 3.9 Nettab

Nettabene i distributionsnettet estimeret i hhv. Smart Grid og traditionel udbygning.

Nettabene vil generelt stige i begge scenarier, idet belastningen og dermed belastningsgraden af nettet stiger som følge af det nye energiforbrug i el- og plug-in hybridbiler og varmepumper. I begge scenarier forstærkes nettet, hvis belastningen af udføringskabler/transformere overstiger en given grænse. Det er i analyserne forudsat, at der gennemføres forstærkninger, der bringer belastningsgraden under den anvendte grænse. Da der for hovedparten af det indgående net ikke er gennemført konkrete forstærkninger, men blot opstillet en prismodel for omkostningerne til forstærkninger, har det ikke været muligt at gennemføre en faktisk beregning af, hvorledes tabene udvikler sig i de to scenarier, når forstærkningerne er gennemført. I stedet er tabene beregnet ved Smart Grid og traditionel udbygning før forstærkninger – dvs. med overbelastning af visse netkomponenter.

Resultaterne af netberegningerne viser, at tabene i 2025 i Smart Grid er op til 7 % lavere end ved traditionel udbygning i 2025. Denne forskel vil reduceres, hvis beregningerne gennemføres med individuelle forstærkninger, hvilket der ikke har været tid til inden for projektperioden.

Ses der bort fra varmepumperne, som ikke er fleksible, forventes udviklingen i tab at være bestemt ved:

I Smart Grid vil de samlede nettab stige som følge af den øgede belastning i lavlastperioden. Det maksimale nettab over døgnet ligger stadig i kogespidsperioden, men den øgede udnyttelsesgrad af nettet fører til en højere benyttelsestid, hvilket medfører, at energitabene stiger.

Ved traditionel udbygning vil det maksimale nettab over døgnet stige, da belastningsforøgelsen i større grad placeres i kogespidsen. Hvor stor forøgelsen af nettabene bliver, afhænger af hvor stor en reduktion af nettabene forstærkningerne medfører. Benyttelsestiden for tabene bliver til gengæld mindre, da belastningen uden for kogespidsen er næsten uændret.

Omkostningerne til nettab i distributionsselskaberne i 2008 var på 817 mio. kr..

Ses der bort fra den generelle stigning der vil være i nettabet, når forbruget stiger, kan der estimeres en årlig forskel i omkostninger til nettab på op til kr. 58 mio. pr. år, når de to scenarier sammenlignes. Denne besparelse er dog meget afhængig af, hvorledes nettet udbygges ved traditionel udbygning.

### 3.10 Sammenfatning

I det følgende gives et kort resumé af de opnåede resultater fra analyserne af de ovenfor beskrevne scenarier. Det primære resultat er et estimat af, hvor meget omkostningerne til netforstærkning kan reduceres ved at styre elforbruget til el- og plug-in hybridbiler uden om kogespidsen i nettet. Estimatet er beregnet med et femårs interval i perioden 2010-2025, samt på lang sigt (2030+). Det forudsættes, at der i 2025 og 2030 er installeret 300.000 varmepumper i Danmark. Det forudsættes endvidere, at der i 2025 er 600.000 el- og plug-in hybridbiler, og i 2030+ er 1.100.000 el- og plug-in hybridbiler i Danmark. Udbredelseshastigheden af varmepumper og el- og plug-in hybridbiler er bestemmende for de sparede omkostninger til netudbygninger for årene 2015 og 2020.

Ved traditionel udbygning øges maksimalbelastningen af nettet betydeligt mere end i Smart Grid. Heraf følger naturligt større omkostninger til netforstærkning ved traditionel udbygning. Estimatet af omkostningerne til netforstærkning i de to scenarier er vist i Tabel 41 og Tabel 42.

Investeringsbehov i mia. kr. <u>Traditionel udbygning</u>	2010	2015	2020	2025	2030+
0,4 kV net	0,0	0,7	2,3	3,8	6,8
10 kV net	0,0	0,3	1,1	1,9	3,5
60 kV net	0,0	1,4	2,2	2,8	3,8
I alt	0,0	2,4	5,6	8,5	14,1
Nutidsværdi af investeringer	0,0	2,1	4,2	5,7	8,0

Tabel 41: Investeringsbehov i mia. kr. ved traditionel udbygning.

Investeringsbehov i mia. kr. <u>Smart Grid</u>	2010	2015	2020	2025	2030+
0,4 kV net	0,0	0,6	1,6	2,1	3,0
10 kV net	0,0	0,3	1,0	1,5	1,5
60 kV net	0,0	1,0	2,0	2,4	2,5
I alt	0,0	1,9	4,5	5,9	7,0
Nutidsværdi af investeringer	0,0	1,7	3,4	4,1	4,6

Tabel 42: Investeringsbehov i mia. kr. ved Smart Grid.

Trækkes omkostningerne til udbygning af nettet i de to scenarier fra hinanden, findes potentialet for sparede omkostninger til netforstærkning, hvis det nye elforbrug styres uden om kogespidsen i nettet. Differencen mellem omkostningerne i de to scenarier er vist i Tabel 43.

Investeringsbehov i mia. kr. <u>Difference</u>	2010	2015	2020	2025	2030+
0,4 kV net	0,0	0,1	0,7	1,7	3,8
10 kV net	0,0	0,0	0,2	0,4	1,9
60 kV net	0,0	0,4	0,1	0,4	1,3
I alt	0,0	0,5	1,0	2,6	7,1
Nutidsværdi af difference	0,0	0,4	0,8	1,6	3,4

Tabel 43: Difference mellem investeringsbehov i mia. kr. ved traditionel udbygning og Smart Grid-

Det ses, at der i 2025 kan spares 2,6 mia. kr. (1,6 mia. kr. i nutidsværdi) til netforstærkning, såfremt der investeres i dels udstyr, der giver forbrugerne incitament til at flytte store dele af eget forbrug væk fra kogespidsen, dels udstyr der sikrer tilstrækkelig overvågning af 0,4 kV nettet. På endnu længere sigt, kaldet 2030+, vil denne besparelse vokse til 7,1 mia. kr. (3,4 mia. kr. i nutidsværdi). Nutidsværdien er beregnet med en diskonteringsfaktor på 5 procent per år.

Den estimerede reduktion af omkostninger til netforstærkning er betinget af, at forbrugerne gives incitament til at styre forbruget til el- og plug-in hybridbiler væk fra kogespidsen, uanset at der måtte være overskud af produktion i elsystemet på dette tidspunkt. Ønskes en del af forbruget til el- og plug-in hybridbiler placeret i dette tidsrum af hensyn til balancen i elsystemet, vil omkostningerne til netforstærkning ved Smart Grid blive større og besparelsen dermed mindre.

Besparelsen ved den reducerede netforstærkning skal holdes op imod den investering i udstyr, der er nødvendig for at styre elforbruget.

Omkostningerne til Smart Grid-udstyr indgår ikke i nærværende afsnit men er estimeret af afsnit 5 og kan ses i resultaterne herfra. Det estimerede potentiale for besparelser til netforstærkning angivet herover indgår i den samlede business case for Smart Grid sammen med øvrige gevinster og omkostninger ved realisering af Smart Grid-teknologi i nettet.

### **Perspektivering**

Det er i udgangspunktet antaget, at det kun er elforbrug til el- og plug-in hybridbiler, der kan styres ved Smart Grid. Antagelsen er begrundet i at varmepumper af privatøkonomiske hensyn i dag dimensioneres så små, at de på de koldeste dage (de dimensionerende for elnettet) vil køre nonstop med lejlighedsvis tilsatsfyring fra en elpatron. I tilfælde af afbrud i elforsyningen vil det ligeledes kunne forekomme, at samtlige varmepumper aftager fuld effekt uanset tidspunkt, når elforsyningen retableres.

Etableres der incitamenter til, at boligejerne ved Smart Grid investerer i varmepumper, der er så store, at anvendelsen af tilsatsfyring overflødiggøres, vil omkostningerne til netforstærkning reduceres. Dermed øges differencen til netforstærkning i de to scenarier til kr. 3,9 mia. i 2025 og kr. 8,7 mia. i 2030+.

El- og plug-in hybridbilernes opladningsstrøm har indflydelse på resultaterne i analyserne. I hovedanalysen er det antaget, at 50 % af el- og plug-in hybridbilerne oplader med 3 kW (13 A enfaset), og 50 % oplader med 9 kW (13 A trefaset). En højere opladeeffekt vil belaste nettet hårdere, men sammenhængen er ikke lineær, da opladetiden reduceres og dermed også sandsynligheden for, at en el- og plug-in hybridbil oplades samtidig med naboens. For at undersøge resultaternes følsomhed overfor en ændring i ladeeffekten er beregningerne gentaget med en opladestrøm på 16 A (50 % enfaset og 50 % trefaset).

Med denne ladeeffekt øges differencen til netforstærkning i de to scenarier til kr. 2,9 mia. i 2025 og kr. 8,0 mia. i 2030+.

Smart Grid handler ikke kun om sparede omkostninger til netudbygning. Der findes andre muligheder inden for overvågning og kontrol af distributionsnettet. Etableres der f.eks. fjernstyrbare/automatiske omkoblinger i 10 kV nettet, vil disse f.eks. kunne bidrage til dels at reducere elforbrugernes udetid ved fejl i nettet, dels at reducere tabene i nettet ved optimering af koblingstilstanden aht. døgn- eller årsvariationer i forbrug og decentral produktion. Det har desværre ikke været muligt at foretage detaljerede analyser af business casen for fordelene ved omkoblingsmuligheder, hvorfor beregninger for dette ikke indgår i den endelige vurdering af business casen for Smart Grid. Det anbefales derfor, at der efterfølgende foretages analyser af business casen for omkoblingsmuligheder.

## 4. Elektrotekniske udfordringer i fremtidens elnet

Dette afsnit giver et overblik over de vigtigste udfordringer, som både systemansvaret og netselskaberne vil få. Udfordringerne tager udgangspunkt i den udvikling af forbrug og vedvarende produktion, som er defineret i hovedscenariet i afsnittet om "Scenarier for elsystemets belastning frem til 2025".

### 4.1 Udfordringerne i detaljer

Udfordringerne for elsektoren beror på de ændringer elsystemet står overfor. Den højere andel af vedvarende energi skaber mange udfordringer for elnettets overordnede stabilitet, og nye typer forbrug kræver mere energi overført.

Udfordringerne er forskellige på transmissions- og distributionsniveau, men de beror på de samme årsager. Nogle udfordringer er også stort set ens, f.eks. den reducerede kortslutningseffekt.

Ændringen i elsystemet er omfattende. Det traditionelle system med store centrale produktionsenheder tæt på forbrugeren - som har et forudsigeligt, kendt forbrug – erstattes af et nyt system, som i højere grad indeholder vedvarende produktion. Denne kan dog ikke blot placeres tæt ved forbrugeren, men skal lægges, hvor den vedvarende kilde er. Effekten skal transporteres til forbrugeren, som står overfor at få flere apparater, der kræver en højere effekt leveret.

Produktionen af el har traditionelt set foregået med kontrollerbare enheder, hvor den leverede effekt kan varieres efter forbruget. Denne produktion flytter mere over på vedvarende kilder, som ikke er kontrollerbare, hvilket giver endnu en stor udfordring, da det eksisterende elnet er designet efter, at produktionen tilpasses forbruget.

### 4.2 Udfordringer for systemansvarlig virksomhed

En række forventede ændringer i løbet af de kommende år er de fælles årsager til de mange nye udfordringer, som venter den systemansvarlige virksomhed i Danmark. Som de vigtigste kan nævnes, at der vil være færre store kraftværksblokke på nettet, vindkraftens fluktuerende produktion, kabelhandlingsplanens gennemførelse, tilgangen af konverterbaserede komponenter samt tilsvarende ændringer i nabolandene og dermed ændrede markedsvilkår.

Ændringerne betyder først og fremmest, at de nuværende kriterier for driftssikkerheden, opbygget på mange års internationale erfaringer, ikke længere vil være gyldige og derfor må revurderes. Ændringerne medfører desuden behov for øgede ressourcer til opretholdelsen af systemets balance og driftssikkerhed samtidigt med, at de traditionelle kilder til regulering og reserver svinder ind.

For at opnå effektiv udnyttelse af den vedvarende energi og for at fastholde systemets driftssikkerhed bør der iværksættes et omfattende program af systemanalyser og kortlægning af mulige kilder til de reserver og andre systemtjenester, som der bliver mangel på. Kortlægningen bør omfatte nye komponenter i transmissionssystemet, mobilisering af decentrale ressourcer på såvel elproduktionssiden som på efterspørgselssiden, samt køb af ydelser i udlandet.

#### 4.2.1 Reduceret kortslutningseffekt

Kortslutningseffekten i primærnettene kommer i dag fortrinsvis fra de store kraftværksenheder. Konverterbaserede VE-anlæg yder også kortslutningseffekt, men kun 10 til 20 % i forhold til klassiske generatorer med samme effekt.

Komponenterne i nettet (afbrydere, måletransformere etc.) er hver især indrettet til en maksimal kortslutningsstrøm. Kortslutningseffekten må altså ikke blive højere end anlæggene er bygget til.

På den anden side skal kortslutningseffekten have en vis størrelse, for at HVDC-LCC (klassiske HVDC-anlæg) kan kommutere (tænde thyristorforbindelser) korrekt, og for at klassiske beskyttelsessystemer kan skelne fejlstrømme fra normalstrømme.

For at kunne dække dansk elforbrug med vindenergi bliver man i perioder nødt til at tage så mange termiske kraftværker som muligt ud af drift. Det vil reducere kortslutningseffekten i en grad, som kan skabe problemer. I Vestdanmark forværres problemerne af, at nye vindmøller i Nordtyskland også fortrænger tyske kraftværker.

Mens kortslutningseffektens øvre grænser er ret veldefinerede, råder der nogen usikkerhed om de nedre grænser. Her er det antaget, at det vil være nødvendigt med en kortslutningseffekt svarende til enten tre eller seks centrale værker i drift i hele landet.

Krav:	3 centrale blokke i drift	6 centrale blokke i drift
	- ikke opfyldt:	- ikke opfyldt:
2010	4 % af tiden	13 % af tiden
2015	8 % af tiden	19 % af tiden
2020	16 % af tiden	30 % af tiden
2025	26 % af tiden	40 % af tiden

Tabel 44: Skønnet tid med utilstrækkelig kortslutningseffekt.

Det skønnes således, at der i 2025 i mellem 26 og 40 % af tiden vil være behov for kortslutningseffekt fra nye kilder. Alternative ressourcer til de manglende ydelser er ikke kortlagt.

Det anbefales, at der iværksættes en kortlægning af behovet for kortslutningseffekt til HVDC-installationer og beskyttelsessystemer samt landsdækkende kortslutningsberegninger gennem alle spændingsniveauer for de enkelte stadier frem mod 2025.

#### 4.2.2 Spændingsregulering

Mulighederne for at fastholde primærnettets spænding inden for de fastlagte grænser påvirkes stærkt af de forventede ændringer.

De store kraftværkers generatorer er en vigtig kilde til spændingsregulering med et bredt bånd til regulering af reaktiv effekt. Kraftværkernes geografiske spredning bidrager hertil. Vindkraftens øgede rolle betyder, at der i perioder vil være færre store kraftværker i drift og dermed mindre reguleringskapacitet. Samtidigt medfører kabellægningen et øget behov for kapacitet til spændingsregulering.

Hertil kommer, at flytning af produktion fra kraftværker i nærheden af belastningscentrene til havvindmølleparker vil skabe et helt nyt transportmønster med stærkt varierende belastning af nettene.

Manglende ressourcer til spændingsregulering kan føre til uacceptable spændinger og til udkobling af elsystemets egne komponenter som kabler, transformere, decentrale k/v-værker, vindmøller osv. pga. over/underspændingsbeskyttelsen. Dette kan igen lede til en kaskadeudkobling af flere og flere komponenter, og derpå også overstrømsbeskyttelsen. I værste fald kan spændingsproblemer lede til et systemkollaps med blackout til følge (som i Sydsverige og Østdanmark i 2003).

Da der er store tab ved transport af reaktiv effekt i nettene, bør regulerbare reaktive ressourcer fordeles passende i både transmissions- og distributionsnet.

Uden kompenserende foranstaltninger vil risikoen for driftsforstyrrelser og systemkollaps være betydelig (over 50 %) i 2025. Problemet vil vokse jævnt i takt med udbygningen med havvindmøller og kabelhandlingsplanens realisering.

På grund af problemets alvorlige og snigende karakter anbefales gennemførelse af statisk og dynamisk analyse af spændingsforholdene i fuld model af elsystemet i 2025 for begge danske systemer.<sup>5</sup> Desuden anbefales demonstration af moderne metoder til overvågning og styring.<sup>6</sup>

	Forventet andel af vindenergi	Skønnet risiko for driftsforstyrrelser
2015	30 %	10 %
2020	40 %	40 %
2025	50 %	80 %

Tabel 45: Risiko for spændingsforstyrrelser ved stigende andel vindenergi.

#### 4.2.3 Effektbalance

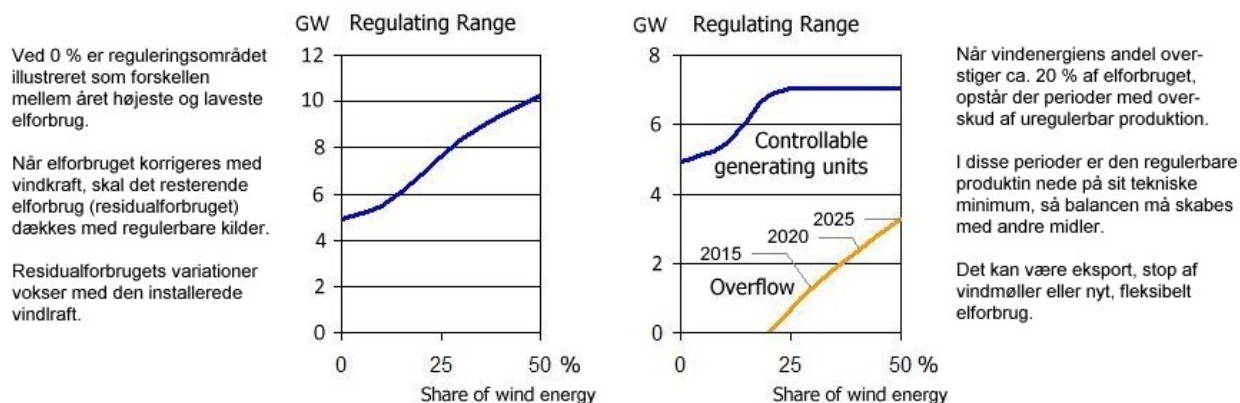
I den daglige drift skal der hele tiden være balance mellem elforbrug og elproduktion. Balancen opnås traditionelt ved, at produktionen varieres, så den netop dækker efterspørgslen. Ubalancer kan også dækkes ved udveksling med nabolandene. Det kræver som hovedregel, at udvekslingen indgår i de aftalte udvekslingsplaner.

Vindkraft produceres i et tidsmønster, som er fluktuerende og helt anderledes og mere irregulært end elforbruget. Derved forstyrres den sædvanlige balance mellem produktion og forbrug, og der skal præsteres mere reguleringsarbejde for at holde balancen. Uintelligent brug af nye forbrugstyper (el- og plug-in hybridbiler, varmepumper, mv.) forstærker problemet.

<sup>5</sup>Herunder indvirkning fra: 1) VPP'er på distributionsniveau, 2) Alle nye HVDC-VSC interconnectors og 3) Identifikation og indførelse af et tilstrækkeligt antal synkronkompensatorer og SVC-anlæg på udvalgte stationer i transmissionsnettet.

<sup>6</sup>Demonstration af virkning af PMU-baseret on-line systemmonitoring, DSA (Dynamic Stability Assessment) samt PMU-baseret spændingsregulering.

Det kræver reguleringsressourcer at absorbere vindkraftens variationer, og hidtil er en stor del af variationerne blevet absorberet af nabolandene. Vindkraftudbygning i nabolandene vil skabe konkurrence om køb af regulering og gøre det vanskeligere at få adgang til udenlandsk reguleringskapacitet. Der skal kunne reguleres over ca. dobbelt så stort effektområde ved 50 % vindenergi som ved 0 % (ældre estimat). Den internationale konkurrence om reguleringskapacitet får betydning for adgangen til regulering.



Figur 23: Reguleringsområde ved stigende andel vindenergi.

Behovet for reguleringskapacitet vokser jævnt med tilgangen af vindkraft.

Der anbefales gennemført mere grundige analyser til kvantificering af behovet for reguleringskapacitet samt kortlægning af potentielle virkemidler, som kan bidrage til reguleringen. Markedsordninger og styresystemer til aktivering af nye reguleringskapaciteter anbefales ligeledes undersøgt.

#### 4.2.4 Fastholdelse af forsyningssikkerhed

Forsyningssikkerheden forstås her som systemets driftssikkerhed. Andre dimensioner er tilstrækkelighed af effekt og energi, men de betragtes ikke som tekniske udfordringer.

Højere andel af irregulært fluktuerende produktion (vindkraft) vil påvirke driftssikkerheden. En højere andel af vindkraft i nabolandene (især i Tyskland) kan også berøre driftssikkerheden i Danmark.

I den daglige drift skal der indsættes reserver og disponeres i overensstemmelse med lokale og internationale regler. Disse regler bygger fortrinsvis på mange års erfaring. Imidlertid vil reglerne for fastlæggelse af reserver samt procedurer under driftsforstyrrelser ikke længere være gyldige under de nye vilkår. Resultatet vil blive flere og mere alvorlige driftsforstyrrelser. Som verdens VE-laboratorium risikerer Danmark at skulle være det sted, hvor man skal indhøste praktiske erfaringer til gavn for andre landes driftssikkerhed.

I værste fald udvikler afbrydelserne sig ukontrolleret som i Californien i 2001, dvs. med hyppige brownouts.

Der forventes en jævn vækst af risiko i takt med tilgangen af vindkraft i Danmark og Tyskland. Der vil være en ret pludselig og uvarslet overgang fra sjældne til hyppige driftsforstyrrelser, måske et sted mellem 30 og 40 % vindenergi.

	Forventet andel af vindenergi	Skønnet risiko for driftsforstyrrelser
2015	30 %	Ingen signifikante ændringer
2020	40 %	50 % risiko for lavine af fejl (en eller flere om året)
2025	50 %	90 % risiko for laviner af fejl (flere gange årligt)

Tabel 46: Risiko for lavinefejl pga. stigende andel af vindenergi.

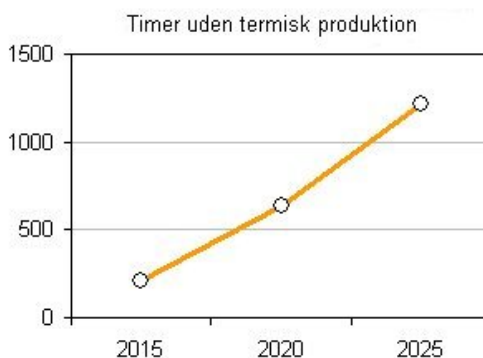
De nødvendige opdateringer af sikkerhedsregler og -procedurer vil kræve flere års systematiske forberedelser.

Det anbefales derfor, at der snarest iværksættes aktiv kortlægning af de nye risici og udvikling af nye sikkerhedsstrategier. Det anbefales desuden, at der skal tages initiativ til nødvendig opdatering af regler for netdimensionering, lokale krav til driftsreserver og internationale regler for gensidige driftsreserver under hensyntagen til de nye vilkår.

#### 4.2.5 Reduceret inert

Mere konverterbaseret elproduktion, især vindkraften, medfører timer med få eller ingen centrale værker i drift og dermed en mindre fysisk roterende svingmasse i systemet.

Bortfald af fysisk svingmasse i systemet bevirker reduceret tyngde i summen af de idriftværende roterende generatoranlæg, hvormed det bliver nemmere at ændre systemets omdrejningshastighed og dermed frekvensen. Derfor vil en mindre svingmasse medføre det problem, at det bliver sværere at fastholde systemets stabilitet ved normalt forekommende fejl.



