



Research Centre on  
ZERO EMISSION  
NEIGHBOURHOODS  
IN SMART CITIES



# UTFORMING AV PRISSIGNAL I KRAFTMARKEDET

Konsekvenser og samspill mellom ulike prissignal for  
samfunnsøkonomisk gunstig utbygging og drift av kraftnettet

ZEN MEMO No. 27 – 2020





Research Centre on  
ZERO EMISSION  
NEIGHBOURHOODS  
IN SMART CITIES

**ZEN MEMO No. 27**

Ellen Krohn Aasgård, SINTEF Energi AS

**Konsekvenser ved utforming av ulike prissignal i kraftmarkedet**

Norwegian University of Science and Technology (NTNU) | [www.ntnu.no](http://www.ntnu.no)

SINTEF Community | [www.sintef.no](http://www.sintef.no)

<https://fmezen.no>

## Preface

### Acknowledgements

This memo has been written within the Research Centre on Zero Emission Neighbourhoods in Smart Cities (FME ZEN). The authors gratefully acknowledge the support from the Research Council of Norway, the Norwegian University of Science and Technology (NTNU), SINTEF, the municipalities of Oslo, Bergen, Trondheim, Bodø, Bærum, Elverum and Steinkjer, Trøndelag county, Norwegian Directorate for Public Construction and Property Management, Norwegian Water Resources and Energy Directorate, Norwegian Building Authority, ByBo, Elverum Tomteselskap, TOBB, Snøhetta, Asplan Viak, Multiconsult, Sweco, Civitas, FutureBuilt, Hunton, Moelven, Norcem, Skanska, GK, Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk - Energi, Smart Grid Services Cluster, Statkraft Varme, Energy Norway, Norsk Fjernvarme and AFRY.

### The Research Centre on Zero Emission Neighbourhoods (ZEN) in Smart Cities

The ZEN Research Centre develops solutions for future buildings and neighbourhoods with no greenhouse gas emissions and thereby contributes to a low carbon society.

Researchers, municipalities, industry and governmental organizations work together in the ZEN Research Centre in order to plan, develop and run neighbourhoods with zero greenhouse gas emissions. The ZEN Centre has nine pilot projects spread over all of Norway that encompass an area of more than 1 million m<sup>2</sup> and more than 30 000 inhabitants in total.

In order to achieve its high ambitions, the Centre will, together with its partners:

- Develop neighbourhood design and planning instruments while integrating science-based knowledge on greenhouse gas emissions;
- Create new business models, roles, and services that address the lack of flexibility towards markets and catalyze the development of innovations for a broader public use; This includes studies of political instruments and market design;
- Create cost effective and resource and energy efficient buildings by developing low carbon technologies and construction systems based on lifecycle design strategies;
- Develop technologies and solutions for the design and operation of energy flexible neighbourhoods;
- Develop a decision-support tool for optimizing local energy systems and their interaction with the larger system;
- Create and manage a series of neighbourhood-scale living labs, which will act as innovation hubs and a testing ground for the solutions developed in the ZEN Research Centre. The pilot projects are Furuset in Oslo, Fornebu in Bærum, Sluppen and Campus NTNU in Trondheim, Campus Mære in Steinkjer, Ydalir in Elverum, Campus Evenstad, NyBy Bodø, and Zero Village Bergen.

The ZEN Research Centre will last eight years (2017-2024), and the budget is approximately NOK 380 million, funded by the Research Council of Norway, the research partners NTNU and SINTEF, and the user partners from the private and public sector. The Norwegian University of Science and Technology (NTNU) is the host and leads the Centre together with SINTEF.



