

Slutrapport

1. Projektdetaljer

Project title	BlueGrid – Fleksibel energiudnyttelse i Spildevandsforsyningen ved fuld systemintegration
File no.	64017-05210
Name of the funding scheme	EUDP
Project managing company / institution	Krüger A/S
CVR number (central business register)	57446412
Project partners	BlueKolding A/S Energi Danmark A/S
Submission date	16. juli 2021

2. Resumé

English Summary

Introduction

This BlueGrid project was carried out by the parties Krüger A/S, BlueKolding A/S and Energi Danmark A/S in the period 2017 to 2021.

Objective

The main Objective of the BlueGrid project is to be able to offer the electricity market the greatest possible Smart Grid flexibility with low reaction time, via an overall control of BlueKoldings technical facilities.

Results

The project includes Smart Grid controls of the technical facilities of BlueKolding.

The following overall output has been achieved:

- Precipitation and flow forecast has been implemented.
- Forecast can be calculated 8 hours ahead
- Amount of water the retention tanks will receive in the next two hours is calculated
- A continuous evaluation of available on/off-time for pumping stations for Smart Grid

- The control of the digesters provides online monitoring for operational stability, which ensures optimal utilization of the digesters' capacity
- The VE Power control includes solar cell panels, water turbine systems and gas engine systems as active units that can be connected to and disconnected from the electricity grid
- Smart Grid gathers all information from the devices registered to the Smart Grid Demand Response controller

Conclusion and Utilization

The BlueGrid project has shown that it is possible to use a utility company's units at the spot market and for Demand Response control. Also there is an economic and operational gain from this.

The economic potential for BlueKolding, for Forrens pumping station and the blowers at Agtrup WWTP is between DKK 50,000 - 80,000 DKK/year when implementing Demand Response control.

The operational gains are an improved control of the drainage system both during rain and dry weather. For the digesters at the Agtrup WWTP, optimal utilization of the capacity has been created.

It is expected that the results achieved by the BlueGrid project in the future will form the basis for commercial Smart Grid products from Krüger.

Dansk Resumé

Indledning

Nærværende BlueGrid-projekt er udført af parterne Krüger A/S, BlueKolding A/S og Energi Danmark A/S i perioden 2017 til 2021.

Formål

Hovedmålet med BlueGrid-projektet er at tilbyde el-markedet størst mulig Smart Grid fleksibilitet med lav reaktionstid, via en overordnet styring af Forsyningens samlede tekniske anlæg.

Resultater

Projektet omfatter Smart Grid styringer af BlueKolding tekniske anlæg.

Følgende overordnede output er kommet ud af projektet:

- Der er implementeret nedbørs- og flowforecast.
- Forecast kan beregnes 8 timer frem i tid.
- Det beregnes, hvor meget vand bassinlokaliteterne modtager de kommende to timer.
- Smart Pump giver en løbende evaluering af, hvor længe de enkelte pumpestationer kan køre og hvor længe de kan være ude af drift.
- Styringen af rådnetankene giver løbende online overvågning og en faktor for driftsstabiliteten, hvilket sikrer optimal udnyttelse af rådnetankens kapacitet.
- VE Power styringen inkluderer solcelleanlæg, turbineanlæg samt gasmotoranlæg som aktive enheder, der kan kobles ind og ud af el-nettet.
- Smart Grid styringen kan dermed, sammen med link til Energi Danmark, via en såkaldt KiWi-boks (hardware), styre op- og nedregulering af de inkluderede enheder.

Konklusion og Potentiale

BlueGrid-projektet har vist, at det er muligt at styre en forsyning enheder med baggrund i spotmarkedet og Demand Respons fra elnettet og at der er en økonomisk og driftsmæssig gevinst herved.

Det økonomiske potentiale for BlueKolding, for pumperne på Forrens og blæserne på Agtrup renseanlæg ligger mellem 50.000 - 80.000 kr./år ved anvendelse af Demand Response styring.

De driftsmæssige gevinster er en forbedret styring i afløbssystemet både under regn og tørvejr. For rådnetankene på Agtrup renseanlæg er der skabt en optimal udnyttelse af kapaciteten.

Det forventes, at de opnåede resultater af BlueGrid-projektet fremadrettet vil danne grundlag for kommercielle Smart Grid produkter fra Krüger og flere er allerede under udarbejdelse.

3. Projektets formål

Nærværende EUDP-projekt benævnt "BlueGrid" har til formål at udvikle og demonstrere Vandbranchens mulighed for at være både den fleksible el-forbruger og den fleksible el-producent ved anvendelse af Smart Grid og integreret samstyring af BlueKoldings samlede tekniske anlæg.

Hovedmålet med BlueGrid er at kunne tilbyde el-markedet størst mulig Smart Grid fleksibilitet med lav reaktionstid, via en overordnet styring af Forsyningens samlede tekniske anlæg - både mht. el-forbrug og el-produktion. Dette demonstreres, mens BlueKolding forsat leverer sin hovedaktivitet: At aflede og rense spildevandet på en sundheds- og miljømæssig samt økonomisk bæredygtig måde.

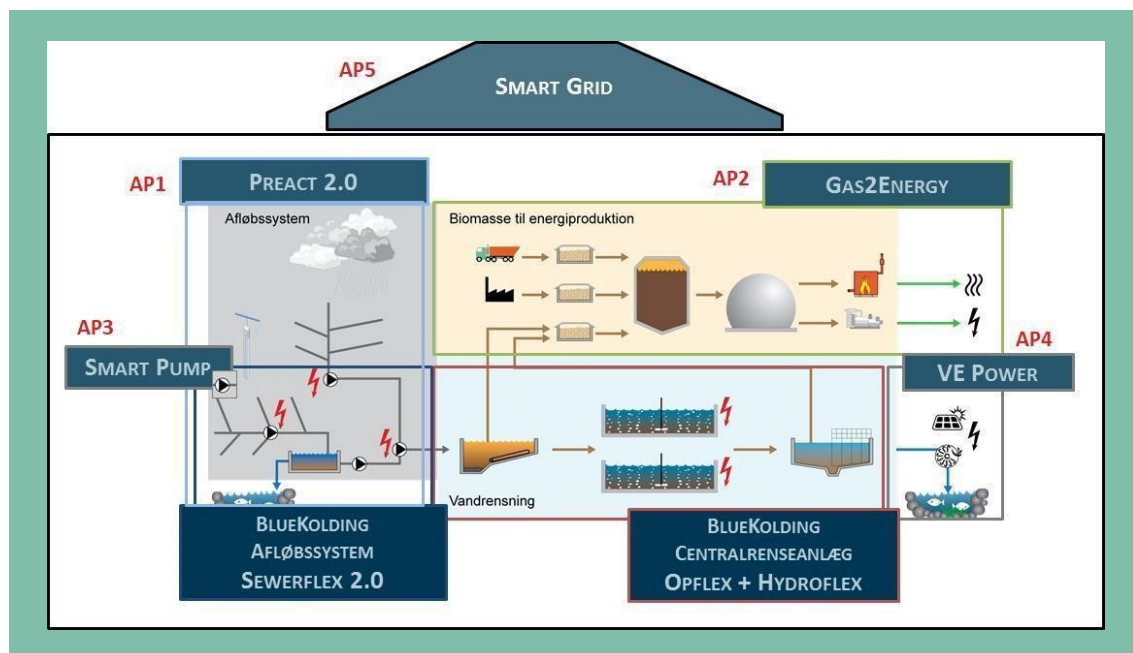
Projektet omfatter Smart Grid styringer af BlueKoldings tekniske anlæg. Projektet integrerer alt fra radarvarsling og vejrmodeller til det tekniske afløbssystem, pumpestationer, bassiner, rense- og biogasanlæg, samt energiproduktionsenheder såsom gasmotorer, vandturbine og solceller, med henblik på at maksimere fleksibiliteten. Det er dermed muligt at tilpasse energiforbruget og -produktionen ud fra prisen på Spotmarkedet samt til at balancere el-nettet ud fra Demand Response (D/R) markedshandel.

Energi Danmark har introduceret Demand Response markedet som forslag til overbygning på projektet som en oplagt mulighed for at forøge effektiviseringsgevinsten med Smart Grid for BlueKolding.

Demand Response markedet kræver et større el-volumen og en hurtig reaktionstid. For at kunne tilbyde dette, er der udviklet en opgraderet Smart Grid styring, der via Cloud er i stand til at kommunikere med begge el-markeder; både spot-markedet og Demand Response-markedet via Energi Danmark, og som desuden kommunikerer i real tid med alle væsentlige styringer af forsyningens anlæg. Disse anlæg styres individuelt for at sikre deres hovedfunktion, men Smart Grid er integreret i disse styringer, så de er i stand til at eksekvere ønsker fra den overordnede Smart Grid intelligens.

Den opgraderede Smart Grid styring afvejer, hvordan el-markedets ønsker om hhv. at fastholde, reducere eller øge energiforbruget/-produktionen og effektueres på kort og på længere sigt, set ud fra et økonomisk og miljømæssigt perspektiv. Den grundlæggende forudsætning er, at spildevandet altid skal renses og bortledes jævnt før de givne tilladelser og når dette er opfyldt kan der optimeres ud fra et økonomisk perspektiv. Denne afvejning sker ved løbende at vurdere på den overordnede performance for forsyningens tekniske anlæg og beslutte, hvor forsyningen bedst er i stand til at indfri el-markedets behov i prioriteret rækkefølge.

I det følgende præsenteres elementerne i BlueGrid-projektet overordnet, med det formål at beskrive, hvordan udviklingselementerne er sat i kontekst i dette udviklings- og demonstrationsprojekt som vist på nedenstående Figur 1.



Figur 1. Anvendelse af de forskellige styringer på det samlede tekniske anlæg.

Det samlede BlueGrid-projekt består samlet af de på Figur 1 angivne elementer. Elementerne er delvist finansieret af EUDP, hvilket er arbejdspakkerne 1 til 5 som angivet ovenstående med røde AP1, AP2, mv. Herudover er der tilhørende nødvendige elementer, som er finansieret af projektets parter, disse elementer er Sewerflex og Opflex+Hydroflex.

Alle ovenstående elementer i BlueGrid-projektet er i det følgende overordnet beskrevet.

3.1.1 Opflex og Hydroflex

Opflex og Hydroflex er grundstenen for den aktive styring og regulering af renselanlægget, hvor Opflex kontinuerligt tager beslutninger, der optimerer på energi- og kemikalieforbrug ud fra hensyn til recipienten og driftsomkostningerne, mens Hydroflex optimerer på den hydrauliske kapacitet af renselanlægget og giver et dynamisk maks. flowsignal til Sewerflex. Opflex kommunikerer med Smart Grid i forhold til muligheder og konsekvenser ved at regulere beluftningen, som udgør det store energiforbrug på renselanlægget. Opflex kommunikerer desuden med Gas2Energy i forhold til udtag af slam fra spildevandsrensningen til energiproduktion via gasmotoren. Hydroflex spiller sammen med Opflex, da hydraulisk og renseteknisk kapacitet hænger tæt sammen. Hydroflex kommunikerer desuden tæt med Sewerflex, da Hydroflex dynamisk afgør, hvor meget vand renselanlægget kan modtage.

3.1.2 Sewerflex

Sewerflex er grundstenen i styringen af afløbssystemet hos BlueKolding. Styringen fungerer som en overbygning på BlueKoldings oprindelige regelbaserede afløbsstyring. Sewerflex er en algoritmebaseret afløbsstyring, hvor udgangspunktet er en dynamisk kostfunktion, som kontinuerligt afvejer risikoen for overløb på alle de lokaliteter, der indgår i styringen. Ud fra en risikovurdering bestemmer styringen, hvor meget vand, der skal sendes videre i systemet fra hver lokalitet og til renselanlægget.

Via integration af nedbørsforecast under PREACT og udvidelse af den dynamiske kostfunktion, tager styringen højde for Smart Grid tankegangen og kan således i tørvejr gennemføre en mere dynamisk tømning

af bassinerne i takt med ændrede forhold på renseanlægget og nedbørsforhold. Styringen medvirker til, at samstyringen mellem afløbssystemet og renseanlægget er i balance både under regn og tørvejr. Sewerflex kan således betragtes som en "all weather control" og udgør et væsentligt bidrag til den fulde systemintegration, som er projektets mål.