Figur 24: Årligt antal timer uden termisk produktion (ingen tvangskørsel)

Ved 50 % vindenergi i Vestdanmark forventes det årlige antal timer uden termiske værker i drift at være ca. 1200 timer, når der ses bort fra tvangskørsel. Problemet forværres i Vestdanmark af, at nye vindmøller i Nordtyskland også fortrænger tyske kraftværker. Alternative ressourcer til de manglende ydelser er ikke endeligt kortlagt.

Problemet eksisterer allerede i dag og vil forstærkes i takt med vindkraftudbygningen.

Anbefalingerne er de samme som for transient stabilitet.

#### 4.2.6 Transient stabilitet

De store kraftværker og primærnettets styrke bidrager til systemets transiente stabilitet. Med færre store kraftværksblokke i drift svækkes systemets modstandsdygtighed over for pludselige fejl. Stabiliteten afhænger også af de elektriske egenskaber af andre komponenter som f.eks. kabelstrækninger og konverterbaserede belastninger (motordrev i industri, el- og plug-in hybridbiler mv.).

Færre centrale værker bevirker mangel af reguleringsegenskaber, kortslutningseffekt og inert. I kabelnettet opstår forøget risiko for resonansproblemer og koblingsoverspændinger. Konverterbaserede belastninger vil typisk være reguleret med konstant effektoptag, hvilket bevirker en forøget belastning af systemet under fejlforløb.

På grund af utilstrækkelig observerbarhed vil elsystemet uforvarende blive drevet tættere og tættere på sin reducerede stabilitetsgrænse. Der vil opstå flere og flere "nær ved"-hændelser, hvor systemet pludselig er transient ustabil som følge af normale fejlhændelser i eget net eller i naboområder. Det vurderes, at risikoen for resulterende systemsammenbrud vil være stærkt forøget.

Risikoen vil vokse i takt med udbygningen med havvindmølleparker, kabelhandlingsplanens realisering og forøgelsen af konverterbaseret belastning. Uden kompenserende foranstaltninger vil risikoen for driftsforstyrrelser og systemkollaps være betydelig (langt over 50 %) i 2025.

	Forventet andel af vindenergi	Skønnet risiko for driftsforstyrrelser
2015	30 %	30 %
2020	40 %	50 %
2025	50 %	90 %

Tabel 47: Risiko for driftsforstyrrelser pga. transiente problemer.

På grund af problemets alvorlige og snigende karakter anbefales det at gennemføre statisk og dynamisk analyse af spændingsforholdene i fuld model af elsystemet i 2025 for begge danske systemer.<sup>7</sup> Desuden anbefales demonstration af moderne metoder til overvågning og styring.<sup>8</sup>

#### 4.2.7 Effekt-/frekvensstabilitet (rampeproblem)

Prisskift i elmarkedet, specielt ved timeskift, kan give incitament til bratte ændringer af forbrug og udveksling. Elproduktionen kan ikke følge med, når store mængder forbrug enten indkobles eller udkobles samtidig. Problemet anses for at være et markedsrelateret problem.

600.000 danske el- og plug-in hybridbiler i 2025 forventes at kunne lade 16A på 3 faser svarende til 11kW. Hvis blot 15 % af disse begynder at lade samtidigt, svarer det til, at 1GW forbrug aktiveres, hvilket er uacceptabelt i det danske elsystem.

<sup>7</sup> Herunder indvirkning fra: 1) VPPER på distributionsniveau, 2) Alle nye HVDC-VSC interconnectors og 3) Identifikation og indførelse af et tilstrækkeligt antal synkronkompensatorer og SVC-anlæg på udvalgte stationer i transmissionsnettet.

<sup>8</sup> Demonstration af virkning af PMU-baseret on-line systemmonitoring, DSA (Dynamic Stability Assessment) samt PMU-baseret spændingsregulering.

Selv kortvarig forskel mellem forbrug og produktion giver anledning til ændring af frekvensen. Jo større forskellen er, jo hurtigere ændrer frekvensen sig. Normalt skal et kontrolområde i ENTSO-E selv balancere systemet i forhold til aftalt handel over grænsen.

Springer forbruget meget, er det umuligt at fastholde balancen i et kontrolområde. Der kan f.eks. være så stort effektoverskud, at frekvensen i et større område stiger enten så hurtigt eller så meget, at elproduktionsanlæg med nødvendig frekvensbeskyttelse kobler fra. I bedste fald initieres en svingning i elsystemet, som hurtigt dæmpes før spændingen stiger og giver anledning til trip af linjer (Se også udæmpede pendlinger). I værste fald bliver konsekvensen et systemsammenbrud.

Allerede i dag anses fænomenet i Danmark og flere andre steder i Europa at være et problem. I takt med, at mængden af prisfleksibelt forbrug øges, forstærkes problemet.

Der anbefales en indsats til forbedring af den tilgængelige viden på området. Der mangler viden og analyser på ENTSO-E niveau. Hvad betyder f.eks. 1 GW i Østdanmark for frekvensen?

#### 4.2.8 Udæmpede pendlinger

I et sammenhængende elsystem (Eksempelvis dem for hhv. Vesteuropa og Norden) eksisterer der altid en række lavfrekvente svingningsresonanser mellem generatorer eller grupper af generatorer. Svingninger kan anslås ved hændelser i systemet. Når den samlede roterende masse (inerti) i systemet bliver kraftigt reduceret, og andelen af generatorer med antipendlingsudrustning reduceres, bliver elsystemets evne til at dæmpe disse svingninger (pendlinger) stærkt forringet.

Pendlinger i systemet opstår regelmæssigt, og i det Nordiske system kendes endda stående pendlinger, der nøje monitoreres og kontrolleres. Hvis elsystemets evne til at dæmpe disse pendlinger forringes, vil der opstå flere og flere situationer, hvor opståede pendlinger ikke kan dæmpes. Resultatet bliver udæmpede pendlinger. Hvis sådanne udæmpede pendlinger ikke kan håndteres i kontrolcentrene, kan de resultere i, at relæbeskyttelsen forårsager kaskadeudkoblinger af de få kraftværker i drift og af transmissionslinjer med et systemblackout til følge.

Udæmpede pendlinger i Nordeuropa er allerede detekteret. Problemet vil være voksende med vindkraftudbygningen i regionen.

	Forventet andel af vindenergi	Skønnet risiko for driftsforstyrrelser
2015	30 %	30 %
2020	40 %	60 %
2025	50 %	90 %

Tabel 48: Risiko for driftsforstyrrelser pga. udæmpede pendlinger.

Der anbefales iværksat følgende analyseprogram:

- Gennemførelse af dynamisk analyse af svingningsstabiliteten inkl. egenværdi-analyse i fuld model af elsystemet i 2025.

- PMU-baseret on-line systemmonitoring og DSA (Dynamic Stability Assessment).
- Indførelse af PMU-baserede Power Oscillation Dampers (PODs) på udvalgte SVC-anlæg.
- Introduktion af antipendlingsudrustninger på styringen af offshore vindmølleparker i Tekniske Forskrifter for vindmøller.

#### **4.2.9 Reducerede centrale driftsreserver/systemtjenester**

De store kraftværker er indtil videre hovedleverandører af de nødvendige driftsreserver og andre systemtjenester.

Mere konverterbaseret elproduktion, især vindkraften, medfører timer med få eller ingen centrale værker i drift og dermed bortfald af udbud af systemtjenester fra centrale værker, dvs. normaldriftsreserver (primær regulering, automatisk reserve, manuel reserve, reaktiv reserve og kortslutningseffekt) og driftsforstyrrelsesreserver (frekvensstyret reserve, hurtig reserve og langsom reserve) <sup>9</sup>.

Følgen kan blive mangel på ressourcer til opfyldelse af driftens sikkerhedskriterier.

Problemets omfang kan illustreres med estimater over antallet af timer uden centrale værker i drift, idet tvangskørsel ikke forudsættes anvendt, som vist i Figur 24.

Det anbefales undersøgt, hvilke alternativer der er til hver af de nødvendige systemtjenester, som de centrale værker ikke længere kan levere. Se også forsyningsikkerhed.

### **4.3 Udfordringer for netselskaber**

Netselskabernes udfordringer beror generelt på mange årsager, men mange af disse skaber en begrænset mængde fælles mangler.

Mange problemer opstår grundet lavere kortslutningseffekt fra transmissionsniveau, som er en direkte effekt af, at centrale værker fortrænges til fordel for vindmøller. Høj kortslutningseffekt giver et stærkt net, som er bedre til at holde spændingen fast, dæmper harmoniske i nettet og sikrer, at de eksisterende beskyttelsessystemer virker. Denne ene faktor er således årsagen til mange udfordringer.

Ligeledes opstår mange problemer på grund af nyt forbrug, der trækker en stor effekt. Det er ikke den samlede effekt, der skaber problemet, men den store risiko for samtidighed, samt hvordan det nye forbrug er tilsluttet nettet. Der er således en række ting, som førhen har haft forsyning fra andre kilder (benzin/diesel, olie), der i stedet forventes at blive forsynet med elektricitet.

Fælles for disse to ting er introduktionen af mere konverterbaseret produktion, som fortrænger produktionen fra de centrale værker, samt introducerer en række nye problemstillinger. Introduktionen af konverterbaseret forbrug i stort omfang er kun med til at forværre dette.

#### **4.3.1 Utilstrækkelig netkapacitet**

Årsagen til utilstrækkelig netkapacitet er ønsket om mere vindkraft i elforsyningen, el- og plug-in hybridbiler, varmepumper, mikroproduktion og timebaseret marked.

---

<sup>9</sup> Se Systemplan 2006, tabel 5.3

Dette resulterer i et større elforbrug hos den almindelige boligkunde, ved el- og plug-in hybridbiler og varmepumper, nye eltransportmønstre grundet dette, og mere vind lokalt - dvs. vind ikke samlet i store centrale parker, og tilsluttet på højspændingsniveau.

Tilslutningen af el- og plug-in hybridbiler og varmepumper, med muligheder for prisfleksibelt elforbrug i forhold til markedet, kan yderligere belaste nettet hårdt. Dette problem opstår, da timer med meget vind kan forårsage billig el, og derved stort effekttræk fra dette nye forbrug. Sker dette i f. eks. kogespidsen, hvor belastningen af distributionsnettet allerede er på sit højeste, kan der opstå problemer med utilstrækkelig overføringskapacitet i distributionsnettet.

#### 4.3.2 Spændingskvalitet (harmoniske/spændingsdyk)

Årsagen til problemer med spændingskvaliteten findes primært i introduktionen af konverterbaseret forbrug og produktion ved slutkunden. Dette værende primære forbrug fra el- og plug-in hybridbiler og varmepumper samt lokal produktion, men også til dels konverterbaseret forbrug generelt, da konvertere er den primære kilde til harmoniske strømme fra forbrugerne. Ligeledes påvirkes dette af, hvor stor en andel af produktionen de centrale værker udgør, da mangel på kortslutningseffekt og inerti i systemet medfører mere udprægede størrelser af harmoniske og spændingsdyk.

De harmoniske strømme medfører større tab i de elektromekaniske komponenter i systemet med en reduceret levetid til følge. Spændingsdyk medfører ikke et direkte problem, men enheder hos forbrugeren der forsynes igennem konvertere vil trække større strømme under spændingsdyk. Dette vil medføre et problem, da det apparat der forsynes ofte skal have en given effekt. En reduktion i netspændingen vil derfor få konverteren til at trække en øget strøm, for at levere den samme udgangseffekt.

Problemer vil opstå følgende tilslutningstakten af el- og plug-in hybridbiler, varmepumper og lokal produktion, samt udfasningen af de centrale værker. Problemet vil ikke opstå som et pludseligt problem i hele nettet, men vil opstå lokalt i radialer.

Anbefalinger til videre analyser:

- Undersøgelser af de eksakte konsekvenser af en øget mængde konverterbaserede apparater (forbrug og produktion), specielt deres indbyrdes påvirkning.
- Undersøge den eksakte betydning af reduktion af kortslutningseffekt på distributionsniveau.
- Klarlægge sammenhæng, eller mangel på samme, mellem krav til netselskaber og CE mærkning, baseret på IEC61000, af forbrugsenheder.

#### 4.3.3 Asymmetrisk belastning

Asymmetrisk belastning af faserne forekommer, når de enkelte faser ikke belastes lige meget. Dette er mest et problem ved tilslutning af en- eller tofaset udstyr; her lokal produktion, el- og plug-in hybridbil og varmepumper.

Da tab minimeres ved lige belastning af alle faser, medfører asymmetrisk belastning øgede tab. Ydermere påvirker det nettets overføringsevne; hvis en enkelt fase således er belastet 50% højere end de andre, vil overføringsevnen reduceres til ca. 87%.

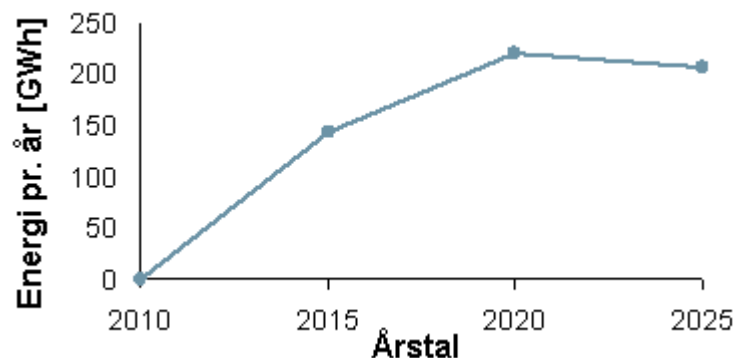
Lavspændingsnet med reduceret nul-leder har også en forhøjet risiko for overbelastning.

Problemet vil følge introduktionen af ikke trefasede el- og plug-in hybridbiler, varmepumper og lokal produktion.

Første generation (2015) vil primært være enfasede, anden generation (2020) vil overvejende være trefasede, mens tredje generation (2025) forventes alle at være trefasede. Ved tredje generation forventes det samtidig at en del af første generations el- og plug-in hybridbiler er udskiftet/opgraderet.

Figur 25 viser den mængde energi, per år, som ikke vil kunne overføres i et belastet net, med 50% asymmetri.

Det antages, at tredje generation el- og plug-in hybridbiler og varmepumper rent faktisk kan bidrage til øget symmetri i belastningen ved at sikre, at der trækkes effekt fra de(n) fase(r) som er mindst belastet. Dette er årsagen til, at den mængde energi, per år, som ikke vil kunne overføres i et belastet net, med 50% asymmetri, vil blive reduceret med tiden.



Figur 25: Ikke overført energi.

Anbefalinger til videre analyser:

- Kortlægning af udviklingen i nettilslutningstyper for nyt forbrug og lokal produktion.
- Udvikling af procedurer for nettilslutning af slige apparater.
- Udvikling af procedurer eller direkte krav, samt internationale standarder, for aktiv styring af 3 fasede konverteres belastning af de enkelte faser.

#### 4.3.4 Spændingskvalitet (stationær spændingsvariation)

Variation i den stationære spænding forårsages af nye eltransportmønstre, lokal produktion og nyt forbrug, i form af el- og plug-in hybridbiler og varmepumper.

Dette giver periodevis højere og lavere effektaftag, af en størrelsesorden som kan påvirke radialer lokalt.

Større variation kan bringe spændingsniveauet ud over de fastsatte standarder, med eventuelt udfald eller overbelastning af forbrugsenheder til følge.

Net bygget før 2004 (indførsel af flickerkriterium), vurderes umiddelbart som at have størst risiko. Ligesom udfasning af centrale værker også vil medvirke til at gøre problemet mere tydeligt.

#### 4.3.5 MVAR balance

MVAR balancen bliver udfordret af den øgede tilslutning af produktion i distributionsnettene. Dette bevirker en øget effekttransport og derved større variation i mængden af reaktiv effekt til/fra distributionsnettet.

Denne ændring kan gøre det svært at overholde de gældende MVAR bånd uden investering i dynamiske reaktive komponenter i distributionsnettet.

Da der er store tab forbundet med transport af reaktiv effekt i nettene, bør der i højere grad end nu, installeres regulerbar reaktiv effekt i distributionsnettet.

Problemet er kædet direkte sammen med mængden af decentral produktion, her primært vindmøller, der tilsluttes i distributionsnettet. Dette anses allerede som et begyndende problem i dag, hvor der bør foretages yderligere analyser.

Vindmølleudbygning i større parker påvirker ikke dette, da de store parker tilsluttes på højere spændingsniveau. Ligeledes mindskes problemet i takt med, at andelen af møller med full-converter stiger.

Anbefalinger til videre analyser:

- At undersøge behovet for spændingsregulerende enheder i distributionsnettet.

#### 4.3.6 Beskyttelsessystemer

Nye effektretninger og lavere kortslutningseffekt tilgængelig i dele af distributionsnettet bevirker, at funktionen af kortslutningsbeskyttelsen i distributionsnettet kan blive kompromitteret.

Dette kan bl.a. medføre en sen, eller manglende, udkobling af fejl; såvel som manglende indikation på kortslutningsindikatorer. I værste fald kan manglende udkobling af fejl medføre kaskadeudkobling af generatorer i et større område.

Det anslås primært at påvirke de øvre spændingsniveauer i distributionsnettet (50-60 kV nettet). Det er vurderet, at det umiddelbart ikke bør påvirke de lavere spændingsniveauer (0,4-10 kV nettet), pga. den store impedans op til transmissionsnettet, samt at den samlede kortslutningsstrøm, der er nødvendig for beskyttelsessystemerne, reduceres jo lavere spændingsniveauet er.

Problemet forventes at stige i takt med mere decentral produktion, herunder at vindmøller og vindmøller i store parker erstatter produktionen fra de centrale værker.

Figur 24 viser antal timer årligt, hvor der ikke forventes at være nogle centrale værker i drift, da det ikke forventes at være økonomisk rentabelt for dem at være dette.

Anbefalinger til videre analyser:

- Undersøg betydningen for distributionsnettet, ved reduktion af kortslutningseffekten i transmissionsnettet.

#### 4.3.7 For lav kortslutningseffekt

Kortslutningseffekt leveres i dag primært fra de centrale værker i drift. Der vil derfor være mindre kortslutningseffekt tilgængeligt i transmissionsnettet - og dermed også i distributionsnettet, når disses produktion forskubbes af flere decentrale produktionsanlæg, herunder vindmøller, samt vindmøller i store parker.

Mindre kortslutningseffekt gør det sværere at holde spændingen i distributionsnettet konstant, da det bliver mere følsomt overfor ind-/udkobling af større effekter. Herudover vil kortslutninger i nettet give anledning til spændingsdyk i større områder.

Ind- og udkobling af større mængder af effekt, såsom el- og plug-in hybridbiler, elpatroner og varmepumper vil give jævnlige variationer i spændingen. Problemet opstår således både på grund af stigende mængder store effekter i nettet, men også grundet mindre centrale værker i drift, som vist i Figur 24.

Anbefalinger til videre analyser:

- Undersøg behovet for spændingsregulerende enheder i distributionsnettet 2015 – 2020 – 2025.
- Undersøge om lavere kortslutningseffekt fra transmission til distributionsnettet har andre betydelige u hensigtsmæssigheder for driften af distributionsnettet end manglende spændingsstabilitet.

#### 4.3.8 Utilsigtet ø-drift (personsikkerhed)

En tilpas stor mængde lokal produktion i en radial åbner for risikoen for, at der på radialen opretholdes en spænding på trods af, at radialen ikke længere er tilsluttet det øvrige elnet.

Dette skaber en fare for personsikkerheden for medarbejdere, der arbejder på en lavspændingsradial, der forventedes at være spændingsløs. Der vil herved være risiko for medarbejdernes helbred, da risikoen for at få livstruende stød, vil være overhængende stor.

Dette giver et merarbejde for netvirksomheden, idet det skal sikres, at alle lokale anlæg, som kunne medføre en spændingssætning af en udkoblet radial, skal udkobles, inden arbejde påbegyndes. Alternativt skal alt arbejde udføres som arbejde under spænding, med dertilhørende krav om minimum 2 personer.

Dette vil, i alle tilfælde, give en meromkostning ved alt arbejde på nettet.

Problemet opstår ikke i hele nettet øjeblikkeligt, men vil opstå pletvis begrænset i distributionsnettet, hvor en stor del forbrugere får tilsluttet lokal produktion, der ikke automatisk afbryder ved fejl i nettet.

Anbefalinger til videre analyser:

- Sikre at der eksisterer regelsæt, som kræver afbrydelighed af lokal produktion.
- Evaluere krav om jording af alle net der skal arbejdes på, inkl. 0,4kV nettet.
- Mulighed for udarbejdelse/revidering af krav om afbrydelighed, hvis der ikke eksisterer klare, entydige, regler herfor.

#### 4.3.9 Levering og styring af systemydelse

Udvidelser af markeder for systemydelser, til at omfatte kunder i lavspændingsnettet, åbner for øget samtidighed imellem de apparater, der leverer reguleringsydelser til systemet.

---

Dette skaber øget sandsynlighed for overbelastninger og overskridelse af dimensioneringskriterier i distributionsnettet. Det vil således være nødvendigt for netselskaberne at opsætte dedikeret måleudstyr til at sikre, at dette ikke sker.

Problemet opstår i takt med at markeder for systemydelse introduceres for kunder i lavspændingsnettet.

Samtlige anbefalinger til nærmere analyse i nærværende afsnit er angivet i appendiks 2.

#### 4.4 Sammenfatning

Der er med udgangspunkt i hovedscenariet identificeret en række tekniske udfordringer som følge af udviklingen. De tekniske udfordringer der er identificeret er vist i Tabel 49. De fælles årsager for udfordringerne, samt disses sammenhæng med de enkelte udfordringer er vist i Appendiks 3.

De følgende afsnit belyser de enkelte udfordringer i detaljer – deres årsag, kvantificering af de primære affødte problemer, timing af disse, samt anbefalinger til nødvendige videre analyser.

<b>Systemansvarlig</b>	<b>Netselskaber</b>
Reduceret kortslutningseffekt	Utilstrækkelig netkapacitet
Spændingsregulering	Spændingskvalitet (harmoniske/spændingsdyk)
Effektbalance	Asymmetrisk belastning
Fastholdelse af forsyningssikkerhed	Spændingskvalitet (stationær spændingsvariation)
Reduceret inert	MVAr balance
Transient stabilitet	Beskyttelsessystemer
Effekt-/frekvensstabilitet (rampeproblem)	For lav kortslutningseffekt
Udæmpede pendlinger	Utilsigtet ø-drift (personsikkerhed)
Reducerede centrale driftsreserver/systemtjenester	Levering og styring af systemydelser

*Tabel 49: Opsummering af udfordringer.*

---

## 5. Komponenter til fremtidens udfordringer i elnettet

Dette afsnit belyser de løsninger og komponenterne, der er nødvendige for at realisere fremtidens elnet enten udbygget traditionelt eller som Smart Grid.

Desuden gives et estimat på omkostningerne i hhv. transmissions- og distributionsnettene for etablering af Smart Grids funktionaliteter. I estimerne er der taget udgangspunkt i netberegninger for fremtidens elnet, så scenarierne i nærværende afsnit er ækvivalente med scenarierne i netberegningerne.

Den traditionelle udbygning svarer således til scenariet for ikke-styrede forbrug til el- og plug-in hybridbiler. Smart Grid svarer tilsvarende til scenariet for styrede forbrug til el- og plug-in hybridbiler

Prissætning af netforstærkninger kan ses i afsnittet om netberegninger for fremtidens elnet.

### *Forudsætninger for fremtidens elnet*

Ud over forudsætningerne fra hovedscenariet i afsnit 2 og de elektrotekniske udfordringer beskrevet i afsnit 4 bygger nærværende analyse på nedenstående forudsætninger:

Forudsætning ved både traditionel udbygning og Smart Grid

- Vindmøller på land udskiftes til nye typer, som kan regulere, såvel aktiv som reaktiv effekt, aktivt.
  - Mindre nødvendighed for central regulering af systemspændingen vha. de store centrale enheder, da der aktivt kan reguleres mere decentralt.
- Kabellægning af transmissionsnettet antages etableret med aktiv kompensering.
  - Bedre mulighed for effektflow i begge retninger.
- Målere i transmissionssystemet er en forudsætning for, eller del af, kabelhandlingsplanen.
  - Altså installeret og betalt under kabellægning.
- Forbrugsmålere vil løbende blive udskiftet, da de nuværende er ved at nå en alder, hvor det bliver nødvendigt.
  - Alle klassiske elmålere forventes udskiftet inden 2020.
- Ved lav spænding/fejlfrekvens foretages automatisk udkobling af lokal elproduktion.
  - Forudsætter tekniske forskrifter, der sikrer, at lokal elproduktion ikke føder ind på eventuelle fejl i nettet.
- Kommunikationsadgang til styring af større decentrale enheder, som f.eks. kraftvarmeværker, vil være en del af disse anlægskostninger, som det er i dag.