<https://fmezen.no>



@ZENcentre



FME ZEN (page)



## Sammendrag

Gjennom en overgang til effektbaserte tariffer kan forbrukere reagere på et prissignal som bedre reflekterer kostandene ved å transportere strøm enn det dagens energibaserte tariff gjør. Den totale prisen til forbrukerne består av produksjonspris (kraftpris), transportpris (nettleie), pris i eventuelle lokale fleksibilitetsmarked, samt skatter og avgifter. Tariff og lokale fleksibilitetsmarked er begge virkemidler som kan sende signaler til forbrukere om å tilpasse sitt forbruk for å oppnå en samfunnsøkonomisk gunstig utbygging og drift av kraftnettet, men det kreves mer kunnskap om hvordan dette samspillet vil fungere. Dette notatet oppsummer forskning som er gjort på design av tariffer og fleksibilitetsmarked ved SINTEF og NTNU.

Notatet er skrevet på grunnlag av innspill fra forskere ved SINTEF Energi og NTNU gjennom FME ZEN: Magnus Askeland, Sigurd Bjarghov, Stian Backe, Hanne Sæle, Henning Taxt, Markus Löschenbrand, Asgeir Tomasgard og Ellen Krohn Aasgård.

## Innhold

Preface.....	3
Sammendrag.....	5
1. Nettleie og andre prissignal.....	7
2. Nettleie skal dekke kostnadene i nettet.....	7
3. Hva vet vi om design av tariffstruktur?.....	8
4. Hva vet vi om design av fleksibilitetsmarked?.....	9
5. Oppsummering.....	10
6. Referanser.....	12

## 1. Nettleie og andre prissignal

De siste årene er det observert at effektuttaket i Norge har hatt en sterkere vekst enn energiforbruket [1, 2]. Dette gir utfordringer i planlegging av strømmettet, fordi det krever investeringer for å håndtere høyere effektuttak selv om dette bare inntreffer i et fåtall timer gjennom året. Investeringer i nettet kan utsettes eller reduseres dersom forbrukere reduserer effektuttaket i topplasttimer [3]. Gjennom en overgang til effektbaserte tariffer kan forbrukere reagere på et prissignal som bedre reflekterer kostandene ved å transportere strøm enn det dagens energibaserte tariff gjør. Den totale prisen til forbrukerne består av produksjonspris (kraftpris), transportpris (netteleie), pris i eventuelle lokale fleksibilitetsmarked, samt skatter og avgifter. Nettleien er altså bare en del av det totale prissignalet til forbrukere, og design av nettleien må sees i sammenheng med andre signaler. Pris i eventuelle fleksibilitetsmarked vil også gi signaler til forbrukere, men det er fremdeles usikkerhet rundt omfang, risikofordeling og design av slike markeder. Tariff og lokale fleksibilitetsmarked er begge virkemidler som kan sende signaler til forbrukere om å tilpasse sitt forbruk for å oppnå en samfunnsøkonomisk gunstig utbygging og drift av kraftnettet, men det kreves mer kunnskap om hvordan dette samspillet vil fungere. I utforming av tariffen bør man fokusere på at tariffen skal dekke kostnadene i nettet, være teknologinøytral og bare gi signaler om tilpassing av forbruk når det er reelle knapphetssituasjoner i nettet. Der det er samfunnsøkonomisk gunstig, bør tariffen også legge til rette for lokal koordinering gjennom for eksempel felles avregning for flere kunder eller områder.

## 2. Nettleie skal dekke kostnadene i nettet

Nettleien skal dekke kostnadene ved å transportere kraft til forbrukere. Dette gjøres best gjennom effektbaserte tariffer, fordi det er behovet for effekt som driver kostandene av nettutbygging og drift. Innenfor rammene av Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering [4] er det nettselskapene selv som utarbeider punktbaserte tariffer til forbrukere i sitt nettområde. Tariffstrukturen bør gjenspeile hvordan kostnadene i nettet oppstår, være basert på økonomiske kriterier [5, 6], stimulere til effektiv bruk av energi og kapasitet, være teknologinøytral, gi riktige signaler for nettinvesteringer, og en rimelig fordeling av kostnadene for brukerne av nettet.