3.1.3 Arbejdspakke 1 PREACT 2.0

PREACT 2.0 er i projektet tilpasset til Smart Grid integration og testet i realtid. Ved implementering i Kolding fungerer PREACT 2.0 som input til Smart Grid og Sewerflex 2.0 i online styring både under regn og tørvejr. Før og under regn kan onlinestyningen således reagere proaktivt og reducere overløb ved i højere grad at tage højde for det vand, der er på vej. I tørvejr og ved nedtømning af kloaksystemet efter regn, indgår PREACT 2.0 i Smart Grid styringen (AP5) og medvirker således til, at denne kan være aktiv i længere tid og med flere elementer i spil end tidligere.

I forhold til den tidligere online styring med Smart Grid i tørvejr, anvendes nu en kobling af flere af DMIs produkter, så Smart Grid i dag afbrydes, hvis der med en vis sikkerhed er udsigt til nedbør indenfor de kommende 6 timer.

PREACT 2.0 bidrager dermed til, at spildevand (ressourcen) i højere grad opmagasineres i afløbssystemet med det formål at blive ledt til renseanlægget i et tempo, som optimerer ressourceudnyttelsen ved gasproduktionen som optimeres under Gas2Energy (AP2).

Aktiviteter i AP1 PREACT 2.0

Følgende aktiviteter er udført i arbejdspakke 1:

- Dataindsamling: Indhentning af supplerende målinger fra SRO samt opsætning af datakvalitetssikring på alle signaler.
- Opsætning og kalibrering af forecastmodeller for alle bassiner.
- Testberegninger både offline og online inklusiv validering.
- Datahåndtering og kommunikation med DMI vedr. vejrforudsigelse fra radar og vejrmodelldata.
- Dataudtræk- og beregninger.
- Udvikling af kommunikation mellem PREACT 2.0 og henholdsvis Sewerflex og Smart Pump (AP3).
- Udvikling af brugerflade.

Leverancer i AP1 PREACT 2.0:

Fra PREACT 2.0 arbejdspakken er der følgende leverancer.

- Etablering og igangsætning af aftaler med DMI vedr. leverance af radar- og vejrmodelldata.
- Opsætning af flowforecast på bassiner i Kolding udelukkende baseret på nowcastdata fra radar.
- Opsætning af nedbørsforecast på pumpestationer, der indgår i Smart Pump (AP3) baseret på nowcast fra radar samt vejrmodelldata.
- Kobling af PREACT 2.0 til Smart Grid på afløbssystemet.
- Endelig aflevering af PREACT 2.0 modul inkl. dokumentation.

PREACT 2.0 (AP1) har grænseflader i forhold til Sewerflex 2.0, hvor PREACT 2.0 kan betragtes som et "add-on" til styringen, der kvalificerer de beslutninger, der skal tages omkring tilbageholdelse af vand.

PREACT 2.0 er også afgørende for, at AP3 Smart Pump, kan gennemføres, da PREACT 2.0 kan afveje risikoen ved at tilbageholde vand i systemet, der er et resultat af AP3 Smart Pump.

3.1.4 Arbejdspakke 2 Gas2Energy

On-line overvågning og styring af renseanlæggets biogasprocesser er blevet videreudviklet, så belastningen af processen og dermed biogasproduktionen er tilpasset i forhold til Smart Grid styringen. Dette sker på sikker vis, så der ikke opstår en procesmæssig ustabilitet, hvilket ikke tidligere var afprøvet i praksis, og AP2 har derfor krævet en del test og tilpasning.

Aktiviteter i AP2 Gas2Energy

Styringsmodulet "Hubgrade Anaerobic Performance" er videreudviklet fra det tidligere "STAR Biogas Performance"-modul. Modulet er udvidet til at inkludere styring af rådnetankens belastning ud fra forholdet mellem fede organiske syrer og total alkalinitet – FOS/TAC eller VFA/TA, samt det aktuelt observerede metanindhold i den producerede gas. Ud fra de tilgængelige målinger beregnes en justeringsfaktor for rådnetankens belastning, som anvendes som input til Hubgrade Anaerobic Load-modulet.

Det var oprindeligt planen at anvende en ny måler baseret på NMR-teknologi, men dette viste sig ikke at være muligt, hvorfor der i stedet er anvendt en måler baseret på titrering, der løbende måler indholdet af fede organiske syrer og alkalinitet i rådnetanken, og ud fra disse målinger beregner FOS/TAC-forholdet.

Dette giver nu BlueKolding mulighed for at øge udnyttelsesgraden af rådnetankene, uden at risikere nedbrud af biogas-processen.

Hubgrade Anaerobic Load-modulet er udviklet for at udjævne svingninger i råslammets sammensætning af forskellige typer substrat, så rådnetankene drives med en stabil mængde COD per m³ per døgn, selvom forholdet mellem primær slam og biologisk overskudsslam varierer fra dag til dag. Desuden tager Load-modulet hensyn til den aktuelle procestilstand beregnet i Performance-modulet, og justerer belastningsmålet derudfra. Endeligt indgår slamlagerets aktuelle niveau, så indpumpningen reduceres ved lavt slamniveau, for at strække mængden af substrat ud over en længere periode, og for at holde niveauet højt nok til at lade slamlagertankens omrøring have god funktion, så aflejring undgås og anlægget er klar til at genstarte driften når der igen er tilstrækkelig tilførsel af substrat.

I praksis har Hubgrade Anaerobic Load styret belastningen ind på anlægget uden at kræve større indgreb fra BlueKolding.

Det har ikke været muligt at styre gasproduktionen i nævneværdig grad indenfor 1 time-skala, da de tilgængelige substrater ikke er tilstrækkeligt hurtigt omsættelige. Dag-til-dag styring er i nogen grad mulig. Hurtigere opregulering af produktionen vil være mulig ved automatisering af fedtindpumpning, som i dag er en kompliceret manuelt styret proces. I korte perioder er det muligt at øge gasmængden i gaslageret ved at stoppe afvanding af slam fra slamlageret, imens indpumpning til slamlageret fastholdes eller øges. Herved fortrænges gas fra det kombinerede "3-i-En" slamlager i retning af gaslagertanken.

SmartGrid-styring af gasmotorens elproduktion, med SmartGrid-klar drift, hvor gaslageret prioriteres holdt ca. 50% fyldt, så der er driftsreserve til at reagere på både op- og nedregulering fra SmartGrid, er afprøvet. Det er fravalgt at implementere gasmotordrift efter spotpris-marked, da elproduktionen fra gasmotoren afregnes til en anden tarif, og altså ikke er relateret til spotpris-markedet.

Leverancer i AP2 Gas2Energy:

Fra Gas2Energy arbejdspakken er der udført følgende leverancer.

- Nyt gaslager idriftsat.
- On-line FOS/TAC-måler er opsat, testet og valideret.
- Hubgrade Anaerobic Digester Performance og Load moduler er etableret.
- Specifikation for Hubgrade Anaerobic Digester Gas2Energy er udarbejdet.

- Hubgrade Anaerobic Digester Gas2Energy modul er etableret og testet.

3.1.5 Arbejdspakke 3 Smart Pump

Der er i projektet inddraget 5 pumpestationer med mulighed for Smart Grid regulering. Disse pumpestationer er i direkte kommunikation med Smart Grid via Cloud for på den måde at undersøge, hvordan mindre el-volumener på enkel vis kan bidrage til en BlueGrid løsning. Der findes utallige mindre pumpestationer hos de danske forsyninger, der tilsammen vil kunne bringe et stort el-volumen i spil

Aktiviteter i AP3 Smart Pump

Der er gennemført en indledende undersøgelse af afløbssystemet for at finde de pumpestationer, der bedst repræsenterer både størrelse og placering i nettet i forhold til det typiske afløbssystem. Således er der udvalgt pumpestationer både på det separate spildevandssystem og på fællessystemet.

Der er etableret kommunikation til de udvalgte pumpestationer, således at de kan kommunikere med Smart Grid-algoritmen i Cloud. Dette medfører, at Smart Grid styringen får mulighed for at starte og stoppe pumpestationer under forudsætning af den lokale styring tillader dette.

Der er ligeledes udviklet en brugerflade til overvågning af pumpestyringen.

Leverancer i AP3 Smart Pump

Fra Smart Pump arbejdspakken har der været følgende leverancer.

- Identificering af repræsentative pumpestationer til demonstration af Smart Pump.
- Opsætning, programmering, test og indkøring af Smartgrid Demand Response-styring på de udvalgte pumpestationer.
- Kobling af Preact 2.0 (AP1) til Smart Pump styringerne, således at der løbende foretages nedbørsevaluering. Dette er afgørende, da pumperne i tilfælde af en kommende regnhændelse ikke må tilbageholde vand.
- Dataopsamling for evaluering af potentiale.

3.1.6 Arbejdspakke 4 VE Power

Med arbejdspakke 4 er det formålet at tage BlueKoldings VE-anlæg (Vedvarende Energi-anlæg som solceller, turbine og gasmotor) med i Smart Grid styringen som bidrag til at balancere el-nettet. Disse anlæg kan med kort reponstid medvirke til at levere det ønskede el-volumen til Smart Grid (Demand Response), hvis BlueKoldings samlede tekniske anlæg i sig selv ikke kan levere det Smart Grid beder om.

På baggrund af informationer fra Smart Grid er det muligt at tænde for, henholdsvis at slukke for solcelleanlægget, turbinen eller gasmotoren, eller flere af disse på samme tid. Hermed er det muligt at levere det ønskede el-volumen til Smart Grid, såfremt den samlede kapacitet er til stede.

Aktiviteter i AP4 VE Power

Solcelleanlægget kan stoppe produktionen ved at koble solcelleanlægget fra el-nettet ved automatisk, at slukke for forsyningsadskilleren til solcelleanlægget, på anmodning fra Smart Grid. Ligeledes kan produktionen genoptages, såfremt Smart Grid anmoder om dette.

Turbineanlægget kan stoppe produktionen, på anmodning fra Smart Grid. Dette sker ved at der sendes anmodning til turbineanlæggets styring, om at stoppe. Herefter stoppes vandets tilledning til turbineanlægget, hvorefter det i stedet ledes via den gamle rørledning til Lillebælt. Herved standser turbinehullet langsomt og kontrolleret, hvorefter det er muligt at koble turbineanlægget fra el-nettet. Ligeledes

startes turbineanlægget langsomt op ved gradvist at lede vandet til turbineanlægget, hvorefter turbineanlæggets styring kobler turbineanlægget ind på el-nettet når synkronisering er opnået.

Gasmotoren kan stoppe produktionen, på anmodning fra Smart Grid. Dette sker ved, at der sendes anmodning til gasmotorens styring, om at stoppe. Gasmotoren kører nu ned i hastighed, hvorefter den kobles fra el-nettet. Gassen, der fortsat produceres i rådnetankene, vil blive oplagret i det nye store gaslager så længe gasmotoren er ude af drift. Når gasmotoren startes, kører den først langsomt op i hastighed, hvorefter den kobles på el-nettet når synkronisering er opnået.

3.1.7 Arbejdspakke 5 Smart Grid

Formålet har været at videreudvikle den tidligere Smart Grid styring, der optimerede trimning af elforbruget til indpumpning af spildevand og kvælstoffjernelse. Den opdaterede Smart Grid kontrol er baseret på el-spotprisen, til styring og regulering af hele spildevandssystemet ud fra aktivt valg af markeder det vil sige både spotpris samt Demand Response.

I denne arbejdspakke er der udviklet en algoritme, der kontinuerligt vægter og sammenstiller energiforbrug og -produktion i sammenspil med de 4 øvrige arbejdspakker samt grundelementerne i de tilknyttede projekter Hydro- og Opflex samt Sewerflex.

En matematisk algoritme, der kontinuerligt vægter data fra Energi Danmark op mod slutrensning af spildevandet som parameter mod energiforbrug er opstillet.

Smart Grid systemet udfører en prognose for mængden af fleksibilitet, der kan bydes ind i balancemarkederne.

Aktiviteter i AP5 Smart Grid

Smart Grid algoritme

I denne arbejdspakke, er der udviklet en algoritme, der fortæller i hvilken rækkefølge man regulerer på styringerne for at kunne levere den ønskede regulering af el-forbrug og -produktion. Denne algoritme indsamler data, som Energi Danmark analyserer for at optimere BlueKoldings markedsafkast.