#### Forudsætninger ved Smart Grid

- 80 % af alle el- og plug-in hybridbiler kan styres af/agere på markedet. Heraf er minimum 20 % tilsluttet til nettet og tilgængelige på ethvert givent tidspunkt. Dette giver:
  - Mulighed for op til 960MW op-/nedregulering på ethvert tidspunkt, for el- og plug-in hybridbiler med en gennemsnitlig effekt på 10 kW.
- Alle produktionsenheder, inkl. lokal elproduktion og el- og plug-in hybridbiler, kan både regulere effekt og levere spænding/VAr regulering.
  - Mindre krav til lokal regulering af spænding.
- Måler og styreboks<sup>10</sup> er to separate enheder hos forbrugeren.
  - Kan være tilsluttet hinanden og/eller være i samme fysiske enhed. Her forudsættes dog to separate bokse, eventuelt med mulighed for direkte indbyrdes kommunikationsforbindelse.
- Smartere frekvensaflastning ved mulighed for op-/nedregulering af forbrug.
  - Mulighed for at forbrugere kan agere som regulerkraft.

I hovedscenariet i afsnit 2 findes forbrugsfremskrivninger for el- og plug-in hybridbiler og varmepumper. Disse er omsat til 600.000 el- og plug-in hybridbiler med et årsforbrug på ca. 2.700 kWh, og 300.000 varmepumper med et årsforbrug på ca. 6.000 kWh. Dette giver i alt de 900.000 forbrugsenheder, som kræver styring for at indgå i Smart Grid.

#### Afgrænsning

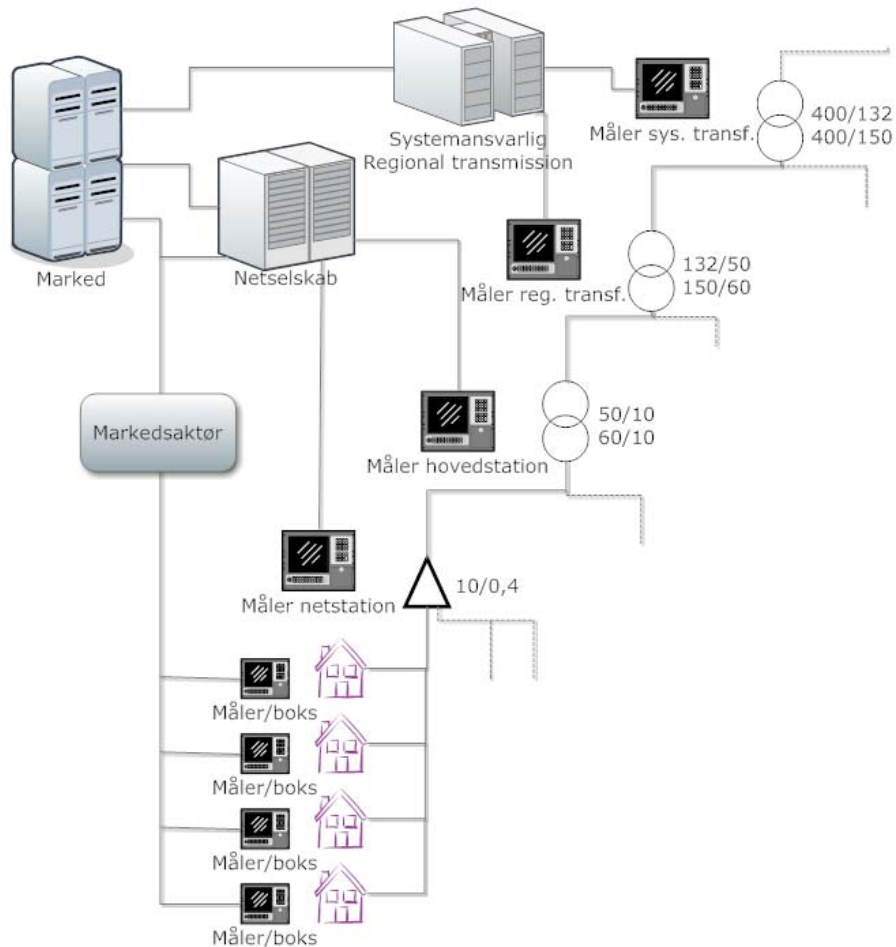
Der foretages *ikke* kvantificering af udgifter i forhold til driftsstrategier, sikkerhedsordninger, markedsregler og softwareudvikling.

### 5.1 Smart Grid struktur

Smart Grid kan udføres og implementeres på mange forskellige måder i elnettet. Det har derfor været nødvendigt at definere, hvad der i Smart Grid som minimum forventes at indgå af komponenter, målinger, styring og kommunikation, samt hvor i nettet disse elementer forventes implementeret. Der er forudsat en opbygning af Smart Grid, som vist i Figur 26.

---

<sup>10</sup> Styreboks indeholdende den intelligens/automatik, der skal til for at brugeren kan agere "automatisk" og fleksibelt på markedet.



Figur 26: Måling, styring og kommunikation i et Smart Grid-scenarium.

Den systemansvarlige virksomhed og de regionale transmissionsselskaber, som driver elnettet over 100 kV, er i Figur 26 grupperet under samme overskrift. Dette er valgt, idet nye behov for måling, styring og kommunikation i Smart Grid primært vil opstå i de underliggende distributionsnet - hos netselskaberne, i netselskabernes lokale distributionsnet samt ude hos slutkunden.

Ved Smart Grid som vist på Figur 26 placeres markedshåndteringen centralt i nettet og med direkte kommunikationsveje til den enkelte forbruger. Dette er valgt ud fra den forudsætning og antagelse om, at netselskaberne – som følge af selskabernes monopolstatus (og regulering heraf) ikke vil kunne tillades at levere kommercielle ydelser til forbrugerne, som f.eks. markeds- og prissignaler.

Der kan dog opstå scenarier, hvor elforsyningsvirksomheder, herunder netselskaberne, af systemtekniske årsager har behov for at kommunikere direkte med den enkelte forbruger.

Ved Smart Grid antages det, at f.eks. flaskehals-problematikker i nettet (både på transmissionsniveau og i de lokale distributionsnet) som udgangspunkt håndteres gennem markedet. Løsning af flaskehals-problematikker i de lokale distributionsnet forudsætter, at de enkelte netselskaber til en hver tid har overblik over belastningen i deres respektive net for at undgå overbelastning af nettet. Dette forudsætter realtidsmålinger<sup>11</sup> af belastningsgraden i nettet.

På slutkundeniveau vil der opstå behov for styring af elforbrug og lokal elproduktion i form af solceller, husstands vindmøller, osv. Styringen antages til dels at ske gennem markeds- og prissignaler (eventuelt igennem en markedsaktør, f.eks. en balanceansvarlig eller et el-handelsselskab, der agerer på vegne af en gruppe forbrugere), og dels gennem bilaterale aftaler om direkte styring.

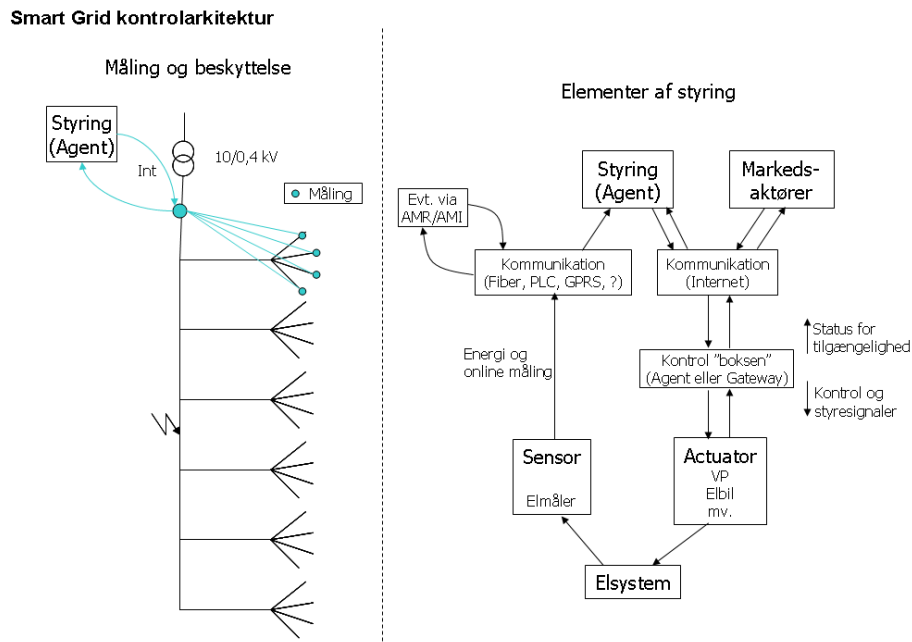
Figur 27 illustrerer to aspekter, som primært har at gøre med sikkerhed og kommunikation. Venstre del af figuren viser et eksempel på mulig detektering af lokale overbelastninger i nettet gennem differensmåling på en indgang i en lavspændingsradial og samtlige udgange på denne. Således kan systemet detektere både lokale overbelastninger, før der opstår en systemfejl på grund af netbegrænsninger, og unormalt høje tab i de enkelte dele af nettet. Dette forudsætter selvfølgelig hurtig og stabil kommunikation herimellem.

I den valgte struktur for Smart Grid er denne type detektering af overbelastning ikke mulig i realtid. Den er dog stadig mulig at benytte til at holde styr på tab i nettet, samt til at skabe et præcist overblik over, hvor nettet er tæt på sin kapacitetsgrænse i forbindelse med f. eks. planlægning af udbygninger og vedligeholdelse.

Derudover er det komplekse forhold mellem netbegrænsninger og markedet også forsøgt illustreret i Figur 27 (th) ved et eksempel på kommunikationen mellem de forskellige elementer. Den væsentligste pointe her er, at netselskaberne måler via egne kommunikationsforbindelser og tager beslutninger i forhold til nettets tilstand og kommunikerer dette via internettet, enten direkte til den styrbare ressource eller indirekte via markedsaktøren. Samtidig skal markedsaktøren være fuldt oplyst om situationen ved ressourcen og tage beslutning om brugen af ressourcen afhængigt af evt. meldinger fra netselskabet, f.eks. information om netbegrænsninger.

---

<sup>11</sup> Realtidsmålinger er real-time målinger, som giver netselskabet mulighed for et komplet øjebliksbillede af nettet eller et område af nettet på ethvert givent tidspunkt.



Figur 27: Teoretisk detektering af fejl vha. målinger (tv) samt eksempel på kommunikation imellem styringselementer (th).

### 5.1.1 Kommunikation

Det er i udgangspunktet forudsat, at netselskabernes kommunikation ved Smart Grid sker gennem kendte kommercielle løsninger (f. eks. fibernet, GPRS el.lign.). Kommunikation på slutkundeniveau (markeds- og prissignaler til slutkunder) forudsættes således at ske gennem kundernes eksisterende internetforbindelse. Dette vil kun optage en meget begrænset båndbredde for den enkelte forbruger, og det giver yderst begrænset mening at have en separat kommunikationsvej, hvor der i forvejen eksisterer en brugbar en.

Pålidelig og hurtig kommunikation i såvel upload- som downloadretning er dog en nødvendig forudsætning for et Smart Grid.

Hjemtagning af data for forbrugsafregning forudsættes hjemtaget gennem netselskabets nuværende kommunikationskanal (f. eks. koncentratorer) eller igennem forbrugerens allerede eksisterende forbindelse (f. eks. internet). Der er ikke regnet med separat kommunikation til fjernaflæsning af forbrug, ligesom de valgte Smart Grid bokse til netstationer ikke vil være i stand til at agere koncentrator uden en meromkostning.

## 5.2 Antal komponenter og prissættelse

Elnettets stabilitet vil på sigt skulle dækkes af flere kommercielle aktører. Disse vil skulle byde ind på de nødvendige ydelser, anlæg eller egenskaber ved hjælp af en markedsplads, et udbud eller en anden form for konkurrencepræget proces. Der sigtes således efter kommercielle løsninger.

På lang sigt er der også, jævnfør afsnit 2, antaget, at de fleste af de i dag eksisterende kraftværksblokke stadig eksisterer om 15 år, om end der vil være tider, hvor de ikke er i drift. De vil dog kunne aktiveres, hvis der forudses f. eks. en længere vindstille periode.

Stabilitet ud over de 1200 timer<sup>12</sup> uden centrale værker i drift, som defineret i afsnittet om elektrotekniske udfordringer i fremtidens elnet, vil skulle dækkes vha. kommercielle mekanismer, og det antages, at disse kan dækkes fuldt ud her.

Der er således taget udgangspunkt i, at alle systemtjenester kan dækkes vha. de nuværende og nye markedsmekanismer på de tidspunkter, hvor der er centrale anlæg i drift.

Afsnit 5.3 beskriver de nødvendige tekniske komponenter, der i tilfælde af udfald af en produktionsenhed eller udlandsforbindelse, sikrer, at nettet er i stand til at holdes stabilt på kort sigt og gøre det robust. Samtidig gives et prisestimat for disse ved Traditionel udbygning og Smart Grid.

Det kommercielle marked antages at være primus motor for netdriften.

Det er således forsøgt at se bort fra tekniske løsninger, hvis det har været skønnet, at en udfordring ville kunne løses af kommercielle aktører; enten af det nuværende marked, af et eventuelt fremtidigt marked eller på anden kommerciel vis.

### 5.2.1 Prissætning af komponenter

De priser der er anvendt til fastsættelse af nødvendige anlægsomkostninger for fremtidens elnet, er priser for anskaffelse samt installation. Hertil kommer driftsomkostninger i komponenternes estimerede levetid.

Alle priser er fastsat, dels ud fra de erfaringer netselskaberne i Danmark har med el-forsyningskomponenter, dels ud fra prisestimater opstillet på baggrund af konkrete henvendelser til producenter og leverandører af el-forsyningskomponenter.

Der er til alle omkostningsberegninger benyttet en diskontering på 5 %. Alle værdier er opgjort i danske kroner.

Da de forskellige komponenter har vidt forskellige levetider, fra 6 til 30 år, er der for hver komponent udregnet en årlig omkostning. Denne omkostning dækker anlægs-, drifts- og vedligeholdelsesomkostninger fordelt over komponentens levetid. På denne måde opnås således en realistisk omkostning for hver komponent frem til 2025, da dette dækker omkostningen indtil da. En enhed med 30 års levetid indeholder således i 2025 kun omkostninger og afbetalinger for halvdelen af sin levetid, mens en enhed med en levetid på 6 år er købt flere gange for at holde hele perioden.

---

<sup>12</sup> Se afsnittet om Elektrotekniske udfordringer i fremtidens elnet.

Herefter er der opstillet et realistisk udrulningsscenarie for de enkelte komponenter således, at de hver især kan repræsenteres som en enkelt nutidsværdi. Dette medtager således værdien af vedligeholdelse og kommunikation på realistisk vis, da disse udelukkende er medtaget for udrullede enheder.

De årlige drifts- og vedligeholdelsesomkostninger for systemkomponenter er, erfaringsmæssigt for el-sektoren, 3 % af anskaffelsesprisen. Denne er derfor indregnet generelt på alle komponenter.

Dette giver samlet set værdierne listet i Tabel 50.

Komponent	Traditionel udbygning (mio kr.)	Smart Grid (mio kr.)
Synkronkompensator	1.437	1.437
Static VAr Compensator	561	280
Transmission drift	0	138
Distribution drift	0	144
132-150/50-60 kV stationer	0	41
50-60/10-20 kV stationer	0	91
10-20/0,4 kV stationer	0	1.519
Smart Grid boks, forbruger	0	1.627
Fjernaflæste elmålere	0 <sup>13</sup>	358
I alt i nutidsværdi	1.998	5.635

Tabel 50: Priser for alle komponenter, samlet, i nutidsværdier (for perioden 2010-2025).

Nutidsværdien af investeringerne er beregnet ved at fastsætte et investeringstidspunkt, et antal og en prisudvikling for hver enkelt komponent, samt ved at fastsætte den årlige driftsomkostning – alt sammen i perioden fra 2010 til 2025. Dette har resulteret i en række årlige pengestrømme, som efterfølgende er tilbagediskonteret til nutidsværdi med en diskonteringsfaktor på 5 % per år. Pengestrømmene i 2025 er brugt til et udregne terminalleddet af nutidsværdien for hver komponent.

---

<sup>13</sup> Er reelt ikke nul, men kun merprisen for Smart Grid medtages for fjernaflæste elmålere.

### 5.3 Net- og systemkomponenter

I de følgende afsnit beskrives de tekniske analyser og ekspertvurderinger mere indgående. Tabel 51 viser et samlet overblik over de elektrotekniske net- og systemkomponenter, som er fundet nødvendige ved traditionel udbygning eller ved Smart Grid.

	Traditionel udbygning	Smart Grid
> 132kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 6 synkronkompensatorer á 250 MVA.</li> <li>• 6 SVC'er á 120MVA.</li> <li>• 2x600MW rullende reserve i min. 1200 timer per år.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 6 synkronkompensatorer á 250 MVA.</li> <li>• 6 SVC'er á 60MVA (evt. bredt ud i endnu flere, mindre enheder).</li> <li>• 150 transmissionsstationer<sup>22</sup>.</li> </ul>
< 132 kV		<ul style="list-style-type: none"> <li>• 850 transformerstationer<sup>22</sup>.</li> <li>• 70.000 netstationer<sup>14</sup>.</li> </ul>
Ved forbrugeren		<ul style="list-style-type: none"> <li>• 900.000 "bokse", udelukkende hos forbrugerne med henholdsvis el- og plug-in hybridbiler og varmepumper.</li> <li>• 100.000 "bokse", til styring af lokal elproduktion.</li> <li>• (2.500.000 Online elmålere, med samme opløsning som markedet)<sup>15</sup>.</li> </ul>

Tabel 51: Nødvendige elektrotekniske komponenter, for fuldt udrullet Smart Grid.

#### 5.3.1 Synkronkompensatorer

Under de givne forudsætninger er tilstedeværelsen af synkronkompensatorer en nødvendig forudsætning de steder i elsystemet, hvor der er tilsluttet thyristor-baserede HVDC-forbindelser i transmissionsnettet. I dag gælder det 5 steder i landet, som vist på Figur 28. Derudover er der fastsat en synkronkompensator til København, grundet det høje niveau af produktion/forbrug.

- Vester Hassing – Konti-Skan-forbindelsen til Sverige.
- Tjele – Skagerrak-forbindelsen til Norge (inkl. Skagerrak 4)
- Bjæverskov – Kontek-forbindelsen til Tyskland
- Fraugde – Storebæltsforbindelsen (Vest)
- Herslev – Storebæltsforbindelsen (Øst)
- København

Krigers Flak er ikke planlagt som en thyristor-baseret HVDC-forbindelse og vil derfor ikke have samme krav om kortslutningseffekt.

For Cobra-forbindelsen foreligger der ikke endelig beslutning om, hvilken teknologi der skal benyttes; denne er dog her *ikke* regnet som en thyristor-baseret HVDC-forbindelse.

Synkronkompensatorer i det eksisterende net bør placeres så tæt på HVDC-forbindelserne som muligt. Dette skal ske for at opnå den største nytte af anlægget og minimere de tab, der ellers vil opstå i nettet som følge af store mængder reaktiv effekt i nettet.

<sup>14</sup> Omfatter intelligente bokse m. online-målinger og kommunikation/styring på de nævnte stationer, transmissionsstationer inkluderer helt op til 400kV. Transmissionsstationer og en del transformerstationer antages at have kommunikationslinjer allerede. Tal baseret på Dansk Elforsyning Statistik 2006.

<sup>15</sup> Fjernflæste elmålere er en nødvendig forudsætning for Smart Grid, se afsnittet "Elmålere".

Eksisterende transmissionsnet for el ultimo 2007

- 400/150 kV- eller 400/132 kV-transformerstation eller 400 kV-koblingsstation
- 150/60 kV- eller 132/50 kV-transformerstation eller 150 kV- eller 132 kV-koblingsstation
- Kraftværk med tilhørende station
- 150 kV- eller 132 kV-ledning
- ..... 150 kV- eller 132 kV-kabel
- ..... 400 kV-kabel
- 400 kV-ledning
- 220 kV-ledning
- 250 kV, 350 kV- eller 400 kV-ledning
- ..... 250 kV, 350 kV- eller 400 kV-kabel
- } Jævnstrøm HVDC
- Uafhængig af antal systemer
- Synkronkompensator
- SVC anlæg



Thyristor-baserede HVDC-forbindelser kræver en tilstrækkelig kortslutningseffekt<sup>16</sup>, samt reaktiv effekt for at fungere. Dette er traditionelt leveret af centrale værker i drift. Idet der er forudsat 1200 timer, hvor der ingen centrale værker er i drift, er synkronkompensatorer nødvendige for at opretholde HVDC-forbindelserne i disse timer.

Den samlede reaktive effekt for synkronkompensatorer på 1500 MVA er ca. 35 % af den aktive effekt, der maksimalt kan overføres igennem HVDC-forbindelserne. For ukompenserede forbindelser ville dette bevirke en begrænsning af overførslen. Synkronkompensatorerne skal dog primært sikre, at nettet ved forbindelserne er stærkt nok til at thyristor-forbindelserne kan fungere korrekt.

<sup>16</sup> En høj kortslutningseffekt bevirker en høj styrke i nettet, hvilket er nødvendigt for at forbindelserne kan fungere korrekt.

Reaktiv effekt, så de thyristor-baserede HVDC-forbindelser kan operere ved fuld effekt, vil primært blive dækket af en række andre kilder:

- Installeret reaktiv kompensering ved tilslutningspunkterne (aktiv eller passiv).
- SVC'erne beskrevet i næste delafsnit.
- Nyere havvindmølleparker, samt landbaserede møller tilsluttet på transmissionsniveau.
- Vekselstrømsforbindelserne til Tyskland og Sverige
- Enkelte, i dag eksisterende, enheder til kompensering i nettet.

Disse enheder vil alle kunne bidrage delvist med reaktiv effekt, hvorved der vil være dækket ind, så de thyristor-baserede HVDC-forbindelser kan overføre deres fulde kapacitet.

Effekten er delt lige mellem de forskellige enheder men vil i praksis skulle beregnes i detaljer for hvert enkelt anlæg.

Det udvekslingspotentiale<sup>17</sup> der potentielt mistes, hvis ikke Storebæltsforbindelsen og udlandsforbindelserne opretholdes, er ca. 3 GW for Vestdanmark og ca. 1,1 GW for Østdanmark. Dette dækker kun de thyristor-baserede jævnstrømsforbindelser og inkluderer således ikke vekselstrømsforbindelserne til hhv. Tyskland (Vest) og Sverige (Øst) eller mere moderne VSC jævnstrømsforbindelser.

Anlægsomkostningerne for synkronkompensatorer er sat til 1 million kroner per MVA for de størrelser, der er nødvendige i de to scenarier. Dette er baseret på nyanskaffelsespriser indhentet gennem Energinet.dk. Anlægsomkostningerne dækker over anskaffelse samt installation. Vedligeholdelse koster erfaringsmæssigt ca. 3 % af den oprindelige anskaffelsespris og installationsomkostning.

Synkronkompensatorer dimensioneres med lang levetid for øje. Erfaringsmæssigt har synkronkompensatorer en levetid på mere end 30 år, forudsat løbende vedligeholdelse.

### **Nutidsværdi**

Synkronkompensatorerne har en levetid langt ud over til 2025, men ved at foretage beregningerne som årlige omkostninger og omregne disse til en nutidsværdi, fås en samlet omkostning på 1.437 millioner kroner for synkronkompensatorer.

Denne omkostning inkluderer vedligeholdelse, samt afskrivning af anskaffelse og installation frem til 2025.