Utfordringen med dagens energibaserte tariff er at forbrukere betaler ut ifra hvor mye energi de bruker, mens kostnadene i nettet er knyttet til kapasiteten og tilgangen på effekt. Det som hovedsakelig driver kostnaden og verdien av nettet er (a) behovet for at alle brukere er koblet til nettet og (b) behovet for de høyeste effektuttakene. Kostnadene er avhengig av den spesifikke tilstanden i nettet, og denne tilstanden varierer med tid og lokasjon. Det vil være praktisk umulig å innføre en tariffstruktur som representerer nettets tilstand hele tiden overalt, da dette vil kreve lokal marginalprising [8] ned til den enkelte forbruker. Derfor representerer alle tariffstrukturer et visst nivå av forenkling, og vil være upresise eller gi feil signaler i noen tilfeller. Tariffstrukturen må balanseres mellom teoretisk korrekt kostnadsrefleksjon og praktisk rimelighet [5, 6]. En tariff basert på effektuttak vil i større grad oppnå målet om kostnadsdekning og fremtidige besparelser for nettutbygging enn en energibasert tariff.

Prinsippet om rimelig fordeling av nettkostnader utfordres når en større del av forbrukerne har produksjon bak måleren og dermed et redusert netto forbruk. Kunder med redusert netto energiforbruk kan fremdeles ha behov for høy effekt i noen timer, som vil si at de fremdeles kan ha en stor belastning på nettet. Tariffer basert på netto energiforbruk kan føre til at kunder uten egen produksjon subsidierer forbruket til de som har lokal produksjon [7] eller at nettselskapet ikke får dekt sine

kostnader. En ny tariffstruktur bør legge til rette for en rettferdig fordeling av kostnader mellom brukere av nettet, også i en fremtid med stor andel av lokal produksjon og desentralisert fleksibilitet. Det er viktig at revidering av tariffstrukturer ikke blir et hinder i overgangen mot nullutslippsområder hvor produksjon hos kunder er et essensielt element. Samtidig bør ikke lokal produksjon subsidieres gjennom nettleien. Nettleien skal dekke kostnadene i nettet og være teknologinøytral. Det finnes andre virkemidler som mer direkte kan støtte innføringen av lokal produksjon, og disse bør brukes fremfor å benytte den kryss-subsidieringen mellom kunder som skjer via en energibasert tariff. For å akselerere utviklingen mot en større andel egenproduksjon er det viktig at det finnes insentiver for forbrukere som vil investere i slik teknologi, men man bør bruke rett virkemiddel til rett formål. Reduserte insentiver til forbrukere med egen produksjon ved endring i tariffstruktur bør derfor kompenseres på andre måter.

Et skifte mot kapasitetsbaserte tariffer for alle kunder vil bedre reflektere den reelle kostnadsstrukturen i nettet. Rett prising av nettkapasitet ut til alle forbrukere vil bidra til et samfunnsøkonomisk og kostnadseffektivt energisystem, og legge de riktige premisene for innføring av lokal produksjon og utvikling av fleksibilitetsmarked.

### 3. Hva vet vi om design av tariffstruktur?

Hvordan nettleien er strukturert kan gi insentiver for forbrukere til å endre sitt forbruksmønster eller investere i teknologier som påvirker elforbruket, for eksempel egen produksjon eller alternative oppvarmingskilder. Endringer i forbruk kan redusere eller utsette behovet for nettinvesteringer, men tariffstrukturen bør bare gi slike signaler i tilfeller hvor det er mer samfunnsøkonomisk gunstig å endre forbruksmønstre enn å investere i nettet. Tilfellene hvor det er samfunnsøkonomisk gunstig å endre forbruksmønstre er relativt uforutsigbare og sjeldne, og kostnader knyttet til tilpasning av forbruksmønsteret er i stor grad ukjent, selv om forskjellige pilotprosjekter har vist at det er en betydelig kapasitet (~ 1700 MW for normalt forbruk og ~ 3000 for kraftintensiv industri) og vilje for tilpasning av forbruk i Norge gitt riktige prissignaler til rett tid [9].