Optimeringen af markedsafkastet afhænger af, hvilken form for fleksibilitet BlueKolding kan tilbyde; hvor meget, hvornår og med hvilken sikkerhed. Ud fra indsamlede data er der estimeret et markedsafkast og det er analyseret, hvor stor fleksibilitet BlueKolding kan deltage i på balancemarkedet.

Udvikling af Smart Grid optimeringsalgoritmen

En hovedaktivitet er analyse af data fra Smart Grid optimeringsalgoritmen. Resultatet heraf, der er fleksibilitetspotentialer for hver time, bruges til at lave en markedsplan for BlueKolding. Denne viser, hvordan profitten maksimeres op mod de eksisterende markeder inden for dagen.

Test og tilpasning

Der er gennemført test af systemet for at se, om og hvordan den ønskede fleksibilitet bliver leveret.

Leverance i AP5 Smart Grid

- Styrings-specifikation for Smart Grid.
- Smart Grid algoritme i test med dataopsamling, der leveres til Energi Danmark.
- Dataanalyse for optimeret markedsafkast.
- Markedsplan godkendt af alle projektpartnere.
- Testrapporter for eftervisning af effekt.

4. Projekt implementering

Projektet er i hovedtræk forløbet som oprindeligt planlagt og jævnt ansøgningen til EUDP. Det viste sig dog undervejs i projektet, at udviklingen af en helt ny overordnet styring medfører en lang række uforudsete udfordringer, som dog er blevet løst løbende undervejs. Samarbejdet mellem projektets parter har igennem hele projektet fungeret uden problemer, hvorfor de udfordringer, der har været undervejs har været af teknisk karakter.

De risici, der har været i projektet har naturligvis været om det var muligt at få et så kompliceret styringssystem som nærværende BlueGrid til at fungere som planlagt. Det er lykkedes ved, at alle parter har deltaget engageret og målrettet, hvorved der er fundet løsninger på de udfordringer, der opstod undervejs. Dog arbejdes der fortsat på at optimere brugerfladen i styresystemet for BlueKolding.

Ansøgningen fra 2017 angav en slutdato for projektet pr. 1. oktober 2020. Dette er blevet udsat et par gange undervejs, idet Corona-epidemien har gjort implementeringen langstrakt og desuden har de forskellige styringer vist sig at rumme lidt flere udfordringer end oprindeligt forventet. Projektet er samlet blevet udskudt 10 måneder og er afsluttet pr. 1. august 2021.

De problemer, der har været i projektet har som nævnt været af teknisk karakter og har primært været at få kommunikationen til Demand Response-reguleringer til at fungere optimalt samt at få finjusteret kommunikationen i det nye overordnede styringssystem med de enkelte del-styringer.

5. Projektresultater

5.1 Resultater af AP1 PRACT 2.0

I forbindelse med arbejdsplan 1 er der i afløbssystemet hos BlueKolding opstillet nedbørs- og flowforecast på 19 lokaliteter og nedbørsforecast på 3 lokaliteter. De data, som lægger til grund for disse forecast, hentes fra DMI. Til projektet hentes og bearbejdes både radar- og vejrmodeldata. Samlet set kan PRACT 2.0 til BlueGrid projektet, beregne nedbørs- og flowforecast 8 timer frem i tid.

Samlet set dækker disse forecast behovet for nedbørs- og flowforudsigelse for de bassiner og pumpestationer, der indgår i henholdsvis Sewerflex og Smart Pump (AP3). Tilvejebringelse og bearbejdning af den nødvendige vejrforudsigelse for, at BlueGrid projektet kunne gennemføres, er dermed opnået

Der er i projektet udviklet et værktøj til kalibrering og validering af de faktorer, der skal anvendes til beregning af flowforecast. Som input anvender værktøjet flowresultater fra en kalibreret afløbsmodel, og herudfra kalibreres de faktorer, som omregner nedbørsforecast til flowforecast.

I projektet er der udviklet koblinger mellem PRACT 2,0 (AP1) og henholdsvis Sewerflex og Smart Pump (AP3), som sikrer at disse styringer aktiveres og de-aktiveres ud fra de vejrforhold, der prognosticerer via PRACT 2.0. Eksempler ses nedenstående på Figur 2 og Figur 3.



Figur 2. Nedbørs- og forecastkriterier for aktivering/deaktivering af SmartPump D/R styring på pumpe lokalitet.



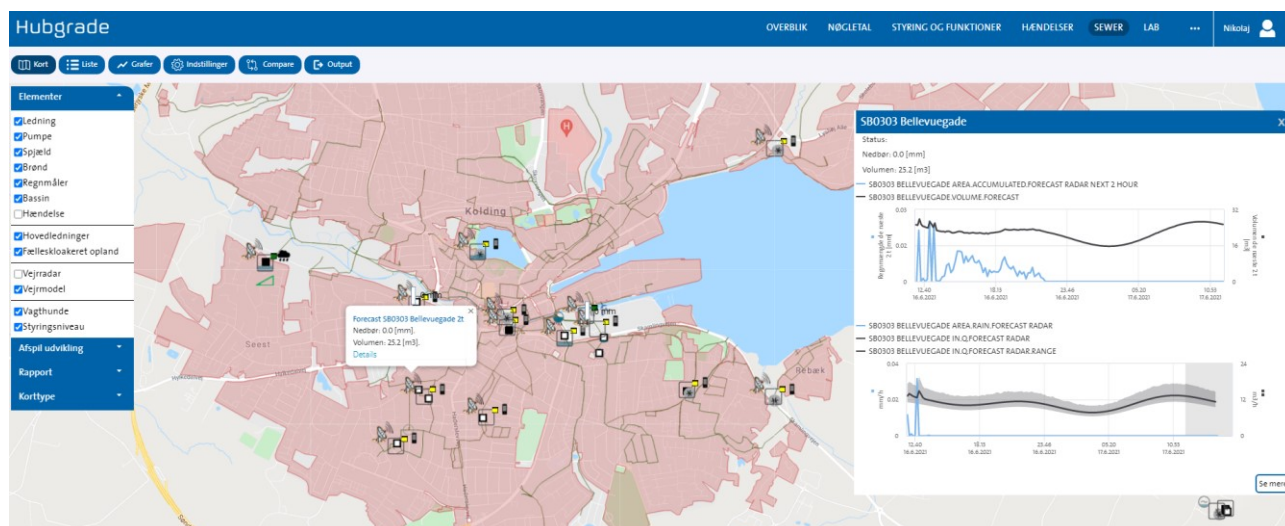
Figur 3. Nedbørs- og forecastkriterier for aktivering/deaktivering af Sewerflexstyring på bassin lokalitet.

I projektet er der ligeledes udviklet en PRACT 2.0 kobling til Sewerflex, således at denne styring kan operere proaktivt under regn. Det proaktive består i, at det løbende beregnes hvor meget vand de enkelte bassin lokaliteter i styringen kan forvente at modtage de kommende to timer. Styringen agerer derfor med udgangspunkt i en forventet fremtidig tilstand og ikke situationen, som den er lige nu. Se eksempel på dette på Figur 4.



Figur 4. Beregning af totalt forventet vandvolumen for de kommende 2 timer til at bassin i afløbssystemet hos BlueKolding.

Der er ligeledes udviklet en kortvisning, der enkelt og intuitivt viser de varslede nedbørs- og vandmængder til de pågældende afløbs lokaliteter, se Figur 5.

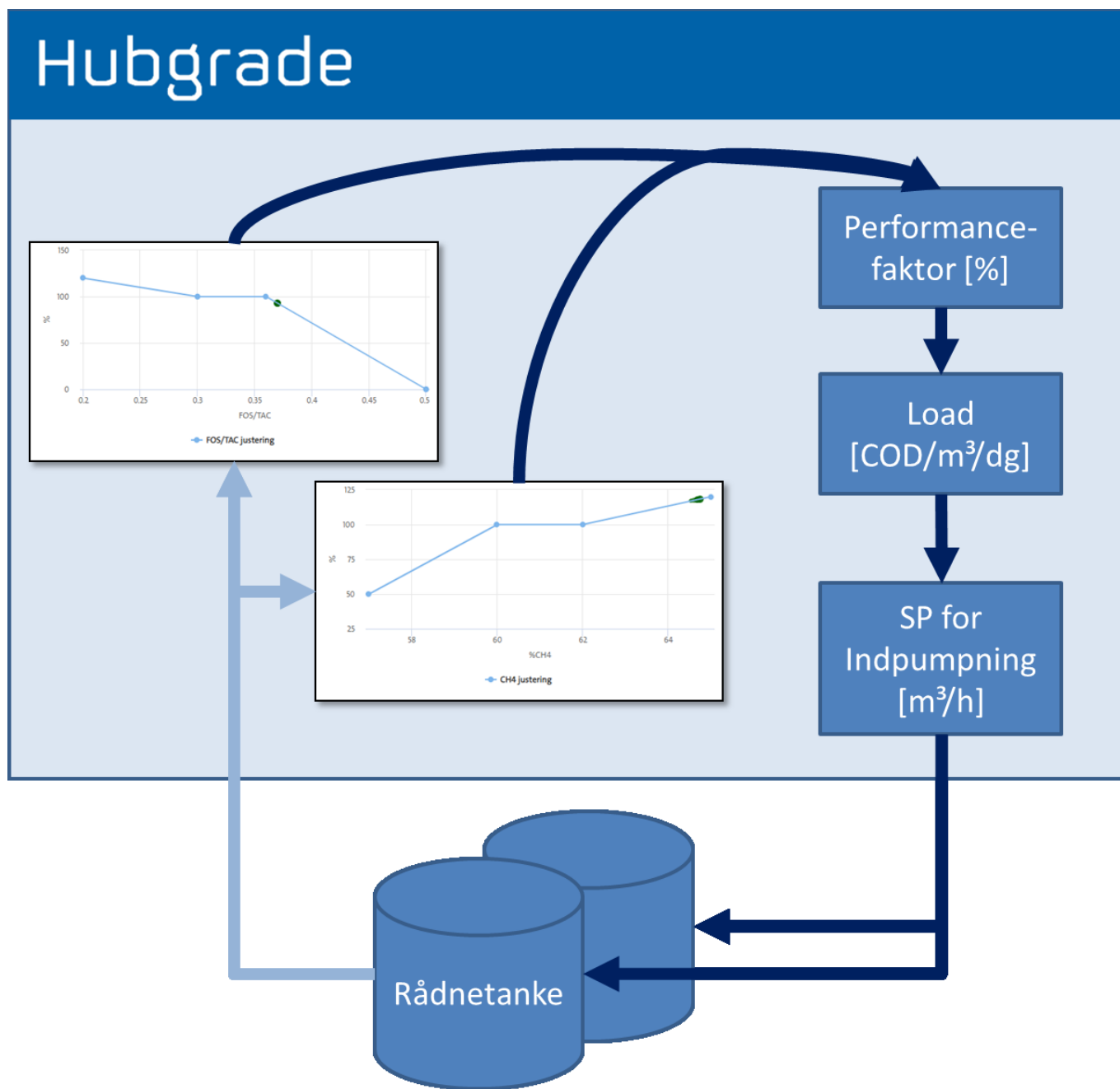


Figur 5. Kortvisning resultater fra PREACT 2.0. Gråtonen på grafen angiver beregnede værdier frem i tid.

I forbindelse med BlueGrid projektet er PREACT 2.0 blevet et Cloud-produkt, der umiddelbart kan sælges til forsyningsselskaber i ind- og udland. Produktets primære fordele er, at det via forudsigelser, kan medvirke til at optimere processerne på renseanlægget og, som i BlueGrid projektet, forbedre styringer i afløbssystemet både under regn og tørvejr.