### **5.3.2 Static VAR Compensators (SVC'er)**

SVC'er anvendes til spændingsstabilisering i elsystemet (kompensering). I de 1200 timer, hvor der er forudsat ingen centrale værker i drift, anslås synkronkompensatorer ikke for at være fuldt ud i stand til at opretholde stabil spænding i hele nettet. Specielt områder placeret langt fra de kompenserende udlandsforbindelser, samt områder med højt forbrug, vil have behov for ekstra kompensering.

---

<sup>17</sup> ENTSO-E Net Transfer Capacity oversigt tillagt fuld udnyttelse af Storebæltsforbindelsen; Storebælt 2 er ikke medregnet.

SVC'er vil derfor være nødvendige for at opretholde en stabil spænding. Med Smart Grid forventes en større mængde effektelektronik (i bl.a. el- og plug-in hybridbiler) der kan agere intelligent ude hos forbrugeren. Smart Grid-scenariet vil derfor have mindre behov for aktiv kompensering på transmissionsniveau, idet der kan kompenseres på slutkundeniveau.

Som ved synkronkompensatorer er den samlede anslåede effekt for SVC'er ved traditionel udbygning samt Smart Grid på hhv. 720 og 360 MVA, fordelt på seks enheder (evt. fordelt på flere mindre enheder). Endelig implementering forudsætter mere dybdegående analyser og beregninger for at tilpasse anlæggets størrelse til dets endelige placering.

De forudsatte/estimerede placeringer for SCV'er fremgår af Figur 28 (de gule prikker). Placeringen af SVC'er er dog knap så geografisk afhængig sammenlignet med synkronkompensatorerne til de thyristor-baserede jævnstrømsforbindelser. Følgende placeringer er forudsat/antaget:

- Nordsjælland – 2 stk.
- Lolland/Falster
- Sønderjylland/Østkyst (Ensted)
- Midtjylland/Østkyst (Århus)
- Trekantsområdet

Spændingsregulering på Fyn, når Fynsværket ikke er i drift, kan varetages af den nye synkronkompensator ved Fraugde (Storebæltsforbindelsen - Vest), samt SVC'en i trekantsområdet.

Anlægsomkostningen, inklusiv installationsomkostninger, er sat til 0,7 millioner kroner per MVA. Prisen er baseret på priser og omkostninger indhentet gennem Energinet.dk og SEAS-NVE, der begge ejer og driver SVC'er.

Det vurderes, at SVC'er i Smart Grid muligvis kan placeres og opstilles i mindre enheder på lavere spændingsniveauer (< 100 kV). Det vurderes dog, at dette ikke vil påvirke prisen nævneværdigt da besparelsen ved at enhederne sidder på et lavere spændingsniveau erstattes af, at installation og vedligeholdelse skal foregå på flere mindre anlæg.

SVC'er er effektelektroniske komponenter dimensioneret med lang levetid for øje. Levetiden estimeres til 30 år forudsat løbende vedligeholdelse.

### **Nutidsværdi**

SVC'er indgår som nødvendig forudsætning for både traditionel udbygning og Smart Grid. Der vil dog være brug for mindre installeret kapacitet ved Smart Grid. Derfor fremkommer to forskellige omkostninger for SVC'er:

- Traditionel udbygning: 561 millioner kroner.
- Smart Grid: 280 millioner kroner.

Omkostningerne inkluderer vedligeholdelse, samt afskrivning af anskaffelse og installation frem til 2025.

### 5.3.3 Omkostninger til rullende reserver

Rullende reserver dækker over den reservekapacitet, der skal være til stede i nettet for at opfylde "n-1 kriteriet" i elsystemet på produktionssiden.

Dette er fastsat som én enhed i vest og én enhed i øst, dimensioneret efter udfald af største enhed pga. fejl. Ved udfald af en stor enhed, på op til 600 MW, uden rullende reserver til at tage over, vil nettets stabilitet blive påvirket kraftigt.

Kun opregulering er fastsat. Nedregulering antages klaret ved hjælp af markedsmekanismer, som for eksempel en vindmøllepark der er meldt ind som potentiel nedregulator, eller drejer ud af vinden på grund af negative priser.

Disse rullende reserver vil ikke kun være nødvendige i de 1200 timer uden centrale værker i drift. Der vil også være et behov for dette, når centrale værker er i drift. Af denne årsag vil de være nødvendige i alle årets 8760 timer.

Dette behov dækkes dog, i dag, af samarbejdsaftaler i ENTSO-E.

*Prissætning af rullende reserver findes i afsnit 6, da den primært er baseret på økonomiske beregninger.*

Om der er inerti nok i systemet er ukendt og vil kræve yderligere analyser. Det estimeres dog, at synkronkompensatorer, SVC'er og reserve via udlandsforbindelserne, sammen med de kommercielle markeder, kan dække de nødvendige systemydelser, ud over inerti.

Omkostninger til indkøb af manuelle reserver antages dækket igennem markedsmekanismer.

### 5.3.4 Drift af Smart Grid

#### Transmission

Smart Grid vil kræve mere overvågning af elnettets øjeblikstilstand grundet et mere uforudsigeligt effektflow i nettet. Der vil derfor være behov for nye og kraftigere datasystemer, som kan håndtere dette og styre nettet intelligent.

For den systemansvarlige og de regionale transmissionsselskaber vil dette kræve udvidet overvågning og styring af transmissionsnettet for at balancere effektflowet i elsystemet.

Prisen på 100 millioner kroner er baseret på, hvad Energinet.dk forventer at skulle bruge på nye datasystemer.

Erfaringsmæssigt har IT-baserede kontrolsystemer ikke samme levetid som netkomponenter i elnettet. Den forventede levetid er estimeret til 15 år.

#### Nutidsværdi

Under forudsætning af 5 år til at opbygge systemet, samt en afskrivning over den samlede levetid og årlig vedligeholdelse, giver dette en nutidsværdi på 138 millioner kroner.

### **Distribution**

Netselskaberne vil opleve mere dynamiske effektflow i nettet med Smart Grid. Netselskaberne vil derfor også have behov for en langt mere aktiv overvågning og styring af distributionsnettet. Dette skal ske for at sikre, at belastningen af nettet til enhver tid holdes inden for nettet overføringsevne - også helt ned i de enkelte lavspændingsudføringer i det lokale distributionsnet.

Netselskaberne vil skulle håndtere øjeblikbilleder af distributionsnettet baseret på de realtidsmålinger, der foretages i stationerne, beregning af kapacitet og kontakt med markedet for at sikre, at der ikke forekommer overbelastninger eller flaskehals-problematikker.

Prisen på 105 millioner kroner for netselskabernes centrale data- og kontrolsystem bygger på en opskalering til hele landet af DONG Energy's forventede udgift til sådanne data- og kontrolsystemer.

Prisen på disse systemer inkluderer ikke pris for hjemtagning af forbrugsdata fx fra timeaflæste målere. Omkostningerne hertil vil derfor skulle lægges til.

Kontrolsystemets levetid forventes at være 15 år i lighed med levetiden for kontrolsystemet for transmissionsdrift.

### **Nutidsværdi**

Under forudsætning af 5 år til at opbygge systemet, og at der kun opbygges systemer til de områder og funktioner, hvor det er nødvendigt, samt en afskrivning over den samlede levetid og årlig vedligeholdelse, fås en nutidsværdi på 144 millioner kroner.

#### **5.3.5 Smart Grid bokse**

Ved traditionel udbygning er nettet dimensioneret, så effekten flyder fra transmissionsnettet og ud til kunderne. Nettet er yderligere dimensioneret til, at forbrugeren kan aftage den til enhver tid ønskede effekt.

Ved Smart Grid behøver den totale kapacitet i nettet dog ikke at være lige så stor, som ved traditionel udbygning. Ved at forbrugeren flytter sit forbrug til tidspunkter, hvor nettet er mindre belastet, vil det være muligt at spare eller udskyde forstærkninger i nettet og derved udnytte nettet mere optimalt. Denne flytning af forbrug er imidlertid ikke uden omkostninger, da Smart Grid forudsætter måling, styring og overvågning af hele nettet.

#### **Smart Grid boks 132-150/50-60 kV hovedstationer**

Transmissionsnettet, dvs. 132-400 kV hovedstationerne, er i dag styret og overvåget, men Smart Grid vil kræve ekstra data og målinger. Der vil således være en stor del af de ca. 150 hovedstationer på transmissionsniveau, som vil skulle have udvidet/opgraderet målere og kommunikationsudstyr.

Der er derfor estimeret en omkostning på 100.000 kr. pr. hovedstation for en controller (agent). Det antages, at målinger mod 50-60 kV niveau er etableret.

Prisen er baseret på Energinet.dk's erfaringer med målinger i transmissionsnettet.

Der er her tale om komponenter primært indeholdende elektronik. Erfaringsmæssigt er levetiden for denne type elektronik sat til 10 år.

### **Nutidsværdi**

Givet en jævn udrulning over 10 år, løbende vedligeholdelse, kommunikation samt afskrivning over hele levetiden, fås en nutidsværdi på 41 millioner kroner.

### **Smart Grid boks 50-60/10-20 kV hovedstationer**

Den øvre del af distributionsnettet, 50-60 kV hovedstationerne, har også overvejende eksisterende måling og kommunikation, men skal som hovedstationerne på transmissionsniveau håndtere mere data, håndtere det hurtigere, samt foretage flere målinger rettet mod de underliggende net. De ca. 850 hovedstationer på 50-60 kV niveau vil således også skulle udvides/opgraderes.

Alle stationer har i dag nogle målinger. Disse målinger vil dog i nogen grad skulle opgraderes til at være realtidsmålinger, samt eventuelt udbygges til at måle flere parametre end i dag.

Prisen for hovedstationerne er baseret på priser for hardware til netstationer. Den vil dog blive dyrere, da der skal måles på højere spændingsniveauer. Måleudstyret<sup>18</sup> hertil vil derfor være en del dyrere. Prisen er estimeret til 30.000 kr. pr. hovedstation.

Der er her tale om komponenter primært indeholdende elektronik. Erfaringsmæssigt er levetiden for den type elektronik sat til 10 år.

### **Nutidsværdi**

Givet en jævn udrulning over 10 år, vedligeholdelse og kommunikation, samt afskrivning over hele levetiden, fås her en nutidsværdi på 91 millioner kroner.

### **Smart Grid boks 10-20/0,4 kV netstationer**

Den nedre del af distributionsnettet, 10-20 kV og 0,4 kV, adskiller sig fra de to andre områder på en række væsentlige punkter:

1. Der er langt flere netstationer, ca. 70.000 (sammenholdt med ca. 1.000 hovedstationer på 50 kV og højere til sammen).
2. Det har historisk ikke været nødvendigt at overvåge netstationer, da forbruget har været forholdsvis forudsigeligt. Dette har medført, at det heller ikke har været økonomisk forsvarligt at udlægge kommunikation til netstationer.

Smart Grid og fleksibelt forbrug vil kræve, at der skabes realtidsoverblik over effektflowet i distributionsnettet – dvs. i 0,4 kV nettet, i 10 kV stationerne samt i 10 kV nettet. Uden dette overblik vil det ikke være muligt at identificere, hvor og hvornår forbruget skal flyttes med henblik på at undgå overbelastninger i især 0,4 kV nettet.

Målinger i de lokale distributionsnet kan etableres ud fra forskellige tekniske løsningsmodeller, hvor forbrugsdata fra timeafmålte elmålere eller målinger i netstationer (på hver lavspændingsradial) vurderes som de mest åbenlyse.

---

<sup>18</sup> Selve de elektroniske instrumenter er de samme, men de måletransformatorer, der skal benyttes, er dyrere.

Timeaflyste elmålere vurderes dog mindre egnede til dette formål. Den primære årsag herfor skal findes i, at data fra stort set alle fjernaflyste elmålere i dag kun hentes én gang i døgnet eller sjældnere, dvs. det ikke er realtidsmålinger, der hentes. Hjemtagning af realtidsforbrugsmålinger fra timeaflyste målere vil føre til meget store datamængder, der skal sammenkøres, hvilket igen vil kræve meget store mængder datakraft for at gøre disse data anvendelige.

Med Smart Grid er det derfor valgt at etablere realtidsmålinger i netstationerne. Dette muliggør videre, at målinger kan udrulles gradvist og således følge udviklingen i forbrugere med nyt forbrug, som el- og plug-in hybridbiler og varmepumper eller lokal elproduktion i form af solceller, vindmøller, brændselsceller eller andet.

Yderligere kan områder, hvor en del kunder ønsker timeafregning, overvåges, om end dette vil have en yderst begrænset effekt, indtil disse anskaffer apparater med et stort effektaftag, som har mulighed for at være fleksible i deres forbrug.

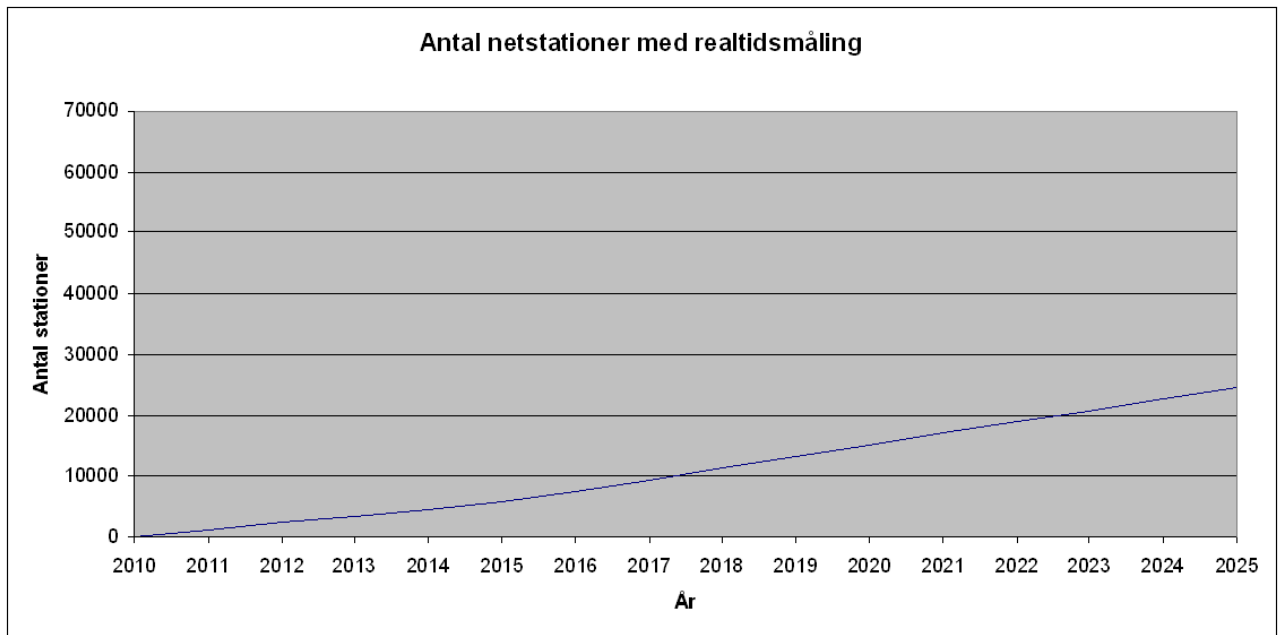
Prisen for Smart Grid bokse i netstationer er anslået til 20.000 kr. pr. netstation. Smart Grid boksen håndterer alene de nødvendige målinger af nettet og alarmer på netstationen, samt kommunikationen af disse til netselskabet. Egentlig intelligens (celleregulering) er således ikke indeholdt i prisen.

Prisen er fastsat efter, hvad enheder med den nødvendige funktionalitet koster i dag, baseret på undersøgelse af priser fra flere leverandører.

Der er her tale om komponenter primært indeholdende elektronik. Erfaringsmæssigt er levetiden for den type elektronik sat til 8 år. Levetiden for boksene i netstationerne forventes lidt lavere end for dem i hovedstationer (10 år for hovedstationer), da netstationer i mindre grad er beskyttet mod påvirkninger fra nærmiljøet, eller meteorologiske påvirkninger, sammenlignet med komponenter placeret i hovedstationerne.

Udrulningstakten for netstationerne er forudsat at følge takten for varmepumper og el- og plug-in hybridbiler. Givet antallet i udviklingen af varmepumper, og at der primært regnes med, at disse erstatter oliefyr, vil der i 2015 skulle etableres målinger i 8 % af netstationerne. I tiden efter 2015 vil det primært være el- og plug-in hybridbilerne og deres merbelastning af nettet, primært i høj/mellem belastningszoner, som vil bestemme udrulningstakten af målinger i netstationer. Således estimeres det i 2025, at der vil skulle måles på 35 % af netstationerne, som derved vil være i stand til at supplere netselskaberne med realtidsmålinger af distributionsnettet.

Figur 29 viser det stigende antal netstationer med realtidsmålinger ud af det totale antal, som er i drift i et givent år, og dermed en del af Smart Grid, frem imod 2025.



Figur 29: Det totale antal netstationer med realtidmålinger.

Efter 2025 vil andelen af netstationer, som vil være en del af Smart Grid, fortrinsvis følge andelen af el- og plug-in hybridbiler i den danske bilpark.

### Nutidsværdi

Under hensynstagen til den begrænsede mængde af netstationer, der skal have monteret en Smart Grid boks, og kommunikeres med, vil disse have en nutidsværdi på 1.519 millioner kroner.

Denne nutidsværdi tager højde for den løbende udrulning frem mod 2025, afskrivning af anskaffelsesomkostninger over levetiden, udskiftninger ved endt levetid, vedligeholdelse og kommunikation til de aktive netstationer, samt at hardware prisen (ca. 70 % af prisen) efter 2015 vil falde med 5 % per år.

### Smart Grid bokse hos forbrugere

Fleksibilitet i forbrugsleddet forudsætter, at det er nemt for forbrugeren at agere fleksibelt. Hvis ikke dette er muligt, vil de fleste forbrugere sandsynligvis ikke være særligt fleksible. Smart Grid skal altså gøre det muligt for forbrugeren, med minimal indsats, at kunne agere fleksibel – vel at mærke uden at forbrugeren vil skulle gå på kompromis med komforten.

En forudsætning herfor er, at forbrugeren vil skulle have en intelligent boks, som kan styre det fleksible forbrug. Forbrugeren vil skulle kunne indstille denne boks med en ønsket styrings-, markeds- og/eller komfortprofil. Boksen vil så modtage informationer om pris, setpunkt, udnyttelse af tjenester etc. fra en markedsaktør, som herefter opfylder den profil, som forbrugeren har bestemt og/eller bestilt. Det forudsættes derfor, at boksen har adgang til en tilstrækkelig hurtig kommunikation, såvel upstream som downstream, med markedsaktøren; for eksempel igennem forbrugers eksisterende internetforbindelse.

Boksen kan være en selvstændig enhed eller integreret med andre kommercielle produkter. I dette projekt forudsættes synergien ved at have en boks pr. forbruger til alle forbrugers styrbare apparater.

Der skal være krav om en række standarder til denne boks, således at den kan tilgås fra den aktuelle markedsaktør, samt kan kommunikere med de fleksible elforbrugende apparater forbrugeren har. Dette er nødvendigt, så forbrugeren ikke skal binde sig til én bestemt markedsaktør og dennes valg af produkter. Den modsatte løsning, med en styreboks per fleksibelt apparat, anses som værende både omkostningstung, et ressourcespild, men også en uintelligent løsning, til hvad der skulle være et intelligent system.

Som overvågning af den nedre del af distributionsnettet vil denne løsning kun være nødvendig de steder, hvor forbrugere anskaffer sig fleksible apparater, som el- og plug-in hybridbiler og varmepumper, samt lokal elproduktion. Den vil således ikke være nyttig, hvor der ikke indføres nye, store, fleksible effektaftag eller lokal elproduktion.

Forbrugere der har både varmepumpe og el- og plug-in hybridbil, eller lokal elproduktion, behøver kun at have én boks, men kan vælge at have flere, hvis det ønskes. Varmepumper vil dog primært komme som erstatning for oliefyr, hvorimod el- og plug-in hybridbiler primært vil komme indenfor områder i pendlingsafstand til byer. Da sidstnævnte ofte er indenfor enten fjernvarme- eller gasforsyningsområder, vil det være en mindre mængde forbrugere, som har begge dele – derfor er der beregnet med en boks per nyt fleksibelt forbrug, dvs. hvor der indføres el- og plug-in hybridbiler eller varmepumper.

Lokal elproduktion vil have et større overlap. Til gengæld er kunder, der ønsker fleksibelt forbrug uden el- og plug-in hybridbil, varmepumpe eller lokal elproduktion, ikke inddraget, hvorfor andelen for lokal elproduktion etc. holdes på 100.000 enheder.

Prisen er anslået til 1.500 kr. pr. styreboks baseret på de omkostninger, der generelt er opnået erfaring med i forbindelse med flere netselskabers udrulning af fjernaflæste målere.

Det forventes, at omkostningerne til en styreboks vil være på dette niveau, da prisen for den øgede styringslogik modsvares af besparelsen ved, at enheden ikke skal foretage forbrugsmålinger<sup>19</sup>.

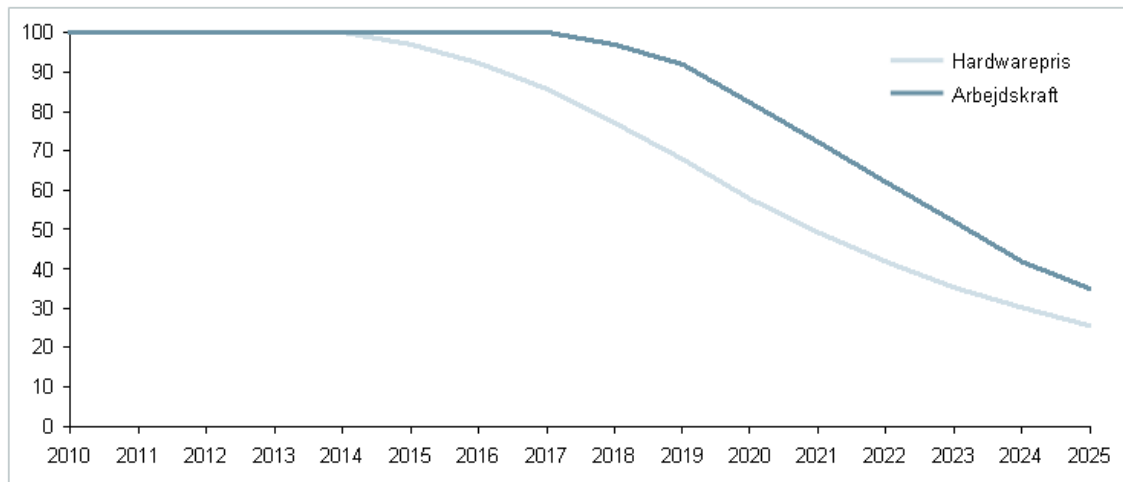
Elektronik til slutbrugere har generelt en levetid på 3-5 år. Den styreboks, som er her, vil dog sidde forholdsvis godt beskyttet og har begrænsede opgaver. Der forventes derfor en levetid på 6 år.

I modsætning til Smart Grid-bokse i nettet og fjernaflæste elmålere, så vil forbrugers Smart Grid-boks være en separat enhed, som forbrugeren over tid forventes selv at være i stand til at udskifte i takt med, at forbrugernes behov og de kommercielle markeder ændrer sig. Boksen vil have kommunikationsforbindelser rundt i hjemmet, men tilslutningen vil ikke kræve indgreb i den faste elinstallation, som kræver installation af fagfolk (en autoriseret elinstallatør). I starten vil styringsboksene derfor skulle installeres af fagfolk, mens udskiftning i stigende grad vil kunne foretages af forbrugeren selv.

---

<sup>19</sup> Forbrugsmåling forudsættes at blive varetaget af elmåleren. Om elmåleren og boksen i nogle tilfælde vil have behov for at udveksle information direkte, eller gør det gennem marked/netselskab, er ikke klarlagt.

Ydermere vil der her være tale om et stykke forbrugselektronik, som vil kunne fremstilles i forholdsvis stort antal (ikke kun salg i Danmark, men internationalt), hvilket vil kunne reducere produktionsprisen over tid. Der er derfor undersøgt en lignende situation i telebranchen, nærmere bestemt i forbindelse med ADSL-forbindelser. Erfaringer herfra giver en årlig udvikling i omkostninger til hardware, samt reduceret antal af forbrugere, der skal have installation/udskiftning foretaget af professionelle som vist i Figur 30.