For å best kunne reflektere kostnadene i nettet, bør tariffen bestå av flere ledd. For husholdninger brukes i dag bare fastledd og energiledd, mens større industri- og næringskunder allerede kan ha et effektledd [se for eksempel 10]. Effektleddet kan være i form av målt effekt, abonnert effekt, eller sikringsstørrelse. For målt effekt betaler man for høyeste bruk av effekt over et tidsintervall, for eksempel daglig. For abonnert effekt betaler man for et gitt kapasitetsnivå. Under dette nivået er energileddet lavt, mens over dette nivået er energileddet høyere for å stimulere forbrukerne til å unngå bruk utover det abonnerte nivået. For sikringsstørrelse betaler man etter størrelsen på hovedsikringen.

De forskjellige strukturene har alle sine fordeler og ulemper, og det kan være variere mellom kundegrupper og nettområde (for eksempel mellom by og land) hvilken utforming som er mest hensiktsmessig. Det er også andre hensyn som må tas i den konkrete utformingen av tariffen. Abonnert effekt og sikringsbaserte løsninger tilbyr en mulighet for risikoaverse kunder å abonnere på mye effekt eller kjøpe stor sikring for å redusere varians i nettleie og sikre stabile kostnader. Dette er gunstig for kunder med ingen eller liten interesse for å forholde seg til eget strømforbruk, men som likevel ikke kan anses å være risikonøytrale. Målt effekt tillater ingen tilpasning etter ønsket risiko. Både abonnert og målt effekt bør bruke tidsdifferensiering av henholdsvis effekt- og energiledd for å bare gi signaler når det er knapphet i nettet. En sikringsbasert tariff har den fordel at det for hver



forbruker kan garanteres for forbruk opp til en på forhånd kjent sikringsstørrelse. Selv om det er valg som må tas i overgangen, vil en overgang til tariff basert på effekt bedre reflektere kostandene i nettet enn en energibasert tariff - uavhengig av hvilke av de tre alternativene man velger.

De forskjellige formene for effektledd vil stimulere forbrukerne til å holde sine høyeste effekttopper så lave som mulig. En rimelig måte å gjøre dette på er å anskaffe kontrollenheter som slår av eller flytter fleksible laster (f.eks. varmtvannsbereder, romoppvarming, elbillading, etc.). Ideelt sett vil forbrukeren oppleve lite eller ingen tap av komfort med smart styring. Et annet alternativ er å bruke et batteri for å påvirke effektuttaket uten å endre strømforbruket, altså utlade batteriet når kapasitetsgrensen ellers ville gitt konsekvenser. Ytterligere kan det investeres i alternative forbruksenheter eller lokal produksjon. Nettleien bør gjennom prinsippet om kostnadsdekning, legge premissene for at det skal bli lønnsomt å investere i slike teknologier, men ikke subsidiere enkeltteknologier ut over dette.

Tariffen er ikke det eneste prissignalet som kan påvirke forbrukerens atferd. Med AMS-målere vil det være mulig for forbrukere å betale spotprisen (pluss et eventuelt påslag) for forbruket per time. Dette vil gi prissignaler som reflekterer tilgangen på kraft, men det vil ikke nødvendigvis gi insentiv til å redusere belastningen i nettet. Spotprisen trenger heller ikke å være representativ for lokale nettforhold. Med økende andel vind og sol kan høy etterspørsel sammenfalle med høy produksjon med lav marginalkost. Dette betyr at belastningen i nettet kan være høy selv om kraftprisen er lav. Derfor er det nødvendig å ha et nettrelatert prissignal som gir forbrukere bak en lokal flaskehals et insentiv til å redusere forbruket i topplasttimer [11]. Dette innebærer at tariffen må være dynamisk nok til å reflektere tilstanden i kraftsystemet, og at forbrukere er i stand til å reagere på signalet.