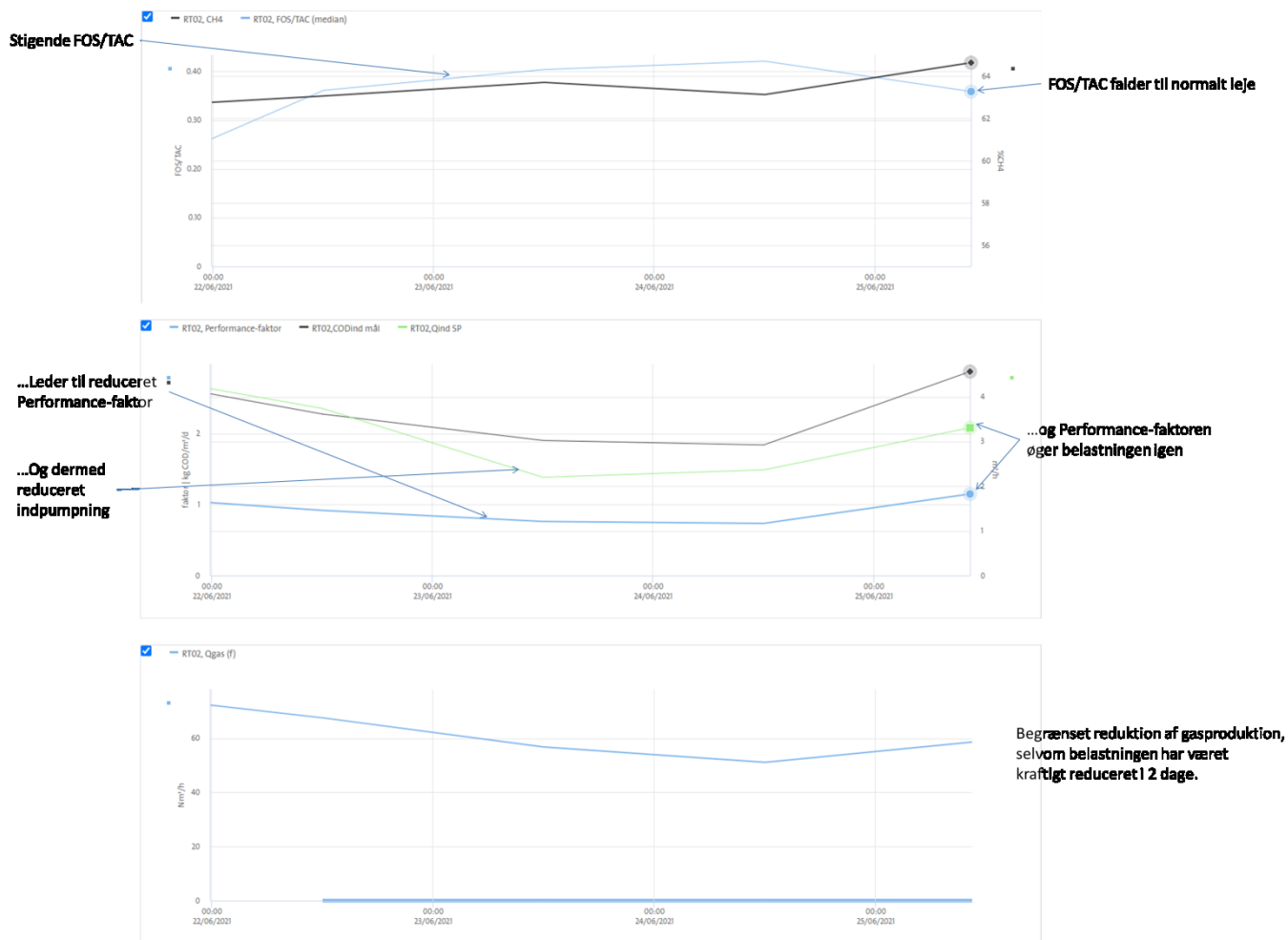
5.2 Resultater af AP2 Gas2Energy

Samspillet mellem Performance og Load-modulerne leverer i dag resultater i form af løbende online overvågning af procesindikatorerne FOS/TAC og %CH₄ (procent metan), og derudaf beregnes en faktor for anlæggets driftsstabilitet, som omsættes til sætpunkt for indpumpning af slam. Det er valgt at fokusere på FOS/TAC og %CH₄ i bogassen, da disse indikatorer typisk vil begynde at skride inden en overbelastning af biogasprocessen udvikler sig kritisk, og herved er det muligt at neddrole belastningen til et sikkert niveau, inden hele processen kører sur, hvor f.eks. pH vil begynde at dykke. Princippet er illustreret i Figur 6.



Figur 6. Principskitse for Hubgrade Performance/Load styring. På baggrund af udvalgte driftsindikatorer beregnes Performance-faktor, som i Load-modulet anvendes til at justere det valgte sætpunkt for belastning. Den resulterende belastning omregnes dernæst til sætpunkt for indpumpning, afhængigt af slamlagertankens indhold.

Et konkret eksempel på denne styring i effekt er vist i Figur 7.



Figur 7. Eksempel på hændelsesforløb for en periode hvor FOS/TAC indikerer, at procesforhold er på vej mod forsurening, og derfor griber Performance og Load ind ved at reducere indpumpningen i en periode, indtil FOS/TAC igen er indenfor det ønskede område.

Gennem løbende overvågning og beregning af COD-indholdet i det indpumpede slam, sikres at der er styr på, hvor meget COD rådnetanken fodres med. På denne måde sikres driftsstabilitet, samtidigt med, at der er mulighed for at udnytte rådnetankens kapacitet optimalt.

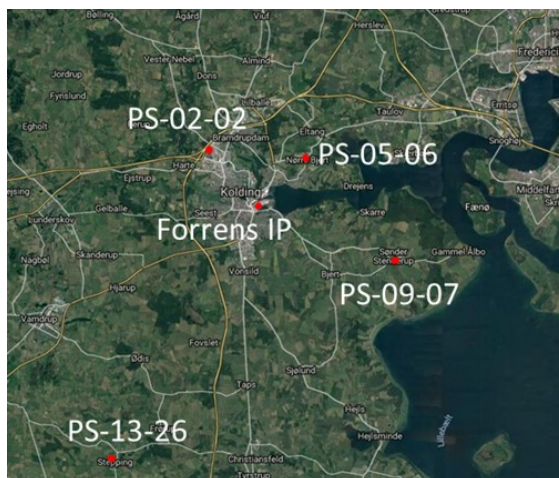
Gas2Energy-styringen kan i forhold til Smart Grid anvendes både til op- og nedregulering af renseanlæggets forbrug. Da rådnetankenes varmebehov skal dækkes under alle omstændigheder, er det dog begrænset, hvor meget driftsmæssig reserve, der kan prioriteres til dette. Hurtig styring af gasproduktionen er i øjeblikket ikke aktuelt, da det vil kræve, at indpumpningen af hurtigt omsætteligt fedt automatiseres, hvor det i dag er en kompliceret opgave, som kræver en del opsyn og indgreb fra operatører.

De gennem BlueGrid-projektet udviklede Performance- og Load-moduler har vakt interesse både hos andre danske kunder, men også internationalt, hvorfor der nu forestår et videre udviklingsarbejde frem mod en standardisering af modulerne. Rådnetanksstyringen på Agrup Renseanlæg er som helhed præsenteret på Spildevandsteknisk Døgnkursus 2020, og er optaget på programmet til konferencen NORDIWA 2021.

5.3 Resultater af AP3 Smart Pump

Som bidrag til den fulde systemintegration i Smart Grid D/R (Demand Response), er der i arbejdsplanen 3 udvalgt 5 pumpestationer i afløbssystemet. Pumpestationerne er udvalgt så de spænder bredt både i

størrelse (kW) og i forhold til i hvilken type afløbssystem de servicerer. En oversigt over de udvalgte pumpestationer ses af Figur 8 og Tabel 1.



Figur 8. Oversigt over pumpestationer i BlueKoldings forsyningsområde, der indgår i AP 3 Smart Pump.

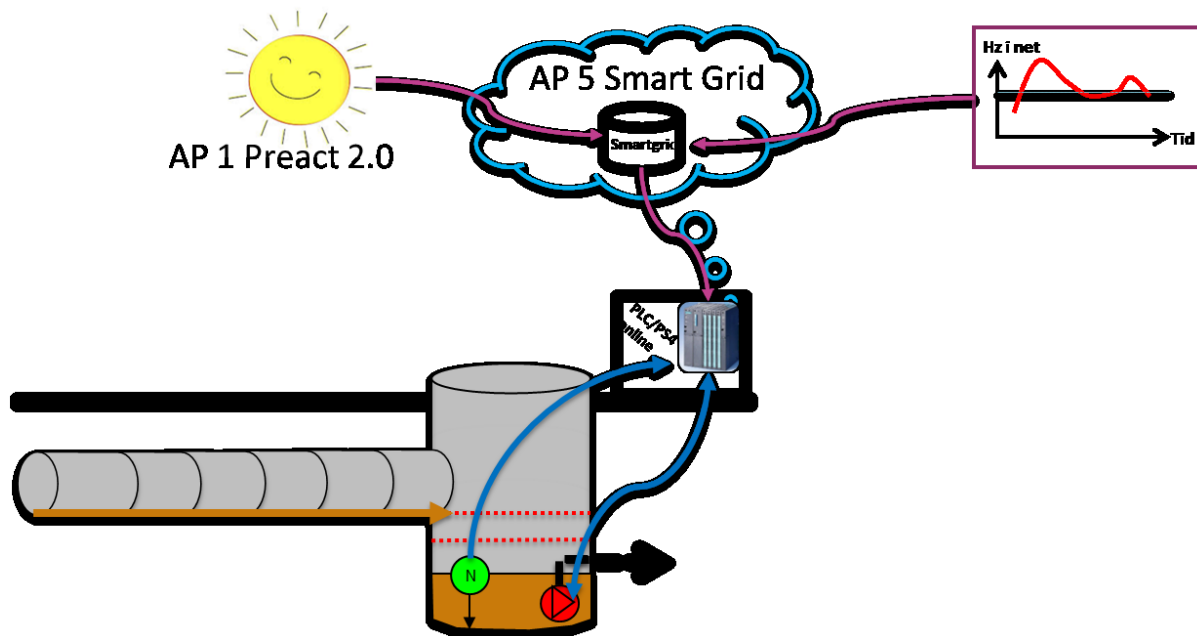
Pumpestation	Sted	Størrelse [kW]	Regulering	Afløbssystemtype
PS-02-02	Birkedam	13,5	Reducer energiforbrug	Separat spildevandssystem
PS-05-06	Ndr. Bjert	10	Reducer energiforbrug	Fællessystem
PS-09-07	Stenderup	13,5	Reducer energiforbrug	Fællessystem
PS-13-26	Stepping	15	Reducer energiforbrug	Fællessystem
Kolding Forrens IP	Kolding	150 (300)	Reducer/førøg* energiforbrug	Fællessystem

Tabel 1. Detaljer vedr. de pumpestationer der indgår i Smart Pump. kW i parentes er for hele Kolding Forrenseanlæg – ikke kun indløbspumperne (IP). * Afhænger af volumen i ledningsystem.

Det fremgår af Tabel 1, at alle pumpestationer, bortset fra Forrens IP, kun kan reducere energiforbruget ved Smart Grid D/R drift. Dette skyldes, at det kun tillades, at pumpestationerne benytter denne driftsform i tørvejr. Der er derfor meget lidt ekstra spildevandsvolumen, der kan flyttes, hvis der kommer en anmodning om at øge energiforbruget.

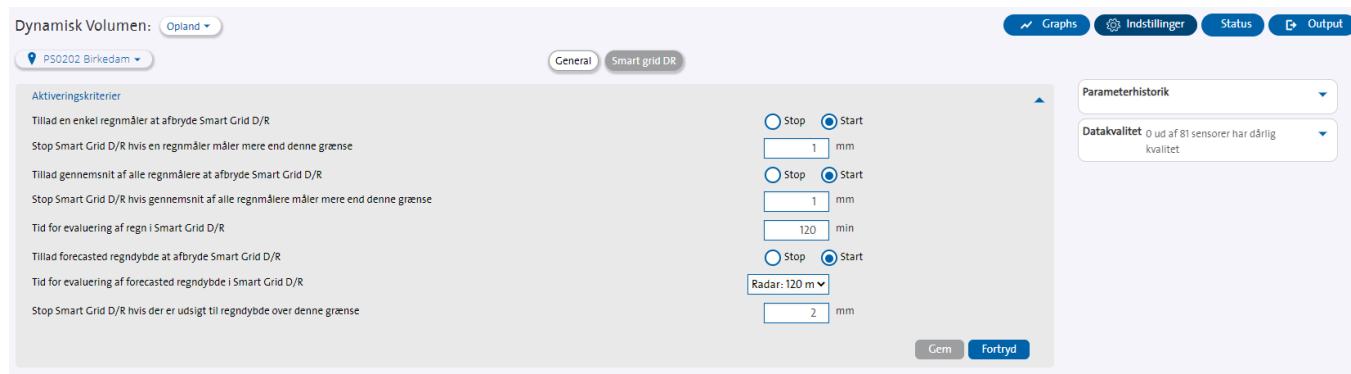
Forrens IP kan i nogle situationer øge energiforbruget. Dette afhænger af hvilken driftsform denne pumpestation kører med forud for anmodningen. I det tilfælde, at Forrens kører med Udaligningsstyring (primær fremtidig tørvejrdrift), er det overvejende sandsynligt at en anmodning om at øge energiforbruget kan efterkommes, hvorved D/R-potentialet forøges. Dette skyldes, at ledningsvolumenet foran Kolding Forrenseanlæg i højere grad udnyttes under denne driftsform. Dermed er der mere spildevandsvolumen at pumpe, hvis anmodningen om at øge energiforbruget kommer. Denne styringsform implementeres dog først efter projektet er afsluttet. Potentialet, som følge af forøget energiforbrug, er derfor ikke helt klarlagt

En principskitse over, hvorledes kommunikationen i Smart Pump D/R fungerer, fremgår af Figur 9.