Figur 30: Indeksret udvikling for priserne til indkøb og opsætning af styrebokse hos slutbrugerne.

Dette vil med tiden medføre en betydelig besparelse både ved køb af hardware, samt omkostninger ved at skulle foretage teknikerbesøg ved den enkelte forbruger hver 6. år.

### Nutidsværdi

Inkluderes den faldende omkostning til Smart Grid-styrebokse hos forbrugeren, vil en udrulningstakt, der følger udbredelsen af el- og plug-in hybridbiler, varmepumper og lokal elproduktion give en nutidsværdi for Smart Grid bokse hos forbrugerne på 1.627 millioner kroner.

Denne omkostning inkluderer afskrivning over de 6 års levetid, begrænset vedligeholdelse, samt udskiftning ved endt levetid. Den indeholder ikke omkostninger til separat kommunikation, da denne forudsættes at ske gennem forbrugers eksisterende internetforbindelse, eller anden eksisterende kommunikationsforbindelse.

### 5.3.6 Elmålere

Fleksibel og intelligent styring af forbrug kræver, at forbruget kan afregnes korrekt. Forbrugeren skal derfor kunne afregne el med samme interval, som priserne varierer på markedet – i dag f.eks. per time.

Dette vil for mange forbrugere kræve en ny måler. Denne måler skal være i stand til at registrere forbrug per time og automatisk kunne hjemtage disse data til netselskabet.

Mange elmålere har dog efterhånden en alder, hvor de snart vil skulle overvejes udskiftet. Der skal altså, selv ved den traditionelle udbygning, alligevel investeres i nye elmålere. Den eneste forskel er, at elmåleren, ved Smart Grid, vil kunne foretage afregning på timebasis, hvor det i det traditionelle scenarie ikke er en given forudsætning.

Dette giver en meromkostning for Smart Grid-scenariet, men som ved Smart Grid-boksen er denne meromkostning ikke øjeblikkelig, men vil kun blive relevant i takt med, at forbrugere anskaffer nyt forbrug (el- og plug-in hybridbiler, varmepumper etc.) eller lokal elproduktion.

Som ved Smart Grid-boksen hos forbrugeren, giver det ikke økonomisk mening at installere separate kommunikationslinjer til hjemtagning af forbrugsdata. De mest åbenlyse metoder vil derfor være enten at udnytte elnettet (Power Line Communication), som mange netselskaber allerede i dag gør brug af mht. hjemtagning af forbrugsdata fra fjernaflæste elmålere, bruge etablerede fiberforbindelser, trådløs mobilkommunikation eller gøre brug af forbrugers eksisterende internetforbindelse

Førstnævnte vil medføre øgede omkostninger til måleren og netstationerne, da disse skal have Power Line Communication og da netstationen skal kunne fungere som koncentrator, hvorimod sidstnævnte kan medføre, at måleren aktivt skal sende informationerne, hvilke vil kræve yderligere intelligens i elmåleren.

Mængden af information der skal sendes er dog forsvindende lille i forhold til kapaciteten på en almindelig internetforbindelse. Forbrugsdata er ydermere ikke tidskritisk, så længe de ikke anvendes til styring af forbruget.

Det forventes, at der løbende vil ske en udskiftning af de nuværende elektromekaniske elmålere til elektroniske elmålere i takt med, at de nuværende elmålere forældes. Disse elektroniske elmålere forventes dog - ved traditionel udbygning - ikke at være klar til at agere i et Smart Grid. Derfor er der ved Smart Grid medregnet en investering til opgradering af de elektroniske elmålere hos de forbrugere, der får el- og plug-in hybridbil, varmepumpe eller husstandsproduktion.

Denne investering er på 150 kr. per elmåler, og den dækker over installation af ekstra elektronik, som gør elmåleren i stand til at kommunikere det timeaflæste forbrug, f.eks. via forbrugers internetforbindelse.

Nye elektroniske, fjernaflæste elmålere forventes at have en levetid på ca. 6 år, hvorefter der vil skulle foretages udskiftning af enheden. Disse vil dog kun skulle udrulles til forbrugere som anskaffer sig nyt forbrug, el- og plug-in hybridbil eller varmepumpe, eller lokal elproduktion. Der er her ikke indregnet gevinster ved disse målere, udelukkende den omkostning der vil være ved dem.

### **Nutidsværdi**

Merprisen for elmålere afskrives over elmålerens levetid og indeholder begrænset vedligeholdelse. Prisen indeholder dog ikke kommunikation, da denne antages foretaget igennem eksisterende forbindelser. Nutidsværdien frem imod 2025 bliver således på 358 millioner kroner i yderligere omkostninger.

Modsat forbrugers styringsboks, vil elmåleren fortsat altid skulle udskiftes af fagfolk f. eks. en autoriseret el-installatør eller netselskabet.

### 5.3.7 Kommunikation af data

Prisen for kommunikation til hoved- og netstationerne er fastsat efter samtale med kommercielle fiberselskaber og teleudbydere.

Ved fast fortrådet kommunikation (f.eks. fibernet) er forudsat en pris på 200 kr./station/måned, hvad enten det købes som ydelse af et selskab, eller fiber lægges af netselskabet. Fast fortrådet forbindelse forudsættes at have en levetid på 20 år.

Ved trådløs kommunikation (f.eks. GPRS) er forudsat en pris på 150 kr./station/måned.

Krav om svartider og pålidelighed kan dog tale imod trådløs kommunikation til brug ved realtidsmålinger<sup>20</sup>.

Der forventes ikke nogen reel levetid her, da kommunikation og hjemtagning af data anses som en årlig udgift til en service. Levetiden er således indeholdt for de enkelte stationer på lige fod med en ekstra årlig vedligeholdelsesomkostning.

### Forudsætninger

En række markedsræssige forhold og ydelser er ikke behandlet i dette arbejde om prissætning af de teknisk-økonomisk optimale løsninger fra hhv. traditionel udbygning og Smart Grid. Teknisk stabilitet i elsystemet forudsætter således, at disse markedsræssige forhold og ydelser håndteres af markedet og belyses på anden vis.

Forbrugerens ageren i markedet er heller ikke klarlagt. Hvorvidt forbrugere skal kunne agere selvstændigt i markedet, eller om der vil blive krav om puljer, hvor en markedsaktør (f.eks. en balanceansvarlig eller et handelsselskab) samler forbrugere, forudsættes at ville kunne påvirke, hvor meget forbrugerens boks skal kunne, og derved dennes pris.

### 5.3.8 Fjernaflæsning og timeafregning af forbrugere

- Der er ikke taget højde for udgiften for udrulning af fjernaflæste elmålere til de forbrugere i Danmark, som ikke pt. har en fjernaflæst elmåler eller ikke har udsigt til at få fjernaflæst elmåler ved køb af el- og plug-in hybridbil, varmepumpe eller lokal elproduktionsanlæg.
- Der er ikke taget højde for udgifter til markedsaktørers (elhandelsselskaber eller balanceansvarlige selskaber) håndtering af data-, beregnings- og kommunikationskapacitet til styring og afregning af forbrugere på timebasis.
- Der er ikke taget højde for omkostningerne ved etablering af nye markeder, samt disses interaktion med netselskaberne.
- De nye elmålere vil være rent elektroniske, hvorfor de ikke vil holde lige så lang tid som de gamle elmålere. Det forventes dog, at disse bør holde i mindst 6 år, før udskiftning er nødvendig.

---

<sup>20</sup> Realtidsmålinger er real-time målinger, som giver netselskabet mulighed for et komplet øjebliksbillede af nettet, eller et område af nettet, på ethvert givent tidspunkt.

### 5.3.9 Nødvendige systemydelser

Ud over de i dag eksisterende markeder vurderes det, ud fra en teknisk betragtning af elsystemet, at der vil være behov for kommercialisering af en række systemydelser for at sikre systemets stabilitet. Nogle af disse nye ydelser vil, i modsætning til det nuværende marked for effektregulering, potentielt være geografisk begrænsede. Det vil sige, at f. eks. ydelser som spændingsregulering og fasebalance vil kunne blive ydelser, der vil blive efterspurgt i specifikke delområder af distributionsnettet.

Mange systemydelser eksisterer i dag igennem krav til de centrale værker, eller som ydelser de centrale værker leverer blot ved at være aktivt producerende i elnettet. I timer uden disse værker i drift, vil der derfor stadig være brug for disse ydelser, samt begrænset brug i timer med få centrale værker i drift.

Disse markedsmekanismer skal ikke tages for definitive timebaserede markeder der er brug for. De skal primært opstille de tekniske ydelser, der vil være brug for at anskaffe gennem et marked eller andre kommercielle, konkurrenceprægede metoder.

### 5.3.10 Traditionel udbygning

- Marked(er) for systemydelser udenfor de 1200 timer<sup>21</sup> uden centrale værker i drift.
  - Frekvensregulering
  - Kortslutningseffekt
  - Spændingsregulering
  - Rullende reserver
  - (Virtuelt) Inerti
- Marked(er) for systemydelser udover rullende reserver, kortslutningseffekt (primært til HVDC, men også generelt) og central spændingsregulering i de 1200 timer.
  - Spændingsregulering, lokalt
  - Frekvensregulering

### 5.3.11 Smart Grid

Gælder både i og udenfor timer med centrale værker i drift, sammensætningen kan blot variere.

- Marked(er) for alle systemydelser
  - Frekvensregulering
  - Kortslutningseffekt
  - Spændingsregulering
  - (Virtuelle) Rullende reserver
  - (Virtuelt) Inerti
  - Marked(er) for styring af forbrug til alle netjenester
    - Frekvensregulering ved op-/nedjustering af forbrug
    - Virtuelle rullende reserver ved op-/nedjustering af forbrug
    - Fasebalance ved kontrol af forbrug på faser
    - Spændingsregulering ved justering af slutbrugers faseforskel

---

<sup>21</sup> Det antal timer, defineret af gruppe I.4, der forventes at være årligt, uden nogle centrale værker i drift i 2025.

### 5.3.11.1 Netselskaberne som markedsaktør

Indledningsvis er det antaget, at effektregulering og visse systemydelser i Smart Grid-scenariet antages at skulle kunne styres af markeds- og prissignaler.

Det vurderes derfor, at der vil kunne opstå flaskehals-problematikker og systembegrænsninger i de lokale distributionsnet (overbelastning af nettet). Nogle ydelser f.eks. effektregulering vil således skulle kunne købes/sælges i specifikt afgrænsede dele af nettet, for at ydelserne vil have den nødvendige virkning for det lokale nets drift. Tilsvarende kan systemansvaret købe specialregulering fra distributionsnet (celler) til transmissionssystemets drift og stabilitet.

Det vurderes derfor, at det vil være en delvis nødvendig forudsætning for et Smart Grid-scenarium, at netselskaberne – afhængig af markedets opbygning – tildeles en større eller mindre rolle som systemoperatør med ret til køb og modkøb/-salg af system- og effektregulerende ydelser (effektregulering, spændingsregulering, udligning af usymmetri m.m.).

## 5.4 Sammenfatning

I Tabel 52 er listet de komponenter, der, efter dybdegående teknisk analyse og ekspertvurdering, anses for værende nødvendige for at sikre nettets overordnede stabilitet ved enten traditionel udbygning eller Smart Grid. I begge tilfælde forudsættes det, at markedet er i stand til at levere de nødvendige net- og systemydelser i et omfang, der er stort nok til at opretholde nettets stabilitet. I arbejdet er der derfor fokuseret på, hvilke tekniske løsninger, der er nødvendige, for at markedet kan fungere frit.

	Traditionel udbygning	Smart Grid
> 132kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 6 synkronkompensatorer á 250 MVA.</li> <li>• 6 SVC'er á 120MVA.</li> <li>• 2x600MW rullende reserve i min. 1200 timer per år.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 6 synkronkompensatorer á 250 MVA.</li> <li>• 6 SVC'er á 60MVA (evt. bredt ud i endnu flere, mindre enheder).</li> <li>• 150 transmissionsstationer<sup>22</sup>.</li> </ul>
< 132 kV		<ul style="list-style-type: none"> <li>• 850 transformerstationer<sup>22</sup>.</li> <li>• 70.000 netstationer<sup>22</sup>.</li> </ul>
Ved forbrugeren		<ul style="list-style-type: none"> <li>• 900.000 "bokse", udelukkende hos forbrugerne med henholdsvis el- og plug-in hybridbiler og varmepumper.</li> <li>• 100.000 "bokse", til styring af lokal elproduktion etc.</li> <li>• (2.500.000 Online elmålere, med samme opløsning som markedet)<sup>23</sup>.</li> </ul>

Tabel 52: Nødvendige elektrotekniske komponenter for fuldt udrullet Smart Grid.

<sup>22</sup> Omfatter intelligente bokse m. online-målinger og kommunikation/styring på de nævnte stationer, transmissionsstationer inkluderer helt op til 400kV. Transmissionsstationer og en del transformerstationer antages at have kommunikationslinjer allerede. Tal baseret på Dansk Elforsyning Statistik 2006.

<sup>23</sup> Fjernaflæste elmålere er en nødvendig forudsætning for Smart Grid, se afsnittet "Elmålere".

Ud fra Tabel 52 er de anlægs- og driftsmæssige omkostninger for de forskellige komponenter, inkl. anskaffelse, installation og vedligeholdelse, klarlagt.

Dette arbejde har krævet, at blev opsat et specifikt, realistisk, scenarie for Smart Grid, for at have et klart billede af, hvor omfangsrige de enkelte komponenter skal være. Herunder hvor meget intelligens i nettet der - som minimum - er brug for, hvor i nettet der er brug for det, samt hvilke komponenter der skal kommunikere med hinanden og hvor hurtigt.

De forventede enhedsomkostninger for de forskellige komponenter er summeret i Tabel 53. Der er ikke givet en enhedspris for rullende reserver, transmission drift, samt distribution drift. Dette er forklaret i detaljer i afsnittet "Net- og systemkomponenter".

Komponent	Enhedspris (kr.)
Synkronkompensator	1.000.000 / MVA
Static VAr Compensator	1.000.000 / MVA
132-150/50-60 kV stationer	100.000 / stk.
50-60/10-20 kV stationer	30.000 / stk.
10-20/0,4 kV stationer	20.000 / stk.
Kommunikation til stationer	2.400 / år / stk.
Smart Grid boks, forbruger	1.500 / stk.
Fjernaflæste elmålere	150 <sup>24</sup> / stk.

Tabel 53: Enhedspriser for komponenter.

Tabel 54 viser et samlet overblik over disse anlægs- og driftsomkostninger opgjort i nutidsværdi for enten traditionel udbygning eller for Smart Grid.

	Traditionel udbygning (mio. kr.)	Smart Grid (mio. kr.)
Systemstabilitet	1.998	1.717
Drift af Smart Grid	0	282
Realtidsmålinger	0	1.651
Slutbrugerniveau	0	1.985
I alt i nutidsværdi	1.998	5.635

Tabel 54: Tekniske omkostninger for scenarier, summeret, i nutidsværdier.

En mere detaljeret prisoversigt fremgår af afsnittene "Prissætning af komponenter" og "Net- og systemkomponenter".

---

<sup>24</sup> Kun merprisen for at elmålerne kan fjernaflæses i Smart Grid medtages.

## 6. Værdi af systemydelser ved etablering af Smart Grid

I dette afsnit vurderes værdien af fleksibelt forbrug og øvrige ikke direkte netrelaterede poster ved udrulning af Smart Grid i forhold til en mere traditionel udbygning.

I elsystemet skal elproduktion og elforbrug hele tiden være i balance. Ændringer i forbruget og forstyrrelser på produktionsanlæg påvirker balancen i systemet. Energinet.dk køber systemydelser for at sikre sig adgang til de ressourcer, som er nødvendige for at sikre stabil og sikker drift af elsystemet. Systemydelserne dækker over levering af effekt, reguleringsevne, stabilitetsydelser, kortslutningseffekt m.fl. Systemydelserne købes hos elproducenter og elforbrugere i Danmark og i nabolande.

I det eksisterende elsystem leveres en stor del af de nødvendige systemydelser til elsystemet fra store centrale kraftværker og i et mindre omfang fra decentral produktion og elforbrug til elpatroner i fjernvarmesystemet.

En udvikling af et intelligent elsystem, Smart Grid, giver en øget mulighed for at mindre forbrugsenheder og decentral elproduktion i højere grad kan bidrage til at levere disse systemydelser.

Mindre forbrugsenheder som el- og plug-in hybridbiler og varmepumper kan i kraft af fleksibiliteten i elforbruget levere en række systemtjenester. Der laves her en vurdering på følgende typer af systemtjenester:

1. Primær/momentan reserve der kan regulere indenfor minuttet.
2. Sekundær/automatiske reserver der kan regulere indenfor 15 minutter.
3. Tertiære/manuelle reserver der kan aktiveres i løbet af 15 minutter.
4. Reaktiv effekt/spændingsstabilisering.
5. Øvrige systembærende egenskaber (herunder inert).

Nærværende afsnit estimerer den potentielle værdi af systemydelser fra det fleksible forbrug i 2025. Det beskriver endvidere den estimerede gevinst på elspotpriser ved at tilpasse det fleksible elforbrug til timer med lave elpriser.

Der knytter sig en vis usikkerhed til behovet for systemydelser i et fremtidig scenarie med meget store mængder vindkraft. Nedenstående er således baseret på et skøn over behovet for systemydelser og de meget fleksible forbrugsenheders (el- og plug-in hybridbiler og varmepumpers) potentiale for at levere disse egenskaber.

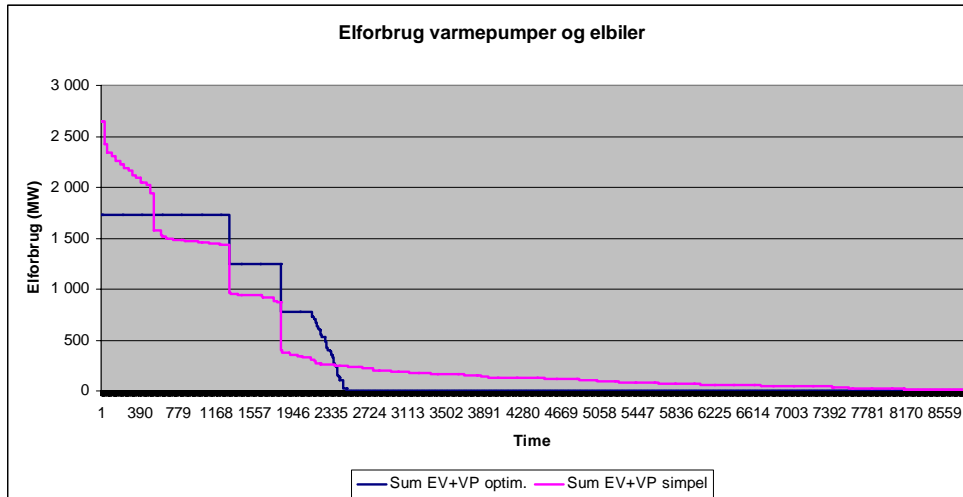
Afsnittet beskriver ligeledes øvrige gevinster, der ikke er direkte netrelaterede, som energibesparelser og reducerede kontrolbesøg på transformerstationer samt reducerede administrationsomkostninger.

### 6.1 Tilgængelighed af forbrug, der kan bidrage til systemydelser

Det fleksible elforbrug fra varmepumper og el- og plug-in hybridbiler vil primært være aktivt i perioder med lave elpriser. Dvs. en nedregulering af forbruget vil typisk ikke være mulig i timer med høje elpriser, hvor det fleksible elforbrug ikke er aktivt.

Dog vil en udvikling af effektlevering fra el- og plug-in hybridbil til net (V2G<sup>25</sup>) give muligheder for dette.

En vurdering af hvor mange timer det fleksible elforbrug til individuelle varmepumper og el- og plug-in hybridbiler er tilgængeligt fremgår af figur. 1. Figuren viser antal timer, og effekten, en el- og plug-in hybridbiler og varmepumper er aktive forbrugere henover året.



Figur 31: Elforbrug til fleksible forbrugere, scenarier fra 2025.

Som det fremgår af figur 1 er en større mængde fleksibelt elforbrug tilgængeligt ca. 2200 timer/år. Dette forbrug vil generelt ligge i perioder, hvor elprisen er lav. Det antages derfor, at systemydelse kan leveres i 25% af årets timer, hvis ikke der etableres V2G ved tilslutning af el- og plug-in hybridbilerne.

I timer hvor der ikke er et fleksibelt elforbrug fra el- og plug-in hybridbiler, varmepumper og elvarme vil der være behov for reguleringsmulighed fra produktionsanlæg eller fra andet fleksibelt elforbrug enten i Danmark eller i udlandet. Ved den samfundsøkonomiske vurdering er det derfor væsentligt, om levering af systemydelse fra Smart Grid samlet set medfører reducerede omkostninger til anlæg, der i dag leverer systemydelse.

Leverance af systemydelse fra fleksibelt elforbrug i et Smart Grid har transaktionsomkostninger i form af styring, kommunikation og afregning af det aktiverede forbrug. Kommunikation og styring er generelt indregnet i omkostningerne i det "intelligente" elsystem, jf. afsnit 5. Der er herudover foretaget et skøn til administration under opgørelsen af de enkelte værdier. (Se appendiks 4 for flere detaljer)

## 6.2 Reserver (primære, sekundære, tertiære, regulerkraft, rullende)

### 6.2.1 Primære reserver

Primære reserver skal sikre, at effektbalancen i de enkelte driftssekunder er balanceret, så frekvensen fastholdes indenfor et fastlagt interval. Mængden af primære reserver fastsættes af ENTSO-E (tidligere varetaget af UCTE og Nordel) ud fra elproduktionen i et givet område.

<sup>25</sup> V2G: Vehicle-to-grid – afladning af elbiler

El- og plug-in hybridbiler tilkoblet nettet intelligent kan principielt levere disse primære reserver. Reguleringen kan ske decentralt, hvor el- og plug-in hybridbilen skal have udstyr, der kan detektere nettets frekvens og på baggrund af dette foretage den nødvendige regulering. Alternativt kan reguleringen styres centralt, hvilket dog vil stille væsentlige krav til kommunikationen ud til ladningen af el- og plug-in hybridbilen.

Det samlede behov er i dag på 50 MW primær reserve for hele Danmark. Hvis det antages, at en el- og plug-in hybridbil lader med 9 kW (tre faser), vil ca. 12.000 nettilsluttede el- og plug-in hybridbiler med 50% ladeeffekt kunne levere den nødvendige op- og nedregulering. Både op- og nedregulering (set for elsystemets effektbalance) kan således leveres, uden at el- og plug-in hybridbilen skal foretage levering af effekt fra el- og plug-in hybridbil til elsystem (V2G).

I praksis vil der være behov for skønsmæssigt 30-60.000 el- og plug-in hybridbiler, hvis der skal tages højde for bindinger i forhold tilslutning og mulighed for regulering (jf. endvidere IEA RETRANS<sup>26</sup> beregninger af potentiale).

Det antages, at el- og plug-in hybridbiler og varmepumper i et Smart Grid kan levere ca. 25% af ydelserne fra primære reserver. Værdien heraf skønnes til 25 mio. kr. pr. år.

Der forudsættes en udvikling af el- og plug-in hybridbiler og elsystem for at aktivere denne ressource. Ved et Smart Grid-system vil det være muligt at sikre et overblik, fra el- og plug-in hybridbilen (fx via elhandleren, den balanceansvarlig eller flådeoperatøren) og videre til TSO'en, over, hvor stor en bilflåde, der er tilsluttet og aktivt kan levere primære reserver i driftstimen.

Teknisk forventes el- og plug-in hybridbilens ladekonverter indenfor nogle år at blive integreret med konverteren til motoren. Det vil i så fald primært være software, der er nødvendig, for at bilen kan levere disse frekvens-respons-egenskaber. Frekvens-respons er i dag på vej til at blive et krav til mindre produktionsanlæg (solceller mv.).

### **6.2.2 Sekundære reserver**

I henhold til ENTSO-E skal det vestdanske område have omkring 90 MW sekundære reserver (automatiske) til at aflaste de primære reserver. De sekundære reserver reagerer på ubalancer på den jysk/tyske grænse, således at en given ubalance kompenseres inden for 15 minutter (typisk er der kompenseret for ubalancen indenfor nogle få minutter).