Et dynamisk prissignal innebærer at tidsoppløsning er viktig. Å bruke en grov tidsoppløsning vil ikke godt nok reflektere topplast i nettet, fordi momentane høye topper blir fordelt ut over perioden de måles. For at endringer i forbruk skal komme nettet til gode er det viktig at forbrukerne gis informasjon til rett tid, og at de teknisk sett er i stand til å svare på prissignalene i rimelig tid, uten mye tap av komfort.

Den totale prisen som kunden ser, inkluderer også skatter og avgifter. Det er viktig at disse avgiftene er utformet på en måte som ikke undergraver det dynamiske prissignalet fra kraftprisen og nettleien. Avgiftene kan i prinsippet også være dynamiske og dermed brukes til å forsterke de andre prissignalene.

#### **4. Hva vet vi om design av fleksibilitetsmarked?**

Lokale markeder for fleksibilitet fremstår som et alternativ eller tillegg til effekttariffer fordi det vil finnes både leverandører (fleksible forbrukere) og kjøpere (nettoperatører) for fleksibilitet som produkt. Gjennom et fungerende marked vil fleksibilitet verdsettes riktig som et resultat av tilbud og etterspørsel. I det sentrale kraftmarkedet omsettes allerede fleksibilitet fra regulerbar produksjon og større industriforbrukere i markeder for balanse- og reservekraft. Spørsmålet er hvordan markeder for fleksibilitet kan innføres også i distribusjonsnettet, og hvordan disse lokale markedene skal utformes og samspille med det sentrale markedet og en revidert nettleiemodell.

Fleksibilitetsmarked er en annen måte å gi signaler til forbrukere på om at de kan tilpasse sitt forbruk for å redusere effekttopper og dermed bidra til å holde kostnadene i nettet nede. Et spørsmål er hvor mye av disse signalene som bør komme gjennom tariffen og hvor mye som skal komme gjennom

markedet, og hvordan samspillet mellom disse blir. Gjennom både tariff og fleksibilitetsmarked prøver man å verdsette ulempen ved å redusere forbruket. Tariffen gjør dette a priori gjennom en fastsatt takst (som kan og bør være dynamisk), mens i markedet gjør forbrukerne det selv gjennom å sette en pris på eventuelle reduksjoner. For både forbrukere, regulanter og markedsaktører vil det være ulik risiko knyttet til de ulike virkemidlene, men det kreves mer innsikt for å avgjøre konsekvenser av ulike alternativ. Et viktig premiss er at tariffen representerer kostnaden av kapasitet i nettet, siden dette er den begrensede resursen man prøver å verdsette. Et fleksibilitetsmarked vil ikke verdsette nettet hvis det i utgangspunktet ikke verdsettes fra forbrukerperspektivet, noe en effekttariff bidrar til.

En annen viktig utfordring er plassering av forretningsmessig ansvar og risiko for realisering og oppfølging av forbrukerfleksibilitet [11]. For enkeltforbrukere kan transaksjonskostnadene ved å delta i markedet være for høye, særlig siden individuelle forbrukere bare har en begrenset mengde fleksibilitet å tilby. Aggregatører, det vil si tredjepartsaktører som samler fleksibilitet fra flere forbrukere, har større og mer pålitelig kapasitet å tilby til markedet [12, 13]. Enkeltkunder kan inngå ulike avtaler med aggregatøren slik at tilgjengelige fleksible ressurser hos forbruker blir stilt til rådighet når markedet trenger det, for eksempel gjennom utkoblingsbart forbruk.