Figur 9. Skitsevisning af kommunikation i SmartPump D/R.

I forbindelse med Smart Pump (AP3) foregår en løbende evaluering af, hvor længe de enkelte pumpestationer kan køre og hvor længe de kan være ude af drift. Dette omsættes til antal kW, som meldes ind til den overordnede Smart Grid algoritme (AP5). Samtidigt er der løbende input fra Preact 2.0 (AP1). Information herfra bestemmer om pumpestationerne fra Smart Pump må melde sig klar til Smart Pump D/R drift eller ikke. En oversigt over dette ses på Figur 10.



Figur 10. Kriterier som med input fra Preact 2.0, evaluerer om pumpestationen PS0202 Birkedam må melde sig klar til Smart Grid D/R drift.

I den daglige drift er data fra alle 5 pumpestationer under Smart Pump samlet ét sted, således det enkelt kan evalueres om driften forløber som planlagt, se Figur 11.



Figur 11. Oversigt over nøgledata for de 5 pumpestationer der indgår i SmartPump D/R.

Figur 12 viser et eksempel på en anmodning til Forrens IP om at sænke energiforbruget. Øverste figur viser anmodningssignalet, midterste figur viser pumpningen ved Forrens og den nederste figur viser energiforbruget ved pumpestationen.

Transformatorerne på Forrens viser stor variation (støj), men det gennemsnitlige energiforbrug sænkes klart under anmodningen.

Det bemærkes, at indløbspumpernes ydelse efter anmodningen øges, hvilket resulterer i et øget energiforbrug. Dette kan være kontraproduktivt for D/R-drift, da tendensen til energivariation typisk er længere end en time.



Figur 12. Eksempel på pumpedrift under en anmodning fra Energi Danmark om at sænke energiforbruget.

I forbindelse med projektet har der været i alt 26 anmodninger om at reducere energiforbruget og 15 anmodninger om at forøge energiforbruget. De gennemsnitlige energireduktioner og forøgelser fremgår af Tabel 2. En samlet oversigt over de anmodninger, der er modtaget om at nedbringe eller forøge energiforbruget i projektet, fremgår af "Bilag 1 - KiWi activation report".

Pumpestation	Sted	Størrelse [kW]	Gennemsnitlig Energireduktion [kW]	Gennemsnitlig Energiforøgelse [kW]
PS-02-02	Birkedam	13,5	0.17	-
PS-05-06	Ndr. Bjert	10	0.30	-
PS-09-07	Stenderup	13,5	2.18	-
PS-13-26	Stepping	15	5.11	-
Kolding Forrens IP	Kolding	150 (300)	165	Afhænger af driftsform

Tabel 2. Oversigt over resultater for de 5 pumpestationer der indgår i BlueGrid projektet.

Ved anmodninger om at reducere energiforbruget viser Forrens en gennemsnitlig reduktion af energiforbruget på 165 kW. Denne værdi er betydeligt lavere for de andre mindre pumpestationer. Her spænder er den beregnede gennemsnitlige energireduktion mellem 0.17 kW og 5.11 kW.

Det fremgår af ovenstående, at de mindre pumpestationer har en meget begrænset energireduktion med Smart Grid D/R drift og at bidraget herfra er så lille, at det med det nuværende marked, ikke er økonomisk rentabelt for disse stationer, at indgå i D/R-driftsformen. De udgifter, der er forbundet med etablering af overvågning og beregninger for pumpestationer af denne størrelse, er for stor i forhold til det forventede potentiale. Anmodninger om at forøge energiforbruget er ikke muligt på de mindre pumpestationer da der ikke er spildevand nok systemet til dette. På større pumpestationer, som Forrens IP er der i nogle perioder mulighed for at forøge energiforbruget. Dette afhænger af den driftsform, der anvendes på pumpestationen på det pågældende tidspunkt.

Resultaterne viser, at pumpestationer i forhold til det nuværende D/R marked, som minimum skal have en størrelse som Forrens IP før det er rentabelt. Potentialet her er tilstrækkeligt til at der er en økonomisk fordel i alt indgå i D/R-drift.

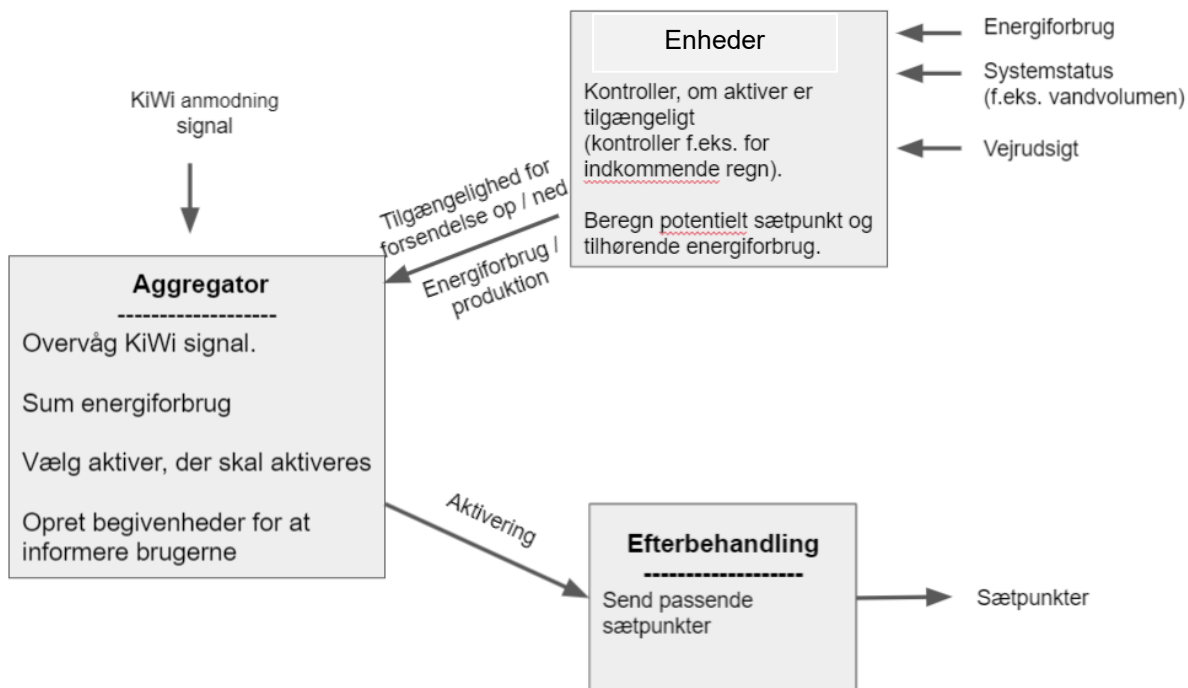
5.4 Resultater af AP4 VE Power

Med arbejdsplanke 4 VE Power er det lykkedes at balancere el-nettet, ved at have henholdsvis solcelleanlæg, turbineanlæg samt gasmotoranlæg med som aktive enheder, som man kan koble ind henholdsvis ud, afhængig af Demand/Response-anmodninger fra Smart Grid (AP5). Disse anlæg kan med forholdsvis kort reponstid medvirke til at levere det ønskede el-volumen til Smart Grid.

5.5 Resultater af AP5 Smart Grid

I arbejdsplanke 5 Smart Grid er der udviklet software modulet "aggregator" som samler al information fra de enheder, der er registreret som Demand Respons enheder. Hver enhed har en funktion som løbende beregner de kW, der er tilgængelig for enten opregulering eller nedregulering. Når aggregatoren modtager en anmodning om enten opregulering eller nedregulering vurderer aggregatoren, hvilke enheder, som kan anvendes og sender anmodningen videre til de enkelte enheder.

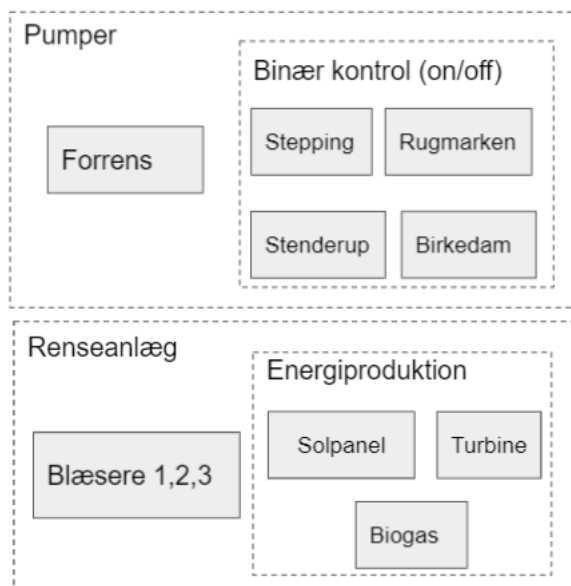
Aggregatoren modtager anmodningen fra Energi Danmark om opregulering eller nedregulering. Anmodningen fra Energi Danmark formidles af en hardwareenhed kaldet en KiWi box se Figur 13.



Figur 13. Algoritme oversigt

Enheder

De tilgængelige enheder vises i Figur 14 og Tabel 3.



Figur 14: Tilgængelige enheder for Demand Response regulering

Aktiv	Anmodning om nedregulering (lavere energiforbrug)	Anmodning om opregulering (øg energiforbruget)
Blæsere	75-150 kW	ikke muligt
Pumpestation (Forrens)	150-200 kW	Afhænger af startvolumen
Pumpestationer (Binær kontrol)	0-10 kW	ikke muligt
Turbine	ikke muligt	30-50 kW
Solpanel	ikke muligt	0-30 kW
Biogas	Ikke tilgængelig endnu (~350 kW)	Ikke tilgængelig endnu (~350 kW)

Tabel 3. Data for enheder i Smart Grid styringen

I det følgende afsnit er forudsætningerne og begrænsninger beskrevet som Smart Grid styringen har resulteret i.

Forrens pumpestation

Tilgængelighed

- Anmodning om nedregulering
 - Stop pumpen, eller sænk pumpekapaciteten inden for den maksimale vandstand som er tilgængelig.
- Anmodning om opregulering
 - Pumpe så meget som muligt inden for begrænsningen af det vand, der i er lagret i bassinet.

Begrænsninger

- Kontrol af varighed, maks. 1 time
- Ingen regnvej
- Opbevaringsvolumen under tærsklen

Elforbrug

- 6000-10000 kWh pr. dag.
- Høj variation i energiforbrug.
- Potentiel forsinkelse i reaktion (kontrol af pumperne før bassinet, pumpen efter bassinet reagerer baseret på strømmen).

On/Off styret pumpestationer

Tilgængelighed

- Anmodning om nedregulering
 - Stop pumpen

Begrænsninger

- Kontrol af varighed, maks. 1 time.
- Ingen regnvejr.
- Opbevaringsvolumen tilgængelig.

Elforbrug

- 0-20 kWh pr. dag.
- I perioder med tørt vejr aktiveres pumperne kun en brøkdel af tiden.

Et eksempel på en styring som ovenstående er vist i afsnit 5.3 Smart Pump.