Det østdanske område skal i henhold til nordiske krav stille med 175 MW frekvensstyrede reserver. Indkøbet i Danmark varierer dog noget, da en del af denne reserve leveres fra nabo-områder. Pt. indkøbes 8 MW.

Det anslås, at omkring 80-120.000 el- og plug-in hybridbiler vil kunne levere denne systemydelse. Ved aktivt at inddrage varmepumper til at bidrage med denne ydelse vil et noget mindre antal el- og plug-in hybridbiler blive nødvendigt. Ved det beskrevne Smart Grid-koncept antages der at være den nødvendige kommunikation og måling til at administrere, at el- og plug-in hybridbilerne kan levere disse ydelser.

---

<sup>26</sup> IEA RENEWABLES IN TRANSPORT (RETRANS) March, 2010.  
(<http://www.iea-retd.org/page.aspx?idsection=90>)

Det antages, at det fleksible forbrug kan levere ca. 25% af disse reserver, svarende til en markedsværdi på 30-60 mio. kr./år med de nuværende markedspriser for sekundære reserver.

På længere sigt kan omkostningen til sekundære reserver blive noget mindre pr. MW i takt med, at flere udbydere denne systemtjeneste, og overskudsgraden for producenten reduceres. Den samfundsøkonomiske gevinst kan ligeledes blive mindre, hvis den eksisterende leverandør af sekundære reserver ikke kan nyttiggøre kapaciteten på anden vis i perioder, hvor elforbruget i Smart Grid leverer disse reserver. I modsat retning tæller, at hvis el- og plug-in hybridbilerne leverer effekt til net (V2G), så kan der leveres en væsentligt højere andel af sekundære reserver.

### **6.2.3 Tertiære reserver og regulerkraft**

Tertiære reserver skal kunne aktiveres indenfor 15 minutter ved bestilling fra den systemansvarlige, der aktiverer bud efter udbudspris på den nordiske liste over regulerkraftbud (NOIS). Tertiære reserver og regulerkraft omfatter både op- og nedregulering.

Ud over selve aktivering betaler den systemansvarlige virksomhed, Energinet.dk, i dag rådighedsbetaling for at sikre, at der til enhver tid er tilstrækkelige bud på opregulering i markedet (også i mindre grad for nedregulering).

I dag svinger behovet for manuelle reserver afhængig af driftssituationen i elsystemet, herunder især største enhed i drift, udveksling på forbindelser til nabolande og vindproduktion. Behovet for opreguleringsreserver er op til 600 MW i både Vestdanmark og i Østdanmark, men reduceres til i alt 900 MW, når den elektriske Storebæltsforbindelse idriftsættes sommeren 2010.

I 2009 var det gennemsnitlige indkøb af tertiære reserver på ca. 400 MW (op) i Vestdanmark og 325 MW (op) i Østdanmark. Dertil kommer, at der i Østdanmark indenfor 45-110 minutter kan leveres yderligere 375 MW tertiære reserver. I dag betales typisk omkring 400-500 mio. kr./år for rådighed af tertiære reserver. Hertil kommer betalingen for aktivering af reserverne i regulerkraftmarkedet. Det antages, at det fleksible elforbrug kan levere 25% af denne ydelse, dvs. 130 mio. kr./år med de nuværende priser på tertiære reserver og regulerkraft.

I perioder hvor forbruget fra el- og plug-in hybridbiler og varmepumper ikke kan levere tertiære reserver som opregulering (nedreguleret forbrug) skal disse leveres fra andre enheder. Herunder fra produktionsanlæg eller andet fleksibelt elforbrug i elmarkedet, inklusiv udlandet.

Generelt vurderes det, at en øget produktion af vindkraft vil øge behovet for regulerkraft. Samtidig vil en øget mængde af store varmeproducerende enheder (varmepumper og elpatroner) kunne levere regulerkraftydelser og potentielt reducere tilvejebringelsesomkostningen ved disse ydelser. Dette er forhold der trækker i hver sin retning og er ikke nærmere vurderet her. Se bilag 1 for yderligere overvejelser om el- og plug-in hybridbiler og varmepumpers mulighed for at levere regulerkraft.

#### **6.2.4 Rullende reserve/momentan effektreserve**

Ved udfald af produktion (kraftværk) skal primære frekvensstyrede reserver, sammen med øget import fra ENTSO-E (tidligere UCTE/Nordel), sikre, at det momentane effekttab kompenseres i tidsrummet frem til, at sekundære og tertiære reserver kan genetablere effektbalancen (15 minutter). De primære reserver udgør i Danmark ca. 2 gange 25 MW til at sikre denne momentane reserve. Den øvrige momentane reserve (normalt op til udfald af største element på ca. 600 MW) leveres via ENTSO-E-samarbejdet og via udlandsforbindelserne.

Der sikres derfor i dag kapacitet på udlandsforbindelserne til at øge importen i tilfælde af udfald af kraftværk - 550 MW i retning Tyskland til Jylland og 600 MW i retning Sverige til Sjælland.

I et Smart Grid-koncept vil det potentielt være muligt at etablere hurtig afbrydelig effekt (evt. V2G) fra el- og plug-in hybridbiler og varmepumper og andet afbrydeligt forbrug, så behovet for momentan effektreserve via udlandsforbindelserne kan reduceres. Herved kan disse forbindelser opnå en øget handelsværdi. Hvis adgang til momentan effektreserve i Danmark kan medføre en tilsvarende øget handelskapacitet på import fra Sverige til Sjælland og Tyskland til Jylland, kan værdien skønnes til op til 50 mio. kr./år. Værdien er vurderet ud fra simulering af elsystemet i 2025.

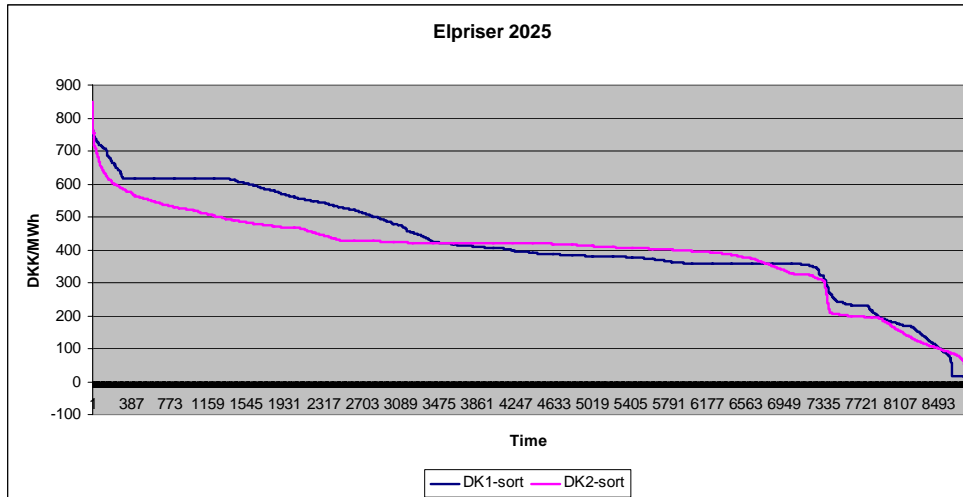
Da der foreligger usikkerhed om, hvorvidt Smart Grid-konceptet kan give den nødvendige reguleringshastighed for at sikre en momentan effektreserve og omsætte det til øget handelskapacitet, medtages ikke nogen værdi for denne post.

#### **6.3 Systembærende egenskaber, reaktiv kompensering, inert i mv.**

De centrale værker leverer i dag væsentlige systembærende egenskaber i form af bl.a. reaktiv kompensering, kortslutningseffekt og inert i (svingmasse i elsystemet). Herved sikres elsystemets stabilitet. For at sikre driftsstabilitet vurderer systemdriften i Energinet.dk, at der i dag skal være et antal centrale værker (2-3) i drift i både Vestdanmark og i Østdanmark, uanset om der er behov for, at værkerne skal levere egentlig energi. Denne "tvangskørsel" medfører ekstra omkostninger til systemdriften og betales i dag som en del af indkøbet af systemtjenester.

I takt med en øget produktion fra vindkraft og øget varmeproduktion fra centrale varmepumper vil der gradvist være flere perioder, hvor de centrale kraftværker ikke er i drift pga. produktion til det almindelige elmarked (spotmarked), men alene for at levere systembærende egenskaber.

Der er med simuleringsmodellen "Sivael" foretaget en simulering af elsystemet i 2025 uden intelligent styret fleksibelt elforbrug jf. figur 2.



Figur 32: Elpriser i Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2) i 2025 uden intelligent styret fleksibelt elforbrug.

Som det fremgår af figur 2, er der ca. 1500 timer, hvor elprisen er under 300 kr./MWh. Incitamentet til at have elproduktion på centrale værker i disse timer vil kun være til stede, hvis det centrale værk har en varmebunden produktion. Det vurderes, at der i ca. 1200 timer ikke er incitament for centrale værker til at producere i 2025, idet der antages at være varme-produktionsanlæg baseret på centrale varmepumper og dermed mindre varmebinding for kraft-varme.

Udbygning med synkronkompensatorer sammen med SVC og StatCom-komponenter kan sikre den nødvendige kortslutningseffekt og spændingsregulering. Denne type komponenter etableres i både traditionel udbygning og i Smart Grid-konceptet (afsnit 5). Der idriftsættes fem synkronkompensatorer á 250 MVA i begge systemområder. Der idriftsættes seks SVC'er á 120 MVA i referencen og seks SVC'er á 60 MVA i Smart Grid. Dette giver en mindre investering i Smart Grid konceptet på ca. 30 mio. kr./år (afsnit 5).

Det kræver yderligere undersøgelser at vurdere, om det vil være nødvendigt at fastholde tvangsdrift på centrale værker for at sikre den nødvendige inert i elsystemet. I dette tilfælde kan et intelligent elsystem (Smart Grid) være mere robust til at levere dynamisk stabilitet, herunder kunstig inert. Der kan derfor potentielt være en fordel ved Smart Grid i form af undgåede omkostninger til tvangskørsel. Omkostningen kan være op til 100 mio. kr./år for 1200 timers tvangsdrift. Omkostningen indregnes ikke i vurderingen.

#### 6.4 Tilpasning af forbrug til lavere spotpriser

Der er foretaget en vurdering af, hvilken gevinst en tilpasning af det fleksible elforbrug fra el- og plug-in hybridbiler og varmepumper kan opnå ved at tilpasse forbruget til timer med lave spotpriser.

Pga. usikkerheder vurderes den samlede gevinst at lægge sig mellem forbrugernes gevinst på 300 mio. kr./år og de reducerede samfundsøkonomiske elproduktionsomkostninger på 400 mio. kr./år. Se nedenfor for uddybning af tallene.

En del af denne spotgevinst kan effektueres uden udvikling af et Smart Grid. Det kan dog give væsentlige driftspåvirkninger, hvis større fleksible elforbrug indkøbes synkront fx ved timeskift.

Udviklingen at et intelligent elsystem kan derfor i samspil med et effektivt spotprismarked være et væsentligt element i at sikre en hensigtsmæssig udnyttelse af det fleksible elforbrug.

### *Samfundsøkonomiske elproduktionsomkostninger*

Der er ved beregningen simuleret samfundsøkonomiske omkostninger til elproduktion og tilhørende time-spot-priser. Analysen er baseret på både en kørsel med uintelligent/ustyret forbrug og en kørsel med forbrug optimeret til timer med lave spotpriser. Udbygningen med vindkraft matcher datagrundlag for vindkraft beskrevet i afsnit 2.

Ved det intelligent styrede elforbrug er der endvidere taget hensyn til flaskehalse i distributionsnettet ved at forbruget er begrænset under hensyn til den maksimale kapacitet i nettet. Herved reduceres omkostning til forstærkning af nettet, jf. endvidere omkostning opgjort i afsnit 5

Vurderingen er baseret på en simulering af elsystemet for 2025 med simuleringsmodellen "Sivael".

Vurderingen viser, at med et intelligent elforbrug kan de samfundsøkonomiske elproduktionsomkostninger (for en konstant forbrugsmængde) reduceres med ca. 400 mio. kr./år ved styret/intelligent elforbrug. Dertil kommer, at kogespidsen af elproduktionskapaciteten reduceres ved det intelligent styrede elforbrug (se næste kapitel med vurdering af behov for produktionskapacitet i spidslast).

Driftserfaringer viser, at de faktiske spotpriser varierer mere end de simulerede værdier, bl.a. som følge af driftsforstyrrelser for elproduktionsanlæg mv. Den faktiske værdi kan således være højere i praksis. På den anden side kan værdien også være lavere, da simuleringsmodeller har det med at være rigtig gode til at optimere.

### *Forbrugervurdering*

Set for de enkelte elforbrug viser vurderingen, at el- og plug-in hybridbilerne ved en opladning i døgnets fem billigste timer i stedet for en uintelligent ladning i perioden 17.00-21.00, kan reducere omkostningerne med 100 - 160 kr./MWh. Ved opladning af el- og plug-in hybridbilerne antages, at 75% af opladningen sker styret under hensyn til spotprisen. Den realiserbare gevinst for forbrugeren af en intelligent opladet el- og plug-in hybridbil antages at være 100 kr./MWh i 2025.

De individuelle varmpumpers forbrug er ligeledes tilpasset et forbrug i døgnets billigste timer. Anvendes varmpumperne i forhold til spotprisen i stedet for drift efter varmeforbruget, kan omkostningerne reduceres med 90 - 130 kr./MWh. Det antages, at varmpumpen har en elpatron til kogespidsen<sup>27</sup>. I praksis vil en fuld optimering ikke være mulig pga. andre hensyn i varmforsyningen. Det skal bemærkes, at ved huse med lav isoleringsgrad og lav varmekapacitet, vil det ligeledes ikke være muligt at opnå denne fulde gevinst. Frem mod 2025 forventes hovedparten af bygningsmassen dog gradvist at være bragt i en god isoleringstilstand. Der er derfor antaget en realiserbar gevinst for forbrugeren på 70 kr./MWh i 2025 med en intelligent styret varmpumpe.

---

<sup>27</sup> I det ustyrede forløb tager elpatronen ikke hensyn til evt. netbegrænsninger. I det styrede forløb optimeres varmeproduktionen, så spidslast med elpatron undgås indenfor spidslastperioden.

Den samlede værdi for forbrugeren er dermed i 2025 160 mio. kr./år for 1,6 TWh el til el- og plug-in hybridbiler, og 130 mio. kr./år for 1,8 TWh til varmepumper. For det samlede fleksible elforbrug på 3,4 TWh er værdien dermed ca. 300 mio. kr./år.

Hovedparten af den samfundsøkonomiske gevinst på op til 400 mio. kr./år udtrykkes således i gevinst for slutforbrugeren i form af lavere elpriser ved Smart Grid i forhold til ved traditionel udbygning.

### **6.5 Behov for termisk produktionskapacitet i spidslast**

Ved intelligent forbrug (forbrug, der reagerer på spotpriser) lægges elforbruget på tidspunkter uden for spidsbelastning af det overordnede system bestående af transmissionsnet, forbrug og det samlede produktionsapparat. Det betyder et reduceret behov for produktionskapacitet i kogespidsen. Det vurderes, at det maksimale elforbrug (fratrasket vind) i Danmark reduceres med omkring 500 - 1000 MW (se figur 1).

Teoretisk set er kapacitetsbetalingen på lang sigt udtrykt i elspotprisen<sup>28</sup>. Det kræver dog, at der er et antal forudsætninger til stede. For det første skal markedet være velfungerende ved, at prissætningen udtrykker de marginale omkostninger ved at producere og undlade at forbruge. For det andet må der ikke gribes ind i markedet. Endvidere kan der i en årrække være allerede etableret produktionskapacitet, som forbliver i markedet så længe, der er et indtjeningsgrundlag, der kan betale de kortsigtede omkostninger.

1. Mht. prissætningen, så udtrykker den de marginale omkostninger ved at producere. Men den manglende fleksibilitet i forbruget gør, at prissætningen i praksis ikke udtrykker det at undlade at forbruge el.
2. Mht. indgriben, så vil det være en forudsætning, at spotmarkedet får lov til at tilpasse sig frit uden indgriben pga. forsyningssikkerhedsmæssige årsager eller prismæssige overvejelser.

Ved traditionel udbygning er forbruget ikke fleksibelt (afsnit 3), og det forudsættes, at el- og plug-in hybridbilerne oplader, når de bliver sat i stikket. Dvs. at prissætningen ikke udtrykker det at undlade at bruge el. I et mere presset elsystem vil kapacitetsbetalingen derfor ikke fuldt ud være udtrykt i elprisen. Til modsætning regnes der i Smart Grid konceptet med fuld fleksibilitet i forbruget fra el- og plug-in hybridbiler og varmepumper, der på den måde vil være med til at opretholde et velfungerende elmarked med en mere korrekt prissætning.

Værdien af denne forskel kan udtrykkes i en kapacitetsbetaling. Det vil sige, at der ved traditionel udbygning er behov for de 500 -1000 MW ekstra produktionskapacitet i visse timer, fx meget kolde vinterdage. Besparelsen kan blive flere hundrede millioner kroner årligt<sup>29</sup>.

Det er valgt ikke at medtage denne fordel ved, at kapacitetsbetalingen eventuelt ikke fuldt ud er indeholdt i elspotprisen. Man skal dog være opmærksom på, at der er store usikkerheder ved denne vurdering.

---

<sup>28</sup> Spotmarkedet er en markedsplads med marginal prissætning. Det betyder, at prisen i hver time sættes ud fra det sidst accepterede bud, og at faste kapital-omkostninger dermed dækkes af "overskuddet" for alle øvrige anlæg, hvis bud accepteres.

<sup>29</sup> Investeringsomkostning på 3,5 mio. kr./MW, 20 års afskrivning og en rente på 5%. For 500-1000 MW giver det en investering på 150-300 mio. kr./år.

## 6.6 Øvrige værdier

### **Energibesparelser**

Fjernaflæste elmålere og Smart Grid-konceptet er med til at øge fokus på energibesparelser, dels pga. øget bevidsthed for forbrugerne og dels pga. tekniske automatiske løsninger.

Det antages, at 5% af privatforbruget hos den ene million husstande med målere og intelligent automatik i hjemmet (ud af i alt 2,5 million husstande) kan påvirkes<sup>30</sup>. Husstandsforbruget udgør en tredjedel af det samlede danske elforbrug på 36 TWh. Det giver, at energibesparelser i alt beløber sig til 240 GWh.

Den samfundsøkonomiske omkostning til energibesparelser er i evaluering af energiselskabernes energispareindsats i 2009 opgjort til 0,5 kr./kWh som et vægtet gennemsnit over alle aktiviteterne (bygningsreglement, energimærkning, energibesparelser i det offentlige, mærkning og normer for apparater, aftaleordningen, elsparefonden, og energiselskaberne). Dvs. at Smart Grid konceptet kan bidrage til, at disse omkostninger ikke er nødvendige at iværksætte for at få aktiveret de samfundsøkonomiske fornuftige energibesparelser (som jf. evalueringen har en samfundsøkonomisk elpris på 0,63 kr./kWh).

Det giver en samlet besparelse på 120 mio. kr. om året for de energibesparelser, der "automatisk" følger med fjernaflæste målere og intelligent automatik i husstande inkluderet i Smart Grid konceptet (afsnit 5).

### **Sparede kontrolbesøg i 10 kV stationer mv.**

Det vurderes, at de sparede kontrolbesøg, som følge af Smart Grid, formodentlig skal erstattes af lovpligtige kontrolbesøg på transformerstationen. Dermed er der ikke besparelser.

Smart Grid giver bedre muligheder for diagnosticering af elsystemet ved fejl (Maintenance Management). Denne værdi er ikke nærmere vurderet.

### **Sparede administrationsomkostninger ved regninger mv.**

Værdien anslås til 0, da de sparede administrationsomkostninger relaterer sig til de fjernaflæste målere og ikke til det egentlige Smart Grid koncept.

### **Effektiv drift og vedligeholdelse af nettet**

Et øget overblik over elsystemets tilstand giver en række nye muligheder for en effektiv drift og vedligehold af nettet (Maintenance Management System). Værdien af dette er pt. ikke vurderet, men kan potentielt give et yderligere bidrag.

### **Know-how**

Ved at være på forkant med udviklingen af Smart Grid-løsninger opnås know-how hos den danske industri. Værdien på denne know-how er pt. ikke vurderet.

---

<sup>30</sup> Overslag fra USA nævner bl.a., at Smart Grid-konceptet kan medføre energibesparelser i området fra 1-10% med en middelværdi på 6%. (The Smart Grid: An Estimation of the Energy and CO<sub>2</sub> Benefits fra januar 2010 udarbejdet af Pacific Northwest National Laboratory for det amerikanske energidepartement).

Capgemini har i 2008 udarbejdet en vurdering for Europa, hvor Smart Grid konceptet kan give 10-15% energibesparelser (Demand Responce: A decisive breakthrough for Europe).

## 6.7 Sammenfatning

Samlet set vurderes værdien af at kunne levere systemydelser i et Smart Grid at være ca. 230 mio. kr./år. Heraf udgør værdi af reserver og regulerkraft ca. 200 mio. kr./år, og undgåede omkostninger til momentan effektreserve og systembærende egenskaber på ca. 30 mio. kr./år. Dette skal ses i sammenhæng med Energinet.dk's samlede årlige udgifter på omkring en milliard til systemydelser i dag.

Det fleksible elforbrug kan derudover få en reduceret energiomkostning i spotmarkedet af størrelsesordenen 300 mio. kr./år.

Øvrige værdier opgøres til 120 mio. kr./år pga. medfølgende energibesparelser. Dertil kommer en række poster, som har en væsentlig potentiel værdi, men som ikke er værdisat i dette projekt.

En samlet oversigt over de opgjorte værdier fremgår af *Tabel 55*. Værdien vist i *Tabel 55* er opgjort ud fra markedsværdien på de ydelser et Smart Grid kan levere. Den samfundsøkonomiske værdi kan være større eller mindre afhængig af, hvordan eksisterende leverandører af disse ydelser tilpasser sig konkurrencen og udviklingen på markedet, jf. beskrivelsen af værdierne i de enkelte afsnit. Det vil sige, at der knytter sig en del usikkerhed til vurderingen af værdierne. Derfor er angivet et variationsinterval, der dækker den største del af usikkerhederne, men ej alle.