Aggregatører kan tilby fleksibilitet i de sentrale balanse- og reservemarkedene, men da er det operatøren av transmisjonsnettet som er kjøper. Det finnes enda ikke noen lokal markeds plass der aggregatører (eller enkeltkunder) kan tilby sin fleksibilitet til operatører av distribusjonsnett for å håndtere lokale flaskehals. Det er fullt mulig å designe slike marked, men det krever at man løser problemstillinger om hvem som skal operere markedet, hvilke produkter som skal omsettes og prissetting av ulike tjenester. Produktene som omsettes i lokale markeder kan være ulike de som omsettes i det sentrale markedet, avhengig av hvilke behov som finnes.

Et alternativ til en felles markeds plass (lokalt eller sentralt) er at man kan legge til rette for handel mellom forbrukere, såkalt peer-to-peer handel. Det betyr at kunder kan handle seg imellom, for eksempel ved å kjøpe overskuddsproduksjon fra andre kunder som brukes eller lagres for å redusere kostnader ved å kjøpe strøm fra det sentrale kraftnettet [14]. For effektiv peer-to-peer handel er det viktig at transaksjonskostnadene er lave, som kan oppnås for eksempel gjennom å bruke 'blokkjeder' eller andre former for distribuerte transaksjonssystemer [15]. Energien som omsettes gjennom peer-to-peer handel er avhengig av et fysisk nett for å kunne leveres, så selv om transaksjoner kan gjøres effektivt og distribuert, er det fremdeles nødvendig med en felles fysisk infrastruktur i distribusjonsnettet. Derfor er det viktig at insentivene som ligger til grunn for peer-to-peer handel er i tråd med det som er nyttig for nettet som helhet. Det vil være et hierarki av markeds muligheter der pris – og prissignaler gitt av tariffen – på høyere nivå vil være førende for pris i lokale markeder. For at prissettingen lokalt skal bli så riktig som mulig, er det viktig at den tariffstrukturen som ligger til grunn reflekterer de reelle kostnadsdriverne i nettet. Dette tilsier at tariffen bør være basert på kapasitet, slik at det samlede prissignalet fra kraftpris, lokale markeder, og nettleie til sammen reflekterer den totale systemkostnaden.

## 5. Oppsummering

Endringer i tariffstruktur kan bidra til å redusere eller utsette investeringer i distribusjonsnett gjennom at forbruksmønster endres. Nettleien er bare en del av det totale prissignalet til forbrukere, og

design av nettleien må sees i sammenheng med andre signaler. Pris i eventuelle fleksibilitetsmarked vil også gi signaler til forbrukere, men det er fremdeles usikkerhet rundt omfang, risikofordeling og design av slike markeder. Tariff og lokale fleksibilitetsmarked er begge virkemidler som kan sende signaler til forbrukere om å tilpasse sitt forbruk for å oppnå en samfunnsøkonomisk gunstig utbygging og drift av kraftnettet, men det kreves mer kunnskap om hvordan dette samspillet vil fungere.

I utforming av tariffen bør man fokusere på at tariffen skal dekke kostnadene i nettet, være teknologinøytral og bare gi signaler om tilpassing av forbruk når det er reelle knapphetssituasjoner i nettet. Dette krever at både energi- og effektledd bør tidsdifferensieres. Støtte til innføring av lokal produksjon bør skje gjennom mer direkte virkemidler enn en energibasert tariff. Gjennom en overgang til effektbaserte tariffer vil man kunne oppnå mange av målsetningene nevnt over.

Der det er samfunnsøkonomisk gunstig, bør tariffen også legge til rette for lokal koordinering gjennom for eksempel felles avregning for flere kunder eller områder. Fleksible sluttbrukere kan i økende grad være en ressurs for kraftsystemet, men det er fortsatt spørsmål om hvordan denne fleksibiliteten kan utnyttes best mulig. Det bør derfor jobbes videre med å utvikle attraktive forretningsmodeller for lokale marked som stimulerer til effektiv utnyttelse av forbrukerfleksibilitet, eventuelt i samspill med tariffing på nabolag eller områdenivå.