Blæserne

Tilgængelighed

- Anmodning om nedregulering
 - stop blæsere

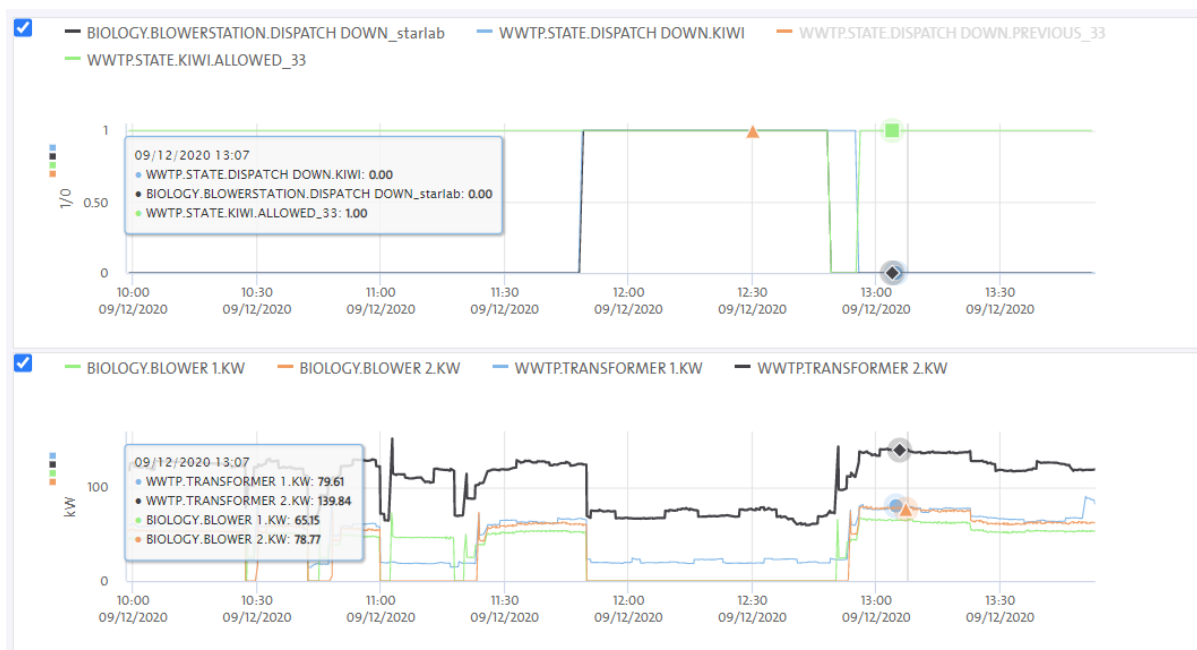
Begrænsninger

- Ammonium, nitrat, fosfor koncentrationer i drift og under sikkerhedsgrænsen.
- Kan kun slukke (reduktion af energiforbruget).
- Kontrol af varighed, maks. 1 time.

Elforbrug

- 3000-4500 kWh pr. dag
- Høj variation i energiforbrug

Figur 15 viser et eksempel på anmodning om nedregulering af blæserne. Øverste graf viser anmodning (DISPATCH DOWN.KIWI) fra Energi Danmark, den nederste graf viser energiforbruget i kW for blæserne. Energiforbruget falder ikke til 0 selv om alle blæsere er slukket. Det skyldes, at transformatorerne medtager forbrug fra andre enheder. Det ses at før aggregatoren modtager en anmodning for nedreguleringen er blæsernes energiforbrug på et normalt niveau. Efter anmodning er modtaget er der et klart fald, hvilket skyldes at begge blæsere er stoppet. Som det ses i eksemplet er længden af aktivering 1 time. 1 time er maksimum og sat som sikkerhed for udstyret. Tilsvarende er der sat maksimum grænser for, hvad koncentrationerne af ammonium, nitrat og fosfat må være i biologien. Hvis grænserne overskrides stoppes nedreguleringen.



Figur 15. Anmodning om nedregulering for Blæserne

Biogas

Tilgængelighed

- Anmodning om nedregulering
 - Start gasmotor
- Anmodning om opregulering
 - Stop gasmotor

Begrænsninger

- Biogasmotoren kører ved en fast hastighed og kan kun tændes eller slukkes.
- Biogaslageret skal være mellem 20% og 80% fyldning for at være tilgængelig for SmartGrid anmodninger.
- Biogasmotoren skal overholde en pausetid på 30 min mellem stop og start.
- Biogasmotoren må maksimalt startes 5 gange indenfor 24 timer.

Energiproduktion

- Op til 8400 kWh pr. Dag

Et eksempel på en styring som ovenstående er vist i afsnit 5.2 Gas2Energy.

Solpanel og Turbine

Tilgængelighed

- Anmodning om opregulering
 - Stoppe produktionen

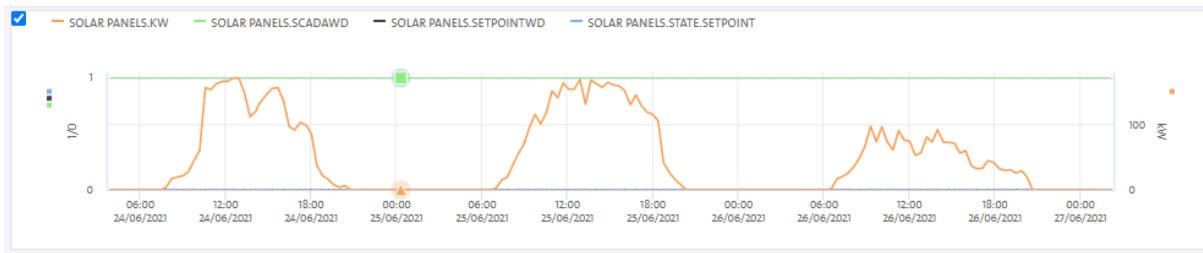
Begrænsninger

- Energien kan ikke lagres og går derfor tabt.

Energiproduktion

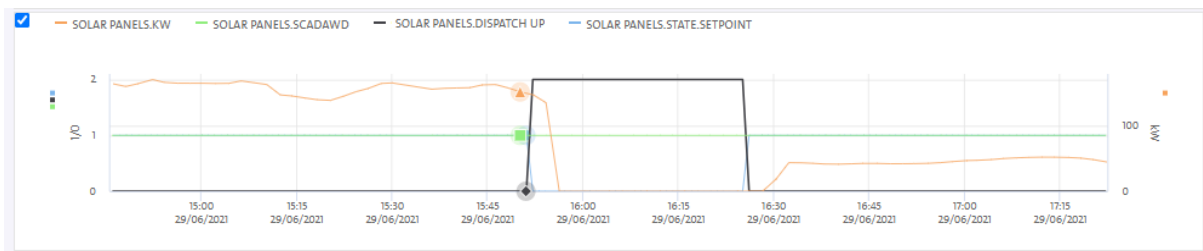
- Solpanel 0-150 kW med daglig variation på grund af solskin.
- Turbine 20-60 kW

Figur 16 viser et eksempel på energiproduktionen fra solpanelet. Solpanelerne har en dag/nat-variation med forskellige topværdier afhængigt af sky dækningen og tidspunkt på dagen.



Figur 16. Eksempel på energiproduktion med solpaneler

Figur 17 viser en anmodning om opregulering af solpanelet. Det ses at når anmodningen modtages falder mængden af produceret kW til 0. Det ses også at responsen af anmodningen er forsinket 4 minutter, hvilket skyldes forsinkelse i kommunikationen mellem HPP (*Hubgrade™ Performance - Plant*) og PLC'en.



Figur 17. Anmodning om opregulering af solcellepanel

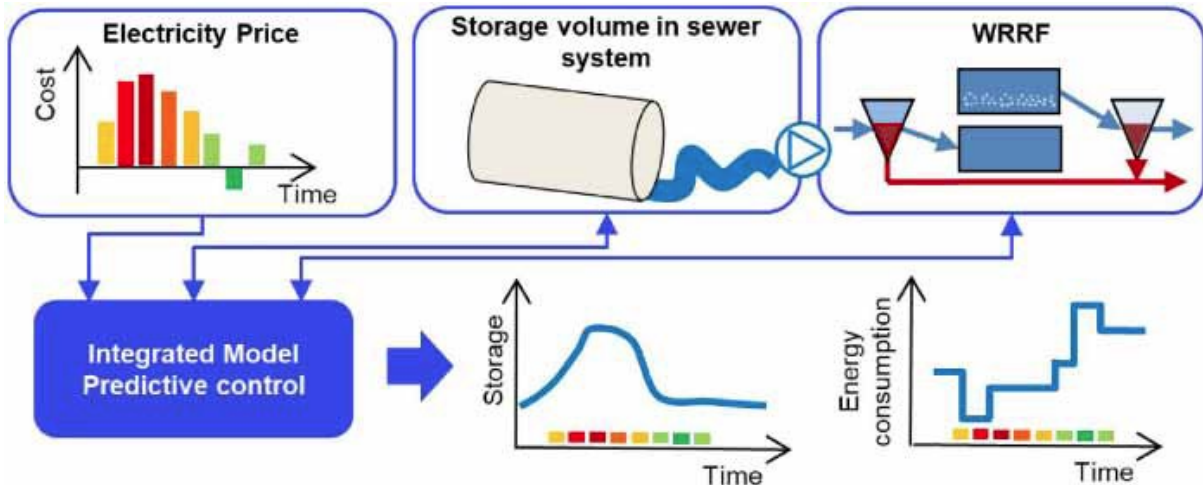
På Figur 18 vises et eksempel på en opregulering af vandturbinen. I øverste graf ses anmodning fra Energi Danmark og setpunktet til vand-turbinen. Resultatet af anmodningen ses på den nederste graf, hvor vandturbinen stopper med at producere energi (kW falder til 0). Dog produceres der ekstra energi lige efterfølgende turbinen er genaktiveret.



Figur 18: Setpunkt og energiproduktion forbundet med vandturbinen.

MPC for spot pris

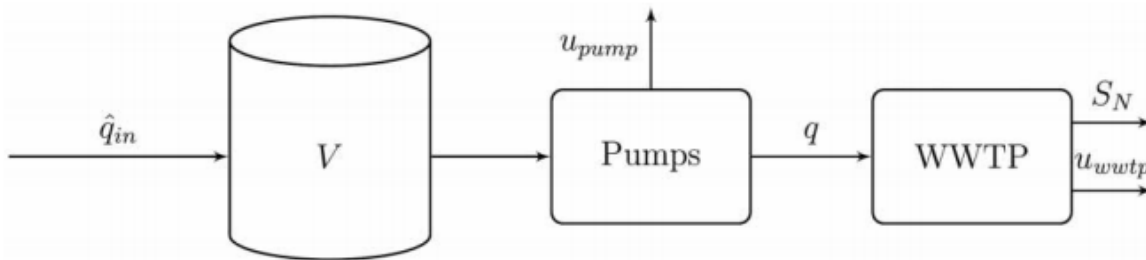
MPC (Model Predictive Control) spotpris algoritmen forsøger at optimere el-omkostninger med hensyntagen til spildevandskvaliteten, forudsigelser af lagringskapacitet og koncentrationer af ammonium, nitrat og fosfor i rensesanlægget. MPC algoritmen er baseret på lineære dynamiske modeller som vist i Figur 19.



Figur 19: Diagram af Smart Grid MPC-optimeringsstrategi.

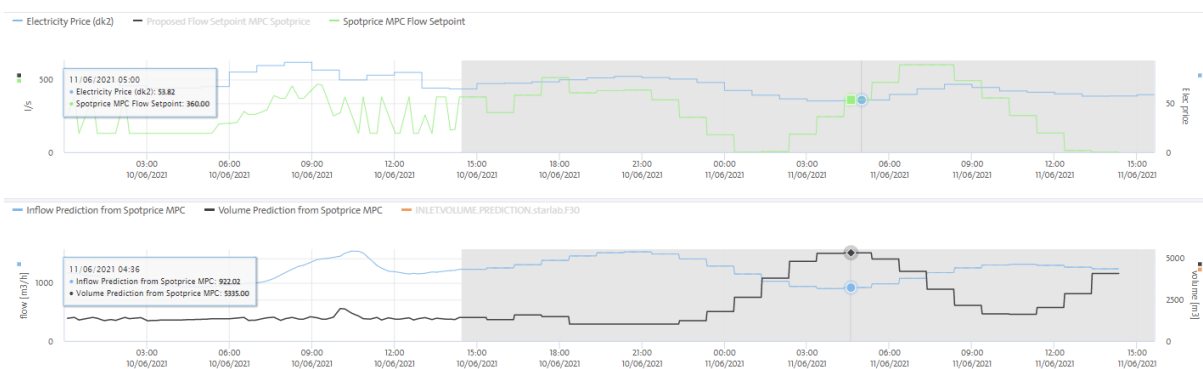
MPC fungerer kun i tørvejr og når der kommer forvarsel om regnvejr eller, hvis regn registreres, så stoppes optimeringen og afløbssystemet klargøres til regnvejr.