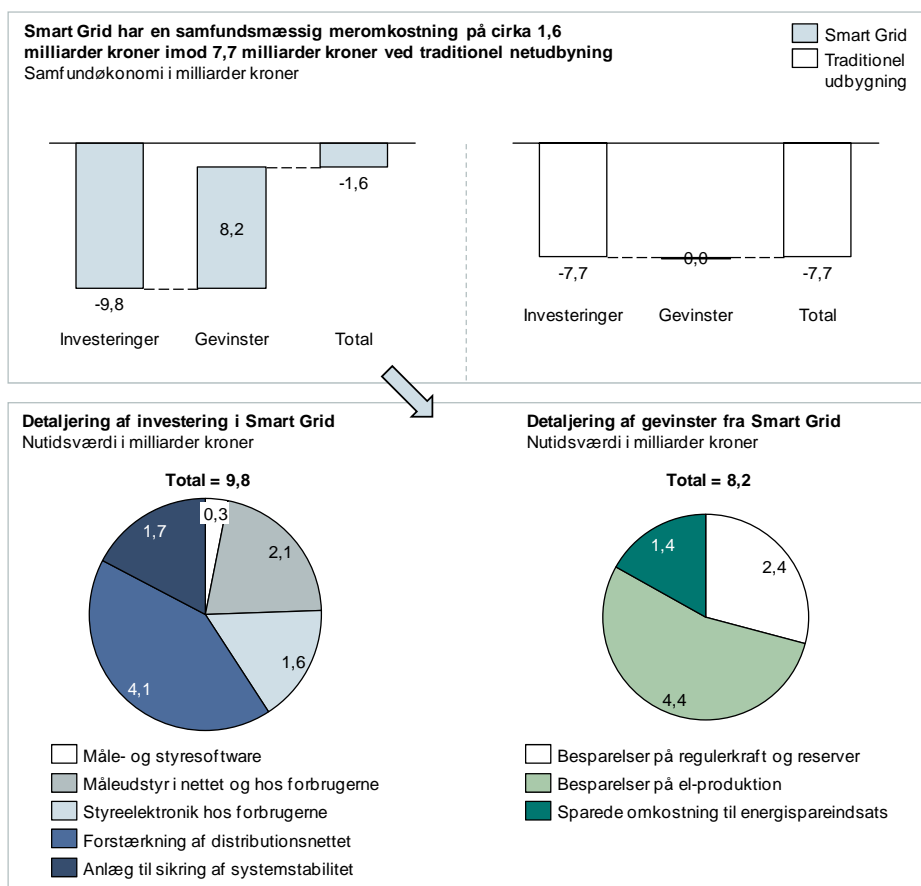
	Værdi af fleksibelt forbrug og øvrige ikke netrelaterede poster i et Smart Grid koncept i 2025 <i>Mio. kr./ år</i>	
	Centralt skøn	Variationsinterval
Reserver og regulerkraft	200	
- primære reserver	25	
- sekundære reserver	45	30-60
- tertiære reserver og regulerkraft	130	
Momentan effektreserve	-	0-50
Systembærende egenskaber	30	30-130
Tilpasning til lavere spotpriser	300	op til 400
Behov for prod.kap. i spidslast	-	0-300
Energibesparelser	120	
Øvrige (sparede kontrolbesøg, adm. omk., effektiv D&V mv.)	Ikke vurderet	Kan potentielt give en værdi
<b>Værdi i alt</b>	<b>650</b>	<b>-</b>

*Tabel 55: Oversigt over værdier af Smart Grid udover direkte netrelaterede omkostninger.*

## 7. De økonomiske beregninger

Den økonomiske sammenligning af en fremtidig traditionel udbygning og Smart Grid vil naturligt være en af de afgørende faktorer i forbindelse med overvejelser om en fremtidig udbygning af elsystemet baseret på Smart Grid teknologi.

I dette afsnit gennemgås de beregninger, der ligger til grund for det samlede samfundsøkonomiske resultat i forhold til Smart Grid udbygning af elsystemet. I det samlede resultat er alle økonomiske estimater opgjort ved den tilbagediskonterede værdi i faste 2010-priser af alle forventede fremtidige omkostninger, investeringer og gevinster, som vil blive effektueret fra 2010 og frem. I Figur 33 herunder ses det samlede samfundsøkonomiske resultat for Smart Grid i forhold til traditionel udbygning med forudsætningerne for år 2025.



Figur 33: Investeringer i Smart Grid udstyr frem til 2025 og afledte gevinster heraf.

Beregningerne af omkostninger ved både traditionel og Smart Grid udbygning er opgjort i faste 2010-priser med en reel diskonteringsfaktor på 5 %. Der er ikke indregnet netto-afgiftsfaktor.

Gevinsterne ved Smart Grid beskrevet i afsnit 6 er imidlertid ikke angivet som tilbagediskonterede. Beregningen af disse til faste tilbagediskonterede 2010-priser vil derfor blive uddybet herunder.

Beregningerne vedr. en fremtidig traditionel udbygning gennemgås først og herefter beregningerne fra scenariet for en fremtidig udbygning af elsystemet med Smart Grid.

## 7.1 Traditionel udbygning

I dette afsnit gennemgås beregningerne af de endelige tal for nødvendige investeringer ved en fremtidig traditionel udbygning af elsystemet – dvs. en udbygning alene baseret på traditionelle forstærkninger i net og elsystem.

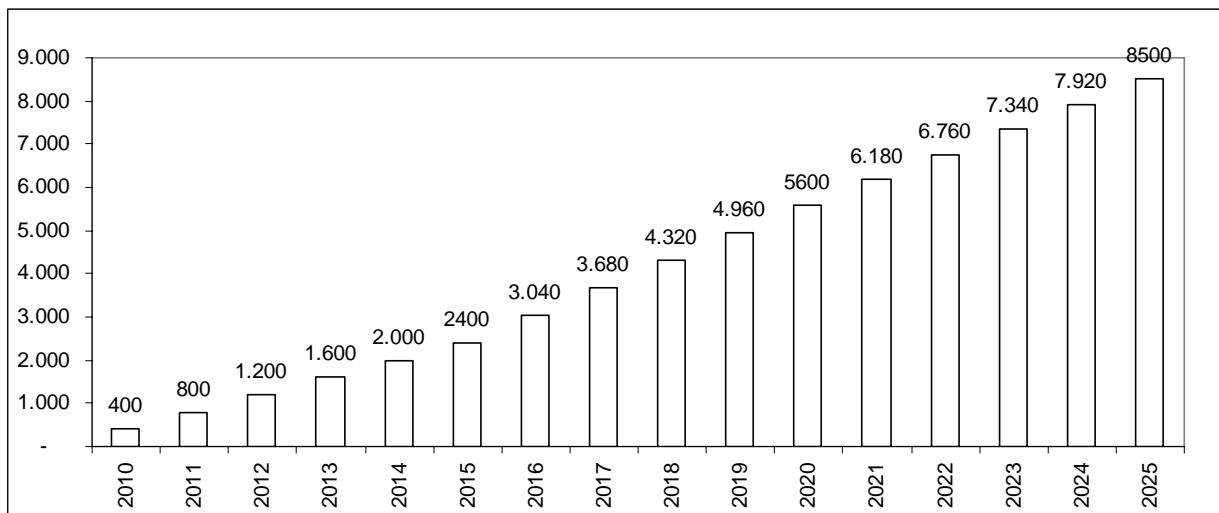
### 7.1.1 Investeringer

Vælges en fremtid med traditionel udbygning, vil det, med de beskrevne forudsætninger i afsnit 2, være nødvendigt med betydelige investeringer alene til netforstærkninger og til anlæg til sikring af systemstabiliteten. Beregnet til faste tilbagediskonterede 2010-priser er disse opgjort til 7,7 mia. kr.

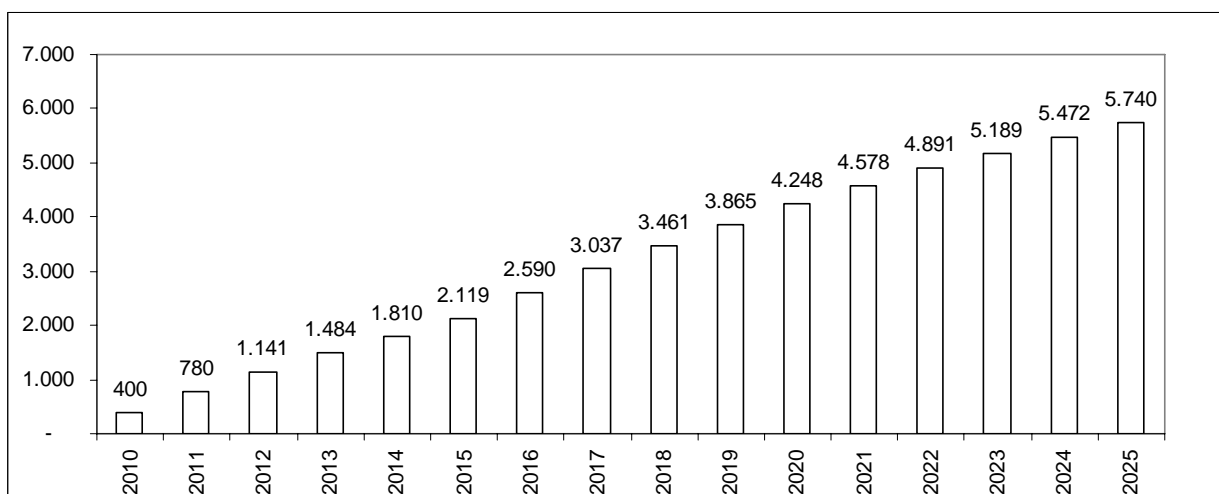
### 7.1.2 Netforstærkninger

I tabel 41, afsnit 3 er beregningerne over de nødvendige investeringer i netforstærkninger frem til 2025 i faste tilbagediskonterede 2010-priser beregnet til 5,7 mia. kr.

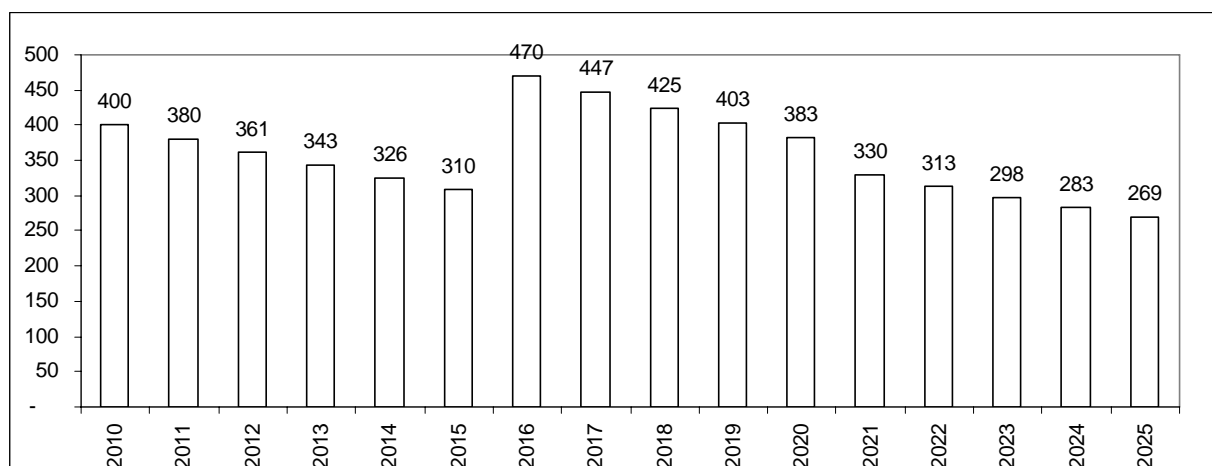
I Figur 34 til Figur 36 herunder ses mellemregningerne i beregningen af de tilbagediskonterede investeringer frem til 2025.



Figur 34: Akkumulerede absolutte investeringer.



Figur 35: Akkumulerede tilbagediskonterede investeringer.



Figur 36: Værdi af tilbagediskonterede investeringer pr. år i faste 2010-priser.

Denne beregningsmetode med en tilbagediskontering af de løbende investeringer frem til 2025 er brugt ved alle investeringsberegningerne.

### 7.1.3 Anlæg til sikring af systemstabilitet

De nødvendige anlæg til sikring af systemstabiliteten i elsystemet i det traditionelle udbygningsscenarie er angivet i tabel 50, afsnit 5. Denne viser omkostningerne opgjort til 2,0 mia. kr. i faste tilbagediskonterede 2010-priser.

### 7.1.4 Gevinster

I den traditionelle udbygning vil der naturligvis ikke være afledte gevinster af Smart Grid investeringer, da der ikke foretages nogen af disse i det traditionelle scenarie for fremtiden. Smart Grid gevinsterne ved en traditionel udbygning er derfor opgjort til 0,0 mia. kr. Det betyder imidlertid ikke, at der ikke er forbundet gevinster ved traditionel udbygning. I det traditionelle udbygningsscenarium er der naturligvis også forbundet gevinster med indpassningen af VE, elbiler og varmepumper i elsystemet, men der er ikke forbundet mergevinster i form af besparelser på regulerkraft, reserver og produktion, samt energibesparelser, som der er ved Smart Grid scenariet. Der er således tale om en nettoopgørelse, hvor de underliggende – og ens – gevinster ved de to scenarier er udeladt i beregningerne.

## 7.2 Smart Grid udbygning

I dette afsnit gennemgås beregningerne af de endelige tal for nødvendige investeringer og afledte gevinster ved en fremtid med Smart Grid udbygning af elsystemet.

### 7.2.1 Investeringer

Vælges en fremtid med Smart Grid udbygning af elsystemet, vil der, med de beskrevne forudsætninger i afsnit 2, også være nødvendige investeringer, der skal foretages. De omfatter investeringer, dels til

- netforstærkninger (dog i mindre omfang end ved det traditionelle udbygnings-scenarium)
- anlæg til sikring af systemstabiliteten
- ny software hos TSO, transmissions- og netselskaber
- måleudstyr i distributionsnettet
- automatik hos slutbrugeren
- opgradering af elektroniske elmålere

Beregnet til faste tilbagediskonterede 2010-priser er disse investeringer opgjort til 9,8 mia. kr.

#### 7.2.1.1 Netforstærkninger

I tabel 42, afsnit 3 er de nødvendige investeringer i netforstærkninger frem til 2025 ved Smart Grid beregnet til faste tilbagediskonterede 2010-priser på 4,1 mia. kr.

#### 7.2.1.2 Anlæg til sikring af systemstabilitet

De nødvendige anlæg til sikring af systemstabiliteten i elsystemet i et Smart Grid udbygnings-scenarie er angivet i tabel 50, afsnit 5. Denne viser omkostninger beregnet ved faste tilbagediskonterede 2010-priser på 1,7 mia. kr.

#### 7.2.1.3 Software hos TSO og DSO

Investeringsomkostningerne i den nødvendige software hos TSO og DSO i et Smart Grid udbygningsscenarium er angivet i tabel 50, afsnit 5. Denne viser omkostninger opgjort i faste tilbagediskonterede 2010-priser på 0,3 mia. kr.

#### 7.2.1.4 Måleudstyr i distributionsnettet

Investeringsomkostningerne for det nødvendige måleudstyr i distributionsnettet i et Smart Grid udbygningsscenarium er ligeledes angivet i tabel 50, afsnit 5. Denne viser omkostninger opgjort i faste tilbagediskonterede 2010-priser på 1,7 mia. kr.

#### 7.2.1.5 Automatik hos slutbrugeren

Investeringsomkostningerne ved den nødvendige automatik hos slutbrugeren i et Smart Grid udbygningsscenarium er angivet i tabel 50, afsnit 5. Denne viser omkostninger opgjort i faste tilbagediskonterede 2010-priser på 1,6 mia. kr.

#### 7.2.1.6 Opgradering af elektroniske elmålere

Investeringsomkostningerne i den nødvendige opgradering af elektroniske elmålere i et Smart Grid udbygningsscenarium er angivet i tabel 50, afsnit 5. Denne viser omkostninger opgjort i faste tilbagediskonterede 2010-priser på 0,4 mia. kr.

### 7.2.2 Gevinster

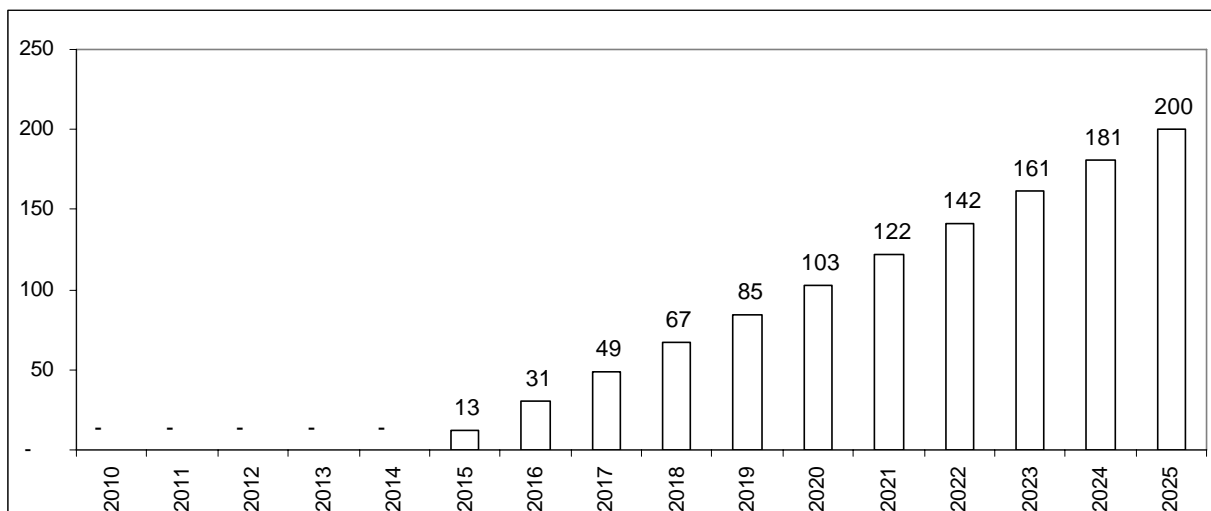
Gevinsterne ved en fremtidig udbygning af elsystemet med Smart Grid er beskrevet i afsnit 6 og vist i tabel 55.

Af disse er følgende medregnet i den endelige opgørelse:

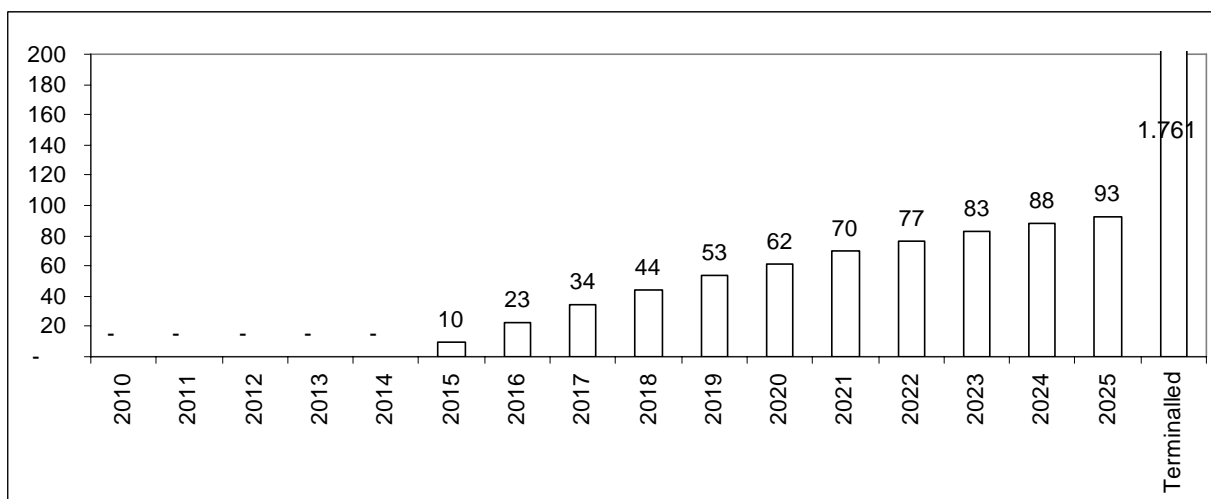
Gevinster	Værdi i 2025	Akkumulerede tilbagediskonterede samfundsøkonomiske gevinster
- Besparelser på reserver og regulerkraft	200 mio. kr. / år	2,4 mia. kr.
- Besparelser på elproduktion	400 mio. kr. / år	4,4 mia. kr.
- Besparelser på energispareindsats	120 mio. kr. / år	1,4 mia. kr.

Tabel 56: Samfundsøkonomiske gevinster ved Smart Grid.

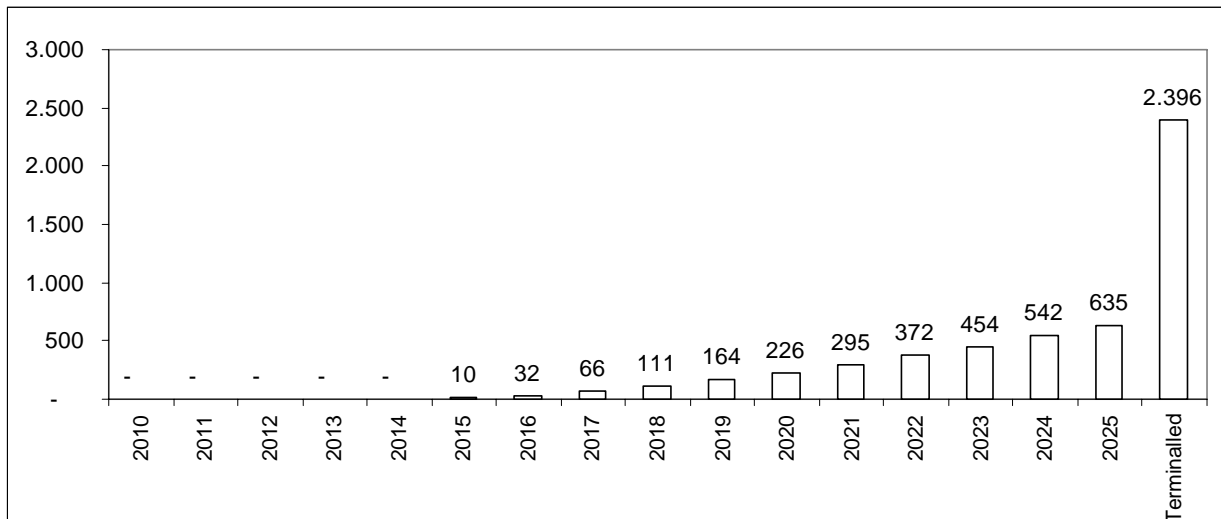
Omregningen af alle fremtidige gevinster til faste tilbagediskonterede 2010-priser er illustreret i Figur 37 til Figur 39 herunder.



Figur 37: Samfundsøkonomisk gevinst pr. år i faste 2010-priser ved besparelser på reserver og regulerkraft.



Figur 38: Tilbagediskonteret samfundsøkonomisk gevinst pr. år i faste 2010-priser ved besparelser på reserver og regulerkraft.

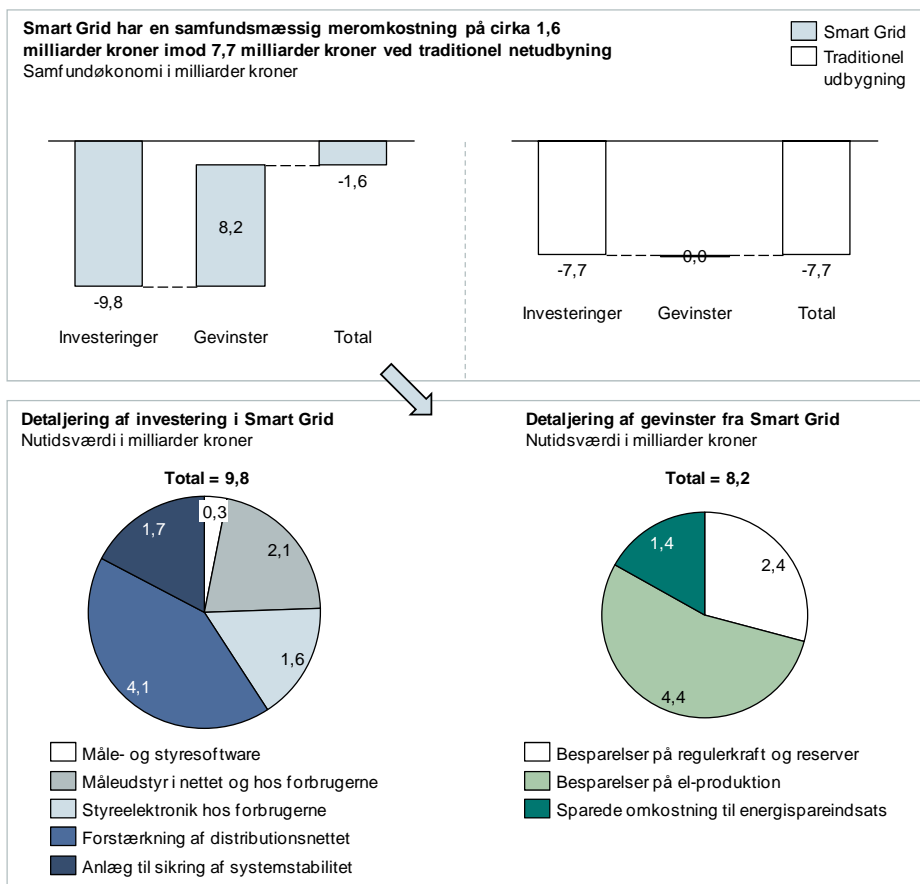


Figur 39: Akkumuleret tilbagetillægs økonomisk gevinst ved besparelser på reserver og regulerkraft.

Det ses, at der inkluderes gevinster i årene efter 2025 (terminalledet). Disse gevinster bør inkluderes, da fremtidige gevinster, der kan tilskrives de investeringer, der er foretaget, bør medregnes.