## 6. Referanser

- [1] Meld. St. 25 (2015–2016) Kraft til endring — Energipolitikken mot 2030, <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-25-20152016/id2482952/>
- [2] NVE Effektuttak, <https://www.nve.no/energibruk-effektivisering-og-teknologier/energibruk/effektuttak/?ref=mainmenu>
- [3] K. Spiliotis, A.I.R.Gutierrez, R.Belmans, "Demand flexibility versus physical network expansions in distribution grids", *Applied Energy*, 182, 613-624, 2016, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.145>.
- [4] Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer, <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302>
- [5] Econ-Report no. 2008-129, Project no. 5Z080079.10 Optimal network tariffs and allocation of costs ISSN: 0803-5113, ISBN 978-82-8232-017-7 AJE/CSE/pil, 17 November 2008
- [6] Severin Borenstein. The economics of fixed cost recovery by utilities. *The Electricity Journal*, 29(7):5–12, 2016
- [7] M. Nijhuis, M. Gibescu, and J. F.G. Cobben. Analysis of reflectivity & predictability of electricity network tariff structures for household consumers. *Energy Policy*, 109(July):631–641, 2017.
- [8] F. C. Schweppe, M. C. Caraminis, R. D. Tabors and R. E. Bohn, *Spot Pricing of Electricity*. Boston: Kluwer Academic Publishers, 1988.
- [9] H. Sæle, O.S. Grande, A.Z. Morch, "Forbrukerfleksibilitet", SINTEF Rapport TRA7233, 2013
- [10] Tensio Nettleie- og tilknytningsavtaler, <https://ts.tensio.no/kunde/avtaler>
- [11] H. Sæle, O.S. Grande, Ø. Høivik, "Statusbeskrivelse tariffer og insentiver", SINTEF Rapport TRA7563, 2016
- [12] E. Bjørndal, M. Bjørndal, M. Buvik, C.N. Børke, E. Gramme, "End-User Flexibility in the Local Electricity Grid – Blurring the Vertical Separation of Market and Monopoly?", *Conference Proceedings HICSS 2019*
- [13] O.-R. Pol, J. Rajasekharan, B. Bremdal, Bernt & S.Ø Ottesen, A. Sumper, Andreas, R. Villafafila-Robles, "Design and Operational Characteristics of Local Energy and Flexibility Markets in the Distribution Grid", 2018, 10.2870/420547.
- [14] A. Lüth, J.M. Zeptera, P.C. del Granado, R. Egging, "Local electricity market designs for peer-to-peer trading: The role of battery flexibility", *Applied Energy*, 229, 1233-1243, 2019, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.08.004>.
- [15] D. Han, C. Zhang, J. Ping, Z. Yan. "Smart contract architecture for decentralized energy trading and management based on blockchains", *Energy*, 199, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117417>
- [16] S. Bjarghov and G. Doorman, "Utilizing End-user Flexibility for Demand Management under Capacity Subscription Tariffs", *Int. Conf. on the European Energy Market (EEM)*, Lodz, 2018, 5. doi:10.1109/EEM.2018.8469832
- [17] M. Askeland, T. Burandt and S.A. Gabriel, "A Stochastic MPEC Approach for Grid Tariff Design with Demand Side Flexibility", 2019, TechRxiv. Preprint. <https://doi.org/10.36227/techrxiv.10031804.v1>
- [18] S. Backe, G. Kara, A. Tomasgard (2020). Comparing individual and coordinated demand response with dynamic and static power grid tariffs. *Energy*, 117619, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117619>



**VISION:**

**«Sustainable  
neighbourhoods  
with zero  
greenhouse gas  
emissions»**



Research Centre on  
ZERO EMISSION  
NEIGHBOURHOODS  
IN SMART CITIES



<https://fmezen.no>