I Figur 20 skitseres, hvordan MPC styrer Forrens pumpestation og beregner sætpunkterne for flowet $q(t)$ til rensaanlægget. Det samlede energiforbrug er summen af energiforbruget til pumpning (u_{pump}) og beluftning (u_{wwtp}). Volumet (V) og flow (q) er fysisk begrænset og skal ligge inden for nogle driftsikre grænser for at undgå en øget risiko for overløb og oversvømmelse.



Figur 20: Diagram af BlueKoldings integrerede spildevandssystem

I Figur 21 vises et eksempel på MPC-output i HPP med forudsigelse for de næste 24 timer. Den grønne kurve i den øverste graf viser sætpunktet fra MPC-spotpris, det hvide afsnit viser de historiske MPC sætpunkter. Den grå sektion viser de forudberegnete sætpunkter 24 timer frem. Den blå linje er el prisen. Den nederste graf viser den forventede afstrømning og vandlagring i forhold til de valgte sætpunkter.



Figur 21: Eksempel på forudsigelse af de optimale sætpunkter hver time 24 timer frem (gråt område).

6. Anvendelse af projektets resultater

Anvendelse af BlueGrid projektets tekniske og kommercielle resultater fremadrettet:

BlueGrid-projektet demonstrerer, hvordan vandbranchen kan anvende know-how og de tekniske anlæg i en overordnet helhedsvurdering af Smart Grid muligheder. Dette bidrager til, at samfundet får den størst mulige forsyningssikkerhed – både i forhold til en stabil og balanceret elforsyning men også via en forsat sikker og bæredygtig afledning og behandling af spildevand og regnvand. Helheden bliver optimeret, så forsyningssikkerheden opnås til den lavest mulige pris for borgere og erhvervsliv.

Den udviklede Smart Grid løsning er baseret på en Cloud Platform med principiel uendelig skalerbarhed. BlueGrid kan således udvides med inddragelse af flere parter og sektorer og videreudviklingen kan principielt foretages af alle parter, da data nemt, effektivt og sikkert kan udveksles via Cloud.

Demonstrationsprojektet giver således grundlag for at kunne opnå en større fleksibilitet ved at tænke på tværs af forsyningsarter.

For at muliggøre, at den vedvarende energi i praksis erstatter fossil energi, er det nødvendigt med fleksible forbrugere, der kan regulere op og ned i takt med den varierende produktion fra vedvarende energi (VE). BlueGrid projektet kan foruden fleksibelt forbrug også bidrage med fleksibel vedvarende energiproduktion baseret på biogas og vandkraft.

Med BlueGrid-modulet "Gas2Energy" er der implementeret et optimeringssystem for at få den mest optimale drift af biogassystemet, så det er muligt at få den størst mulige energiudnyttelse af de biomasser, som er tilgængelige for forsyningen. Styringen giver fleksibilitet, der kan udnyttes til Smart Grid anvendelse, men som også kan udnyttes alene med fokus på at opnå den til hver tid størst mulige biogasproduktion.

BlueGrid-modulet "Gas2Energy" kan udbredes til adskillige danske og internationale renseanlæg, men også til den traditionelle biogasbranche, der primært laver energiudnyttelse af landbrugets restprodukter som eksempelvis gylle.

Med BlueGrid-modulet "VE Power" er der etableret styring af solcellepaneler samt en vandturbine, der genvinder en del af den energi, der er brugt til at løfte spildevandet op til renseanlægget.

BlueGrid projektet bidrager således til den omstilling, som energisektoren sigter efter ved at øge andel af vedvarende energi, men også ved at sikre energieffektivisering og fleksibilitet gennem optimering og tilpasning af energiforbruget.

BlueGrid projektet demonstrerer en Demand Response balancerings-fleksibilitet hos BlueKolding, som er med til at imødegå de stigende udsving på elmarkedet, som kommer på grund af mere vedvarende energi på markedet.

Yderligere muliggør BlueGrid, at elforbruget så vidt muligt foregår, når prisen er lav og el-produktionen foregår, når prisen er høj. Prisstrukturen på North Pool Spot, hvor al strøm i norden handles, er lavet således, at elpriserne er lave, når der er megen vedvarende energi tilgængeligt i markedet. Omvendt vil høje elpriser forekomme, når mængden af tilgængelig vedvarende energi er lav og CO₂-belastningen er høj.

BlueGrid projektet tillader således, at elforbruget sker med den mindst mulige CO₂-belastning og el-produktionen erstatter så megen fossil strøm som muligt.

Forventninger til fremadrettet udvikling af Smart Grid

Det forventes, at de opnåede resultater af BlueGrid-projektet fremadrettet vil danne grundlag for kommercielle Smart Grid produkter fra Krüger og flere er allerede under udarbejdelse.

Barrieren mod at få Smart Grid produkterne udbredt for styring i relation til Spot marked og Demand Response kan være, at omkostningerne til at få styringen implementeret er for høj i forhold til udbyttet. Da der på nuværende tidspunkt ikke er et færdigudviklet salgbart Smart Grid produkt kan der derfor heller ikke udarbejdes en cost/benefit-analyse på dette. Omkostningerne til at udvikle Smart Grid produkterne til BlueGrid projektet har naturligvis været væsentlig højere end de vil være for et færdigudviklet og salgsklart Smart Grid produkt.

7. Projektkonklusion og -perspektiver

Det er demonstreret, at det er muligt at få en anmodning fra Energi Danmark, sende den videre og udføre en nedregulering i forhold til balancemarkedet.

På grund af opsætning hos Energi Danmark var det ikke muligt at få en opregulering igennem. Derfor blev der indført test af anmodninger for at demonstrere, at det var teknisk muligt at implementere en anmodning om opregulering i de fysiske enheder i systemet.

Der blev deltaget i markedsdeltagelse, men det viste sig, at kvaliteten var dårlig. Med kvaliteten menes at det var svært at følge aftalt mængde kW for opregulering eller nedregulering. Specielt opregulering var svært.

I det følgende er konklusionerne på de enkelte enheder beskrevet samt en opsummerende økonomisk konklusion og fremadrettede perspektiver er beskrevet.

Vejrforudsigelser – PRACT 2.0

Der er i afløbssystemet hos BlueKolding opstillet nedbørs- og flowforecast på 19 lokaliteter og nedbørsforecast på 3 lokaliteter. De data, som ligger til grund for disse forecast, hentes fra DMI og der bearbejdes både radar- og vejrmødeldata. Samlet set kan PRACT 2.0 til BlueGrid projektet, beregne nedbørs- og flowforecast 8 timer frem i tid og aktivt styre ud fra disse.

PRACT 2.0 er blevet et kommercielt Cloud-produkt, der umiddelbart kan sælges til forsyningsselskaber i ind- og udland. Produktets primære fordele er, at det via forudsigelser, kan medvirke til at optimere processerne på renseanlægget og, som i BlueGrid projektet, forbedre styringer i afløbssystemet både under regn og tørvejr.

Gasturbine

Gasturbinen (gasmotoren) er i dag net-etableret med såkaldt aftagerpligt. Der kan derfor ikke etableres et grundlag for at konkludere, at denne enhed økonomisk skulle være egnet til at deltage med fleksibilitet i den nuværende markedssituation.

Solcellepaneler og Vandturbine

Der er en meget lav effekt og Energi Danmark tilbyder ikke fleksibilitetsydelser til denne type af enheder, se nærmere forklaring i bilag 2. Flexibilitetsydelser tilbydes ikke da det ikke giver finansielt mening at tilbageholde en "gratis" ressource for at tilbyde den for en mulig gevinst. Dette kan kun anbefales såfremt styringen sker i sammenspil med pumpning fra Kolding Forrenseanlæg "behind the meter", som en del af Blue Koldings interne systemer. Dette blev ikke afprøvet.

Mindre pumpestationer (<=15 kW)

Mindre pumpestationer har ikke potentiale til levere fleksibilitetsydelse både fordi ydelsen er for lav og implementeringsomkostningerne er relativ høje i forhold til det potentielle udbytte.

Større pumpestationer (>150 kW) og blæser

Større pumpestationer i oplandet og blæserne på renseanlæg viser potentiale for positivt at kunne levere fleksibilitetsydelser. Blæserne på Agtrup renseanlæg og Forrens pumpestation viser god respons på anmodning om nedregulering. Potentiale for anmodning om opregulering er mindre god. Blæserne er ikke tilgængelige for opregulering mens Forrens pumpestation er begrænset af mængden af magasineret spildevand.

Grunden til, at blæserne ikke har mulighed for opregulering skyldes, at sikkerhedsgrænsen for nitrat hurtig blev overskrevet og betød dermed også en øget spildevandsafgift. For at gøre dette skal der derfor laves et forecast af nitrat, ammonium og fosfor, hvilket ikke kunne nås i dette projekt.

MPC for spot pris med dynamisk volumen på Forrens pumpestation

MPC (Model Predictive Control) for spotpris med dynamisk volumen er sat i drift og kan blive brugt. Som det ser ud nu er det svært at vurdere gevinsten, da styringen er begrænset af lagringskapacitet og pumpedrift i forhold til driftssikkerhed.

Rådnetaksstyring

Styringen af rådnetankene (Gas2Energy) giver løbende online overvågning af driften og opgør en faktor for driftsstabiliteten, hvilket sikrer en optimal udnyttelse af rådnetankens kapacitet. Der er dermed opnået en gevinst for driften af rådnetankene med denne styring.

De gennem BlueGrid-projektet udviklede Performance- og Load-moduler har vakt interesse både hos andre danske kunder, men også internationalt, hvorfor der nu forestår et videre udviklingsarbejde frem mod en standardisering af modulerne. Rådnetaksstyringen på Agtrup Renseanlæg er som helhed præsenteret på Spildevandsteknisk Døgnkursus 2020, og er optaget på programmet til konferencen NORDIWA 2021.

Flexibilitet og økonomisk opgørelse

Energi Danmark vurderer i bilag 2, at det maksimale potentiale for BlueKolding, for de få elementer som er afprøvet i Smart Grid styringen er på ca. 80.000 kr. pr. år. Her står ca. 60 % for det at stå til rådighed, 1 % for nedregulering og 39 % for opregulering. Krügers erfaring er, at det er svært at lave opregulering, så det er nok mere rigtigt at sige, at potentialet ligger mellem 50.000 - 80.000 kr./år.

MPC (Model Predictive Control) spotpris algoritme og Dynamic Volume featuren blev evalueret i det foregående projekt "EUDP - Smart Grid Smart Grid styring til Kolding Centralrenseanlæg". Konklusionen er at for spotpris markedet er der et potentiale på 100.000 – 150.000 kr/år ved brug af MPC. Ved udjævning af spildevandsflowet til renseanlægget blev der observeret en forbedring af rensekvaliteten. Ved simulering af dette blev der indikeret et besparelspotentiale 0,5 – 1,0 mio kr/år svarende til en reduktion af 50 -100 kg N/døgn. Disse besparelser vil fortsat være gældende i nærværende BlueGrid-projekt.

Perspektiver

Det forventes, at de opnåede resultater af BlueGrid-projektet fremadrettet vil danne grundlag for kommercielle Smart Grid produkter fra Krüger og som nævnt ovenstående er flere Smart Grid styringsmoduler allerede under udarbejdelse for kommercielt salg.

Globalt spejder virksomheder efter at bruge energi så effektivt så muligt og verdens energiforbrugere jagter metoder til at bruge energi mere intelligent og mere effektivt. Dette giver muligheder for at skabe meromsætning og beskæftigelse på markedet for Smart Grid løsninger til vandbranchen og andre sektorer.

El-forsyningsbranchen i Danmark sigter efter et stadigt grønnere energisystem til bæredygtige priser med høj forsyningssikkerhed. Et gennemgående træk på tværs af lande er et fokus på VE kilder til ny el-kapacitet og i takt med, at vind- og solenergi slår mere igennem globalt, vil der blive behov for fleksibel kapacitet, som kan håndtere spidsbelastninger, og som hurtigt kan reguleres. På denne måde vil der blive et øget behov for services som Demand Response.