### 7.3 Samlede økonomiske resultater

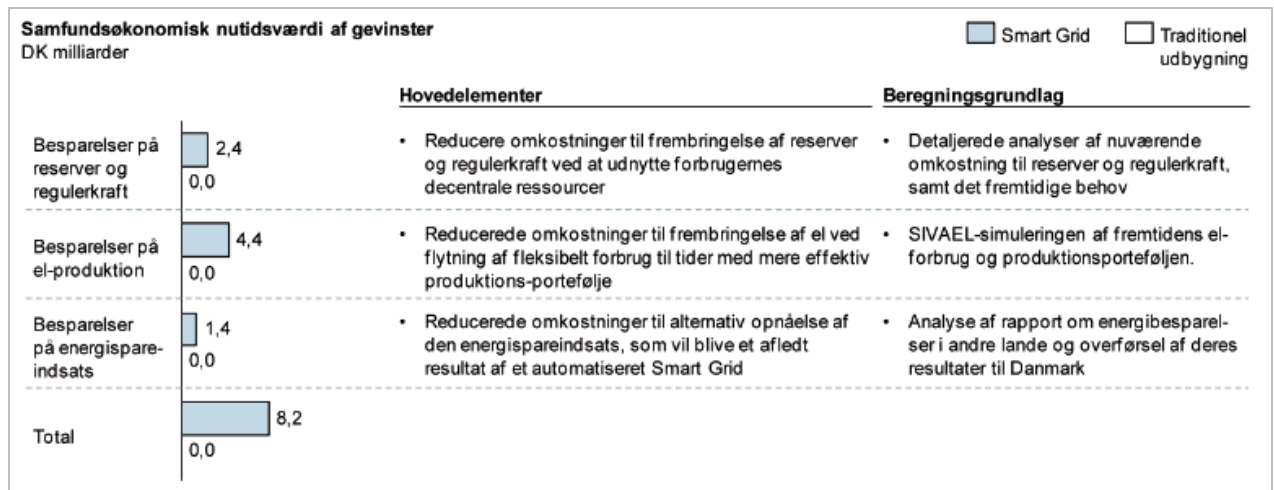
Ved hjælp af ovenstående beregninger er det samlede økonomiske resultat af de akkumulerede tilbagetillægs værdier beregnet. Disse er vist i Figur 40 til Figur 42.



Figur 40: Investeringer og gevinster ved udbygning af elnettet efter en Smart Grid strategi.

Samfundøkonomisk nutidsværdi af investeringer og omkostninger		DK milliarder	
		Smart Grid	Traditionel udbygning
	Hovedelementer	Beregningsgrundlag	
Netforstærkninger	<ul style="list-style-type: none"> <li>Forstærkning af distributionsnettet i 0,4 kV, 10 kV og 50 kV for at forhindre overbelastninger</li> </ul>	-4,1	-5,7
Anlæg til systemstabilitet	<ul style="list-style-type: none"> <li>Installation af Synkronkompensatorer og Static Var Compensators, der kan skabe nødvendig inert og kortslutningseffekt</li> </ul>	-1,7	-2,0
Software hos TSO og DSO'erne	<ul style="list-style-type: none"> <li>Software hos systemansvaret og hos netselskaberne, der kan aggregere og behandle al information opsamlet i distributionsnettet og hos forbrugere</li> </ul>	-0,3	
Måleudstyr i distributionsnettet	<ul style="list-style-type: none"> <li>Måleudstyr i alle 10 kV og 50 kV transformerstationer samt i en tredjedel af alle 0,4 kV transformerstationer</li> </ul>	-1,7	
Intelligens hos slutbrugeren	<ul style="list-style-type: none"> <li>Elektronik til automatisk styring af fleksibelt forbrug og produktion hos kunder med elbiler, varmepumper og husstandsproduktion</li> </ul>	-1,6	
Opgradering af elektroniske elmålere	<ul style="list-style-type: none"> <li>Opgradering af elektroniske elmålere, så de kan facilitere timeafregning for forbrugere med el- og plug-in hybridbiler, varmepumper og el-produktion</li> </ul>	-0,4	
<b>Total</b>		<b>-9,8</b>	<b>-7,7</b>

Figur 41: Investeringer og omkostninger ved udbygning af elnettet efter en Smart Grid strategi.



Figur 42: Estimerede gevinster ved udbygning af elnettet efter en Smart Grid strategi.

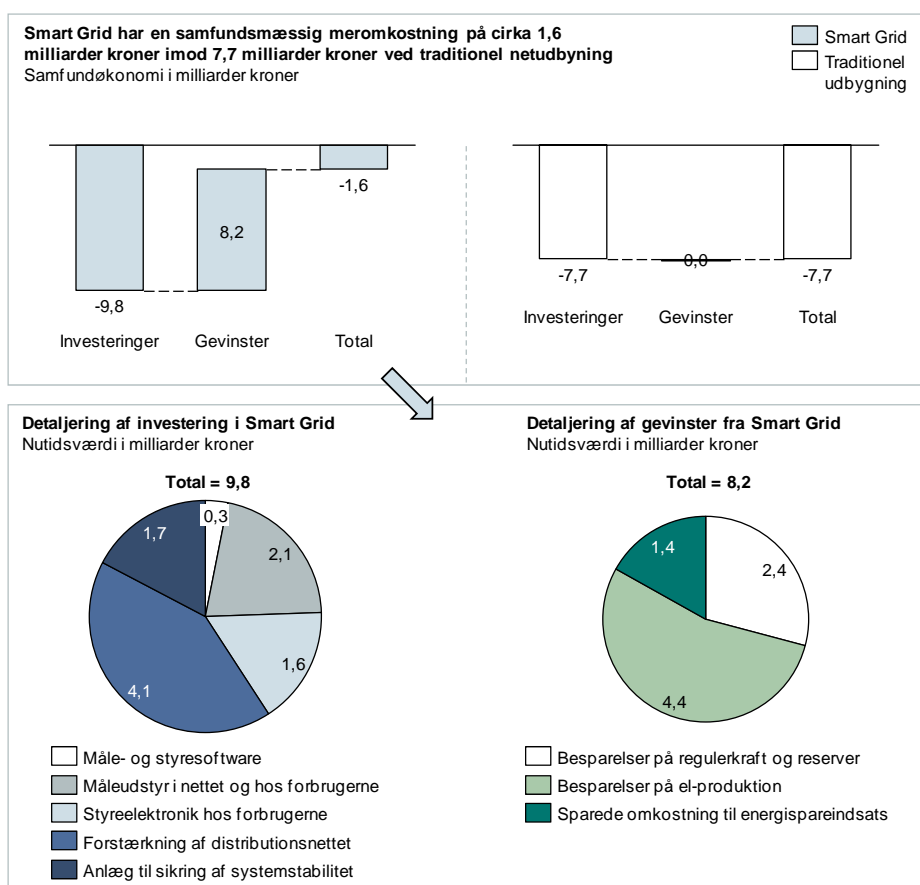
Det ses, at business-casen for udbygning af elsystemet med Smart Grid teknologi er væsentligt bedre end for traditionel udbygning. Beregningerne viser også, at der er behov for at vælge en klar retning for elsystemet, hvis den fulde potentielle økonomiske gevinst ved at vælge Smart Grid skal realiseres. Løbende investeringer, der følger en traditionel udbygningsstrategi, vil nemlig i nogen grad medvirke til at den potentielle økonomiske gevinst ved at vælge Smart Grid reduceres.

## 8. Konklusion

Der er i nærværende bilagsrapport foretaget en lang række beregninger, som kan bruges til vurdering af, om Smart Grid skal være en del af den fremtidige danske elforsyning. Mange af beregningerne er foretaget parallelt, hvorfor der for nogle af beregningerne er anvendt forudsætninger, der afviger en anelse fra hinanden. Dette forventes dog ikke at have nogen betydning for de overordnede konklusioner.

Projektets beregninger viser jf. Figur 43, at den samfundsmæssige investering i omstilling af elsystemet frem mod 2025 vil være cirka 9,8 milliarder kroner ved etablering af Smart Grid. Denne investering vil realisere en samfundsmæssig gevinst på cirka ~8,2 milliarder kroner og dermed give en samlet samfundsmæssig omkostning på ~1,6 milliarder kroner.

Alternativet til Smart Grid er en traditionel udbygningsstrategi, hvor den samfundsmæssige investering vil være cirka 7,7 milliarder kroner, og hvor der, i modsætning til Smart Grid, ikke vil blive skabt afledte samfundsmæssige gevinster. Dermed er fordelene ved at forfølge Smart Grid-sporet cirka 6,1 milliarder kroner.



Figur 43. Investeringer og gevinster ved etablering af fremtidens elsystem

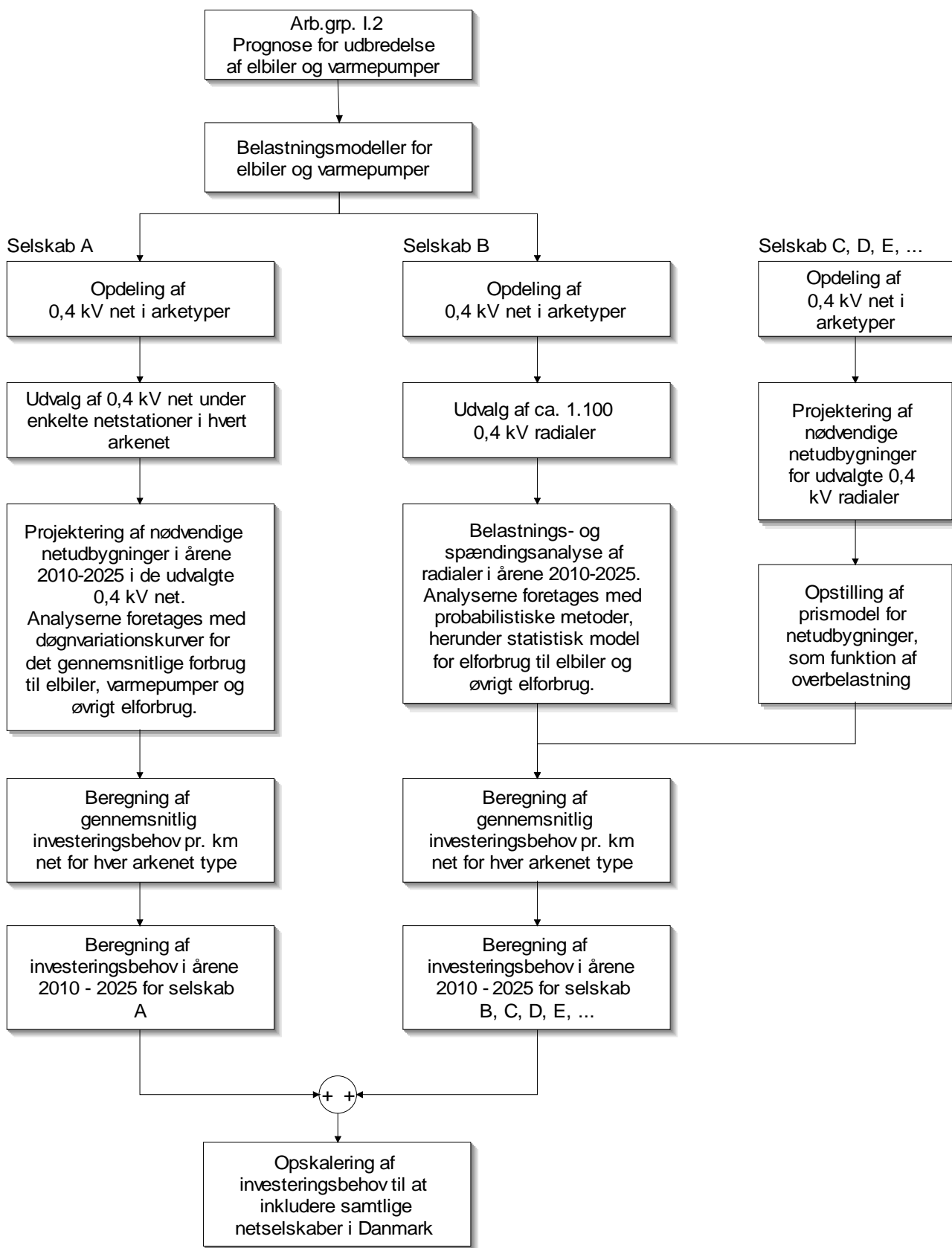
Etableringen af et intelligent elsystem i Danmark kræver indsats og investeringer fra alle el-sektorens regulerede aktører, samt fra aktører der agerer på rent konkurrenceudsatte, kommercielle vilkår både inden for og uden for branchen. Kun hvis alle disse aktører bidrager, vil de samlede gevinster ved et Smart Grid kunne realiseres.

Elbranchen vil gerne tage en aktiv rolle i at sikre en fælles og koordineret udvikling af et intelligent elsystem i Danmark. Det bør derfor sikres, at de politiske forudsætninger fremmer en proaktiv adfærd for alle aktørerne.

Danmark kan således vælge at opgradere elsystemet med en traditionel udbygning, eller der kan vælges at tænke nyt og fremtidssikre elsystemet til at kunne håndtere yderligere mængder vedvarende energi/vindkraft, ved at tilpasse det ved hjælp af måleudstyr, elektronik og automatik hos forbrugerne og i elsystemnettet og dermed skabe et Smart Grid.

I denne rapport er givet en kvalificeret økonomisk vurdering af business-casen ved at tilføje Smart Grid funktionaliteter til elforsyningen. Ved de anvendte forudsætninger er Smart Grid-udbygning den samfundsøkonomisk billigste vej at vælge for den fremtidige danske elforsyning.

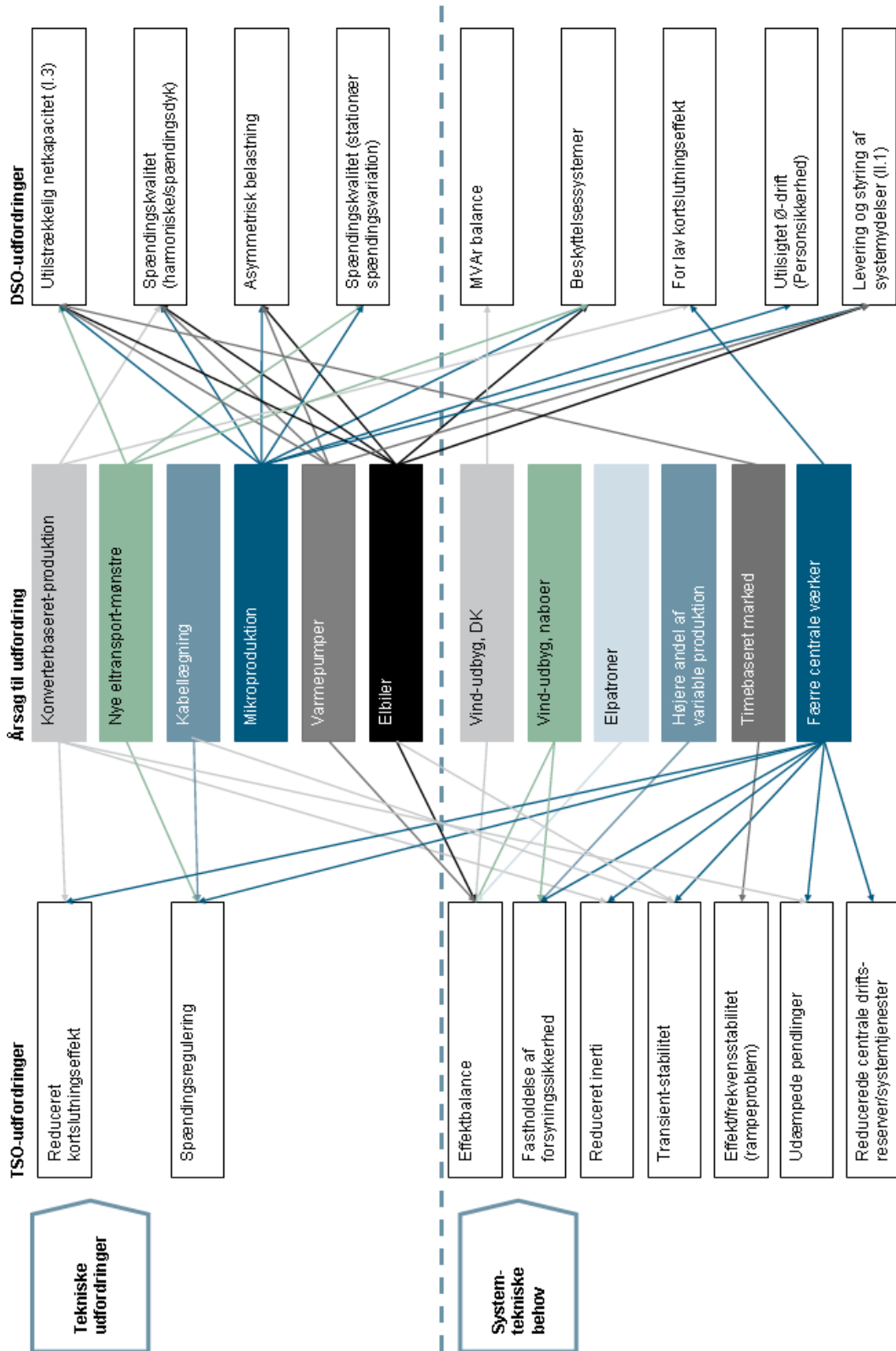
**Appendiks 1: Detaljeret sammenhæng for udfordringerne.**



### **Appendiks 2: Samlede anbefalinger til videre analyse**

- Der er behov for aktiv kortlægning af de nye risici og udvikling af nye sikkerhedsstrategier.
- Der skal tages initiativ til nødvendig opdatering af regler for netdimensionering, lokale krav til driftsreserver og internationale regler for gensidige driftsreserver under hensyntagen til de nye vilkår.
- Gennemføre analyse for at kvantificere reguleringsbehovet.
- Undersøge hvilke virkemidler der kan bidrage til regulering, og hvordan de kan aktiveres?
- Undersøge hvilke alternativer der er til hver af de nødvendige systemtjenester, som de centrale værker ikke længere kan levere.
- Kortlægning af behov for kortslutningseffekt til HVDC-installationer, og beskyttelsessystemet.
- Der mangler viden og analyser på ENTSO-E niveau. Hvad betyder 1GW i DK2 ift. frekvensen?
- Gennemførelse af statisk og dynamisk analyse af spændingsforholdene i fuld model af Elsystem2025 i både DK1 og DK2. Herunder indvirkning fra: 1) VPPER på distributionsniveau, 2) Alle nye HVDC-VSC interconnectors og 3) Identifikation og indførelse af et tilstrækkeligt antal synkronkompensatorer og SVC-anlæg på udvalgte stationer i transmissionsnettet.
- Demonstration af virkning af PMU-baseret on-line systemmonitoring, DSA (Dynamic Stability Assessment) samt PMU-baseret spændingsregulering.
- Gennemførelse af transient stabilitets-analyse i fuld model af Elsystem2025 i både DK1 og DK2. Herunder indvirkning fra: 1) VPPER på distributionsniveau, 2) Alle nye HVDC-VSC interconnectors og 3) Identifikation og indførelse af et tilstrækkeligt antal synkronkompensatorer med høj inertie og SVC-anlæg på udvalgte stationer i transmissionsnettet.
- Demonstration af virkning af PMU-baseret on-line systemmonitoring og DSA (Dynamic Stability Assessment).
- Gennemførelse af dynamisk analyse af svingningsstabiliteten inkl. egenværdi-analyse i fuld model af elsystemet i 2025.
- Indførelse af PMU-baserede Power Oscillation Dampers (PODs) på udvalgte SVC-anlæg.
- Introduktion af antipendlingsudrustninger på styringen af off-shore vindmølleparker i Tekniske Forskrifter for vindmøller.
- Undersøgelser af de eksakte konsekvenser af en øget mængde konverterbaserede apparater (forbrug og produktion), specielt deres indbyrdes påvirkning.
- Undersøge den eksakte betydning af reduktion af kortslutningseffekt på distributionsniveau.
- Klarlægge sammenhæng, eller mangel på samme, imellem krav til netselskaber og CE mærkning, baseret på IEC61000, af forbrugsenheder.
- Kortlægning af udviklingen i nettilslutningstyper for nyt forbrug og lokal produktion.
- Udvikling af procedurer for nettilslutning af slige apparater.
- Udvikling af procedurer eller direkte krav, samt internationale standarder, for aktiv styring af 3 fasede konverteres belastning af de enkelte faser.
- Undersøge behovet for spændingsregulerende enheder i distributionsnettet 2015 – 2020 – 2025.
- Evaluere krav om jording af alle net der skal arbejdes på, inkl. 0,4kV nettet.
- Mulighed for udarbejdelse/revidering af krav om afbrydelighed, også for lokal produktion, hvis der ikke eksisterer klare, entydige, regler herfor.

Appendiks 3: Detaljeret sammenhæng for udfordringerne.



## Appendiks 4: Regulerkraft med el- og plug-in hybridbiler og varmepumper

### El- og plug-in hybridbiler og varmepumpers mulighed for at levere regulerkraft.

Med en stigende mængde vindkraft i elsystemet vil spotpriserne blive mere fluktuerende, og der vil komme en stigende andel af timer med lave spotpriser. Her kan levering af tertiære reserver/regulerkraft fra fleksibelt elforbrug blive et samfundsøkonomisk effektivt alternativ til levering af regulerkraft fra produktionsanlæg.

Når spotprisen er lav, er aktiveringstillægget (opreguleringspris fratrukket spotprisen) for opregulering høj, hvis den skal leveres fra termiske enheder eller vandkraft. Disse værker skal have dækket deres omkostninger ved at køre i timer med lave elpriser. Da det fleksible elforbrug typisk er aktivt i timer med lave spotpriser, vil det kunne levere billig regulerkraft i disse timer.

Når spotprisen er høj (typisk dagstimer, hvor fleksibelt forbrug ikke er aktivt) er aktiveringstillægget for opregulering fra termiske værker eller vandkraft lav. I disse timer er spotprisen tæt ved eller over disse værkers marginale omkostninger.

Tilsvarende aspekter gælder for nedregulering.

Hvis spotprisen er lav, vil der typisk ikke være termiske anlæg i drift i spotmarkedet, der kan levere nedregulering, medmindre anlæggene samtidig har binding på at levere varme (kraftvarme). Det antages, at disse værker på længere sigt har alternative produktionsmuligheder på eksempelvis varmepumper mv. til at levere den nødvendige varme og dermed ikke producerer el som følge af varmebinding. I timer med lave spotpriser vil det således være samfundsøkonomisk effektivt at levere nedregulering fra fleksibelt elforbrug, der netop er i drift i disse timer.

Hvis spotprisen er høj, vil de termiske anlæg og vandkraften typisk køre, og disse vil kunne levere nedregulering.

Aktiveringsomkostninger og tilgængelighed for manuelle reserver er opsummeret i nedenstående tabeller.

Aktiveringsomkostninger - manuelle reserver		
	Lav spotpris	Høj spotpris
Opregulering	Termisk/hydro : Høj ÷ Fleks forbrug: Lav √	Termisk/hydro : Lav √ Fleks forbrug: Høj ÷
Nedregulering	Termisk/hydro : Høj ÷ Fleks forbrug: Middel (√)	Termisk/hydro : Middel (√) Fleks forbrug: Høj ÷
Tilgængelighed - manuelle reserver		
	Lav spotpris	Høj spotpris
Opregulering	Termisk/hydro : Høj Fleks forbrug: Høj	Termisk/hydro : Middel Fleks forbrug: Lav
Nedregulering	Termisk/hydro : Lav Fleks forbrug: Høj	Termisk/hydro : Høj Fleks forbrug: Høj

Tabel 57: Aktiveringsomkostninger og tilgængelighed af manuelle reserver.

Op- og nedregulering fra vindkraft er teknisk muligt, men medfører i modsætning til termisk produktion, at energiresourcen går "tabt". Levering af regulerkraft fra fleksibelt elforbrug er således samfundsøkonomisk mere værdifuldt med stigende andel af timer med lave elpriser. Det fleksible elforbrug kan til en relativt billig aktiveringsomkostning levere manuelle regulerkraft i timer, hvor termiske anlæg og vandkraft vil have høje aktiveringsomkostninger.