Smart Grid vurderes som en kommende styrkeposition for Danmark, mens vandbehandling allerede er det. Kombinationen af disse to elementer i BlueGrid giver dermed gode muligheder for hurtig markedsintroduktion og internationalt salg, særligt via Krügers eksisterende salgskanaler til vandbranchen via netværket i Krügers moderselskab Veolia.

Afprøvningen af denne løsning i fuldskala i et forsyningsselskab har dermed skabt et stærkt afsæt for innovation, forretningsudvikling og eksport.

8. Bilag 1 Smart Grid demand response



KRÜGER  VEOLIA

Bilag 1

Smart Grid demand response

KMNF activation

[29/06/2021]

WATER TECHNOLOGIES

Prepared by: Vianney Courdent
Checked by: Nikolaj Selmer Mølbye
Version: 1
Order number:

□

Krüger A/S – Veolia Water Technologies, Denmark

SØBORG |
Gladsaxevej 363
DK-2860 Søborg
T +45 3969 0222
kruger@kruger.dk

AALBORG |
Indkildevej 6C
DK-9210 Aalborg SØ
T +45 9818 9300
kruger@kruger.dk

AARHUS |
Haslegårdsvænget 18
DK-8210 Aarhus V
T +45 8746 3300
kruger@kruger.dk

SERVICE |
Langebjerg 29A
DK-4400 Roskilde
T +45 3969 0222
kruger@kruger.dk

AQUACARE |
Fabriksparken 50
DK-2600 Glostrup
T +45 4345 1676
aquacare@kruger.dk

ISO 9001 CERTIFIED

CVR 57446412

www.kruger.dk

Contents:

1 Introduction 3

- 1.1 Overview 3
- 1.2 Input data from AQV - Blowers
- 1.2 Input data from AQV - Smart Pumps

2 Results - Blowers

- 2.1 September 2020
 - 2.1.1 KiWi Dispatch down
 - 2.1.2 KiWi Dispatch down - Blowers
 - 2.1.3 KiWi Dispatch down - Transformers
 - 2.1.4 KiWi Dispatch down - Analysis
- 2.2 October to mid-November 2020
 - 2.2.1 KiWi Dispatch down
 - 2.2.2 KiWi Dispatch down - Blowers
 - 2.2.3 KiWi Dispatch down - Transformers
 - 2.2.4 KiWi Dispatch down - Analysis
- 2.3 November 2020 to June 2021
 - 2.3.1 KiWi Dispatch down - Blowers
 - 2.3.2 KiWi Dispatch down - Analysis

3 Results - Pumps

- 3.1 September to December 2020
 - 3.1.1 KiWi Dispatch down
 - 3.1.2 KiWi Dispatch down - Analysis
- 3.2 December 2020 to June 2021
 - 3.2.1 KiWi Dispatch down

1. Introduction

1.1 Overview

This document provides information of KiWi dispatch down in regards to blowers activation and calculating energy savings. Overview of pump control based on KiWi dispatch are also described in the new version of the document.

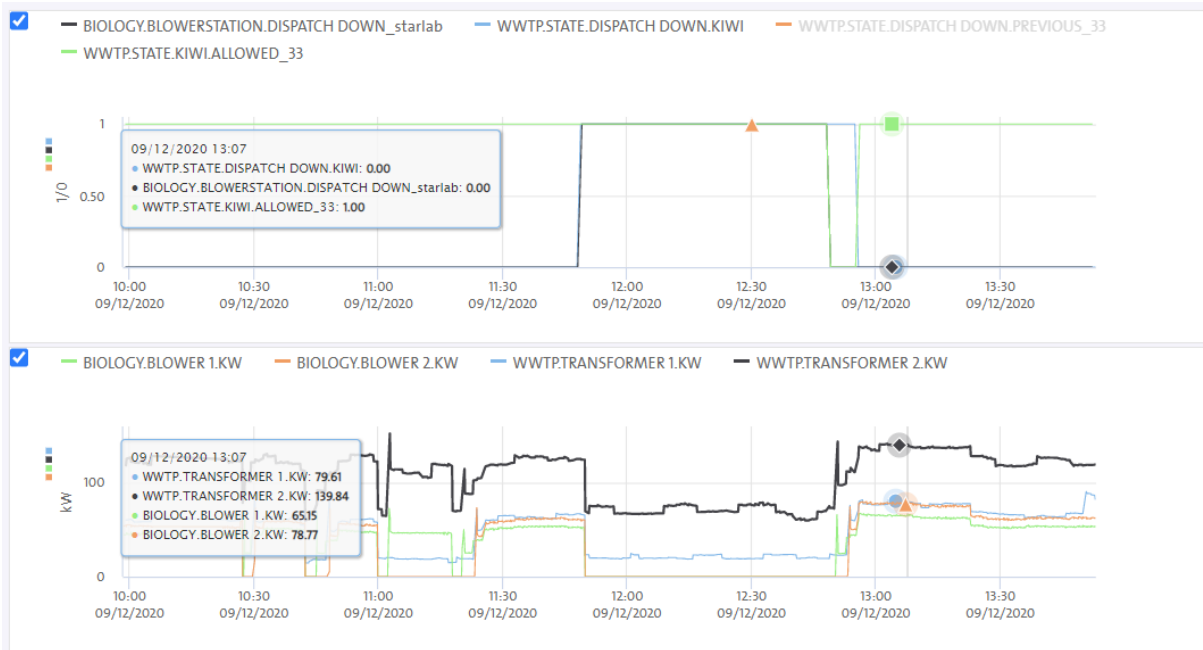
The results are based on data from AQV which are computed by the r-script “KiWi_Activation.R” and saved in the google sheet “Overview KiWi Dispatch Down”.

1.2 Input data from AQV - Blowers

Example of data input from AQV.

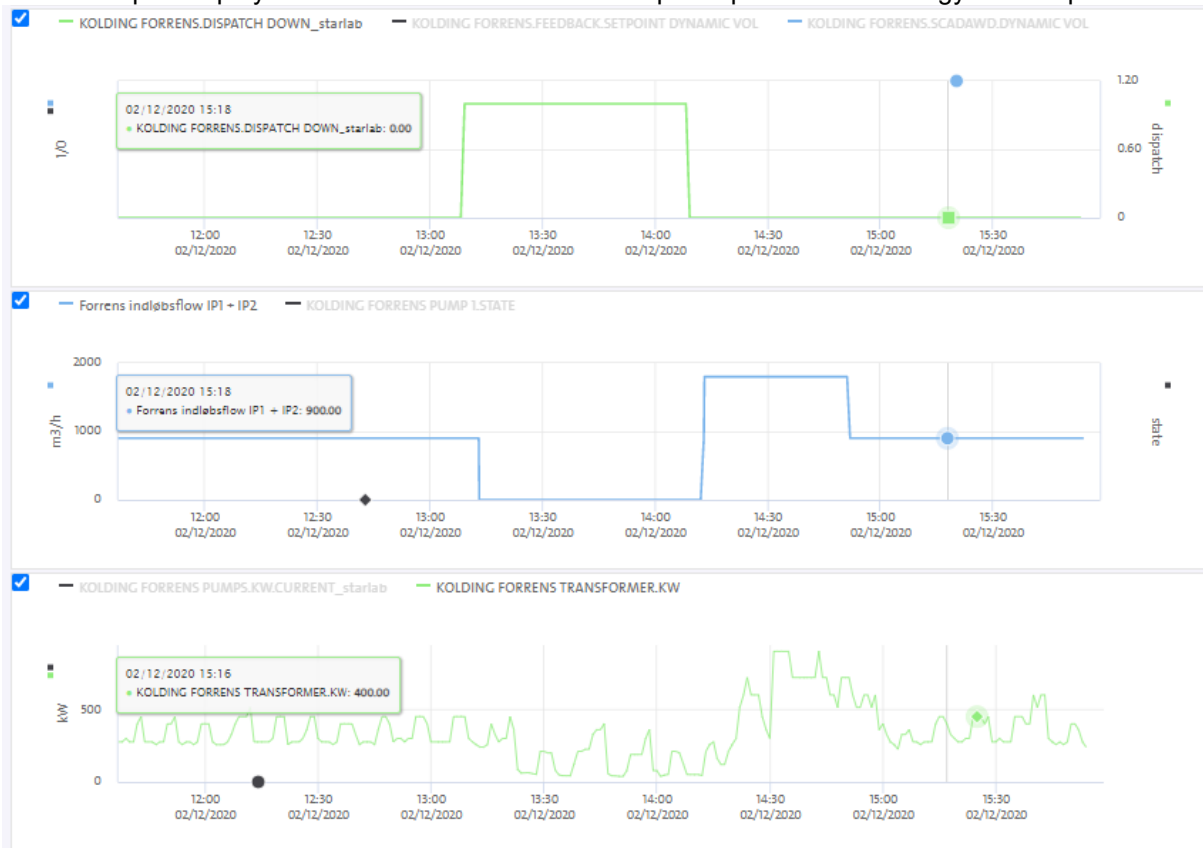


Accepted dispatch down for the blowers are conditioned by the measurements and their quality. Hence one requested dispatch down (pulse) can be split in multiple dispatch for the blower. In September this happened twice for dispatch number 4 and 9.



1.2 Input data from AQV - Smart Pumps

Example of kiwi dispatch down for the pumping station of Forrens. The top panel shows the dispatch signal, the middle plot displays the measured flow and the last plot represents the energy consumption.



2 Results - Blowers

2.1 September 2020

2.1.1 KiWi Dispatch down

Dispatch down request			
Number	start	stop	Duration [min]
1	2020-09-01 09:03:00	2020-09-01 10:55:00	112
2	2020-09-03 10:04:00	2020-09-03 11:56:00	112
3	2020-09-10 18:23:00	2020-09-10 18:55:00	32
4	2020-09-15 18:03:00	2020-09-15 20:55:00	172
5	2020-09-21 10:24:00	2020-09-21 11:55:00	91
6	2020-09-24 19:08:00	2020-09-24 20:20:00	72
7	2020-09-25 14:23:00	2020-09-25 14:55:00	32
8	2020-09-25 16:38:00	2020-09-25 16:55:00	17
9	2020-10-02 07:03:00	2020-10-02 07:55:00	52

As experienced previously received dispatch can be longer than one hour due to multiple consecutive dispatch requests from Energy Denmark. This has been addressed by implementing a one hour limit in the HPP script.

The energy consumption is measured both at the blowers and at the transformers. The calculations are performed for both. The data sent to KiWi are based on the transformers.

2.1.2 KiWi Dispatch down - Blowers

Number	Dispatch down accepted			blowers		
	start	stop	Duration	Average energy consumption during the dispatch [kW]	Average energy consumption during the previous hour [kW]	Energy saving [kWh]
1	2020-09-01 09:04:00	2020-09-01 09:20:00	16	0.00	2.17	-0.58
2	2020-09-03 10:04:00	2020-09-03 11:04:00	60	2.20	68.22	-66.02
3	2020-09-10 18:24:00	2020-09-10 18:55:00	31	0.84	110.65	-56.74
4	2020-09-15 18:04:00	2020-09-15 18:06:00	2	248.56	164.51	2.80
4	2020-09-15 18:16:00	2020-09-15 19:04:00	48	127.14	164.51	-29.89
5	2020-09-21 10:24:00	2020-09-21 11:25:00	61	0.00	121.30	-123.33
6	2020-09-24 19:09:00	2020-09-24 20:09:00	60	0.00	120.46	-120.46
7	2020-09-25 14:24:00	2020-09-25 14:55:00	31	0.00	70.93	-36.64
8	2020-09-25 16:39:00	2020-09-25 16:55:00	16	0.00	115.35	-30.76
9	2020-10-02 07:04:00	2020-10-02 07:18:00	14	0.00	125.69	-29.33
9	2020-10-02 07:42:00	2020-10-02 07:55:00	13	0.00	125.69	-27.23

2.1.3 KiWi Dispatch down - Transformers

Number	Dispatch down accepted			Transformer		
	start	stop	Duration [min]	Average energy consumption during the dispatch [kW]	Average energy consumption during the previous hour [kW]	Energy saving [kWh]
1	2020-09-01 09:04:00	2020-09-01 09:20:00	16	102.57	84.06	4.94
2	2020-09-03 10:04:00	2020-09-03 11:04:00	60	95.33	144.18	-48.86
3	2020-09-10 18:24:00	2020-09-10 18:55:00	31	85.64	159.04	-37.92
4	2020-09-15 18:04:00	2020-09-15 18:06:00	2	251.71	168.54	2.77
4	2020-09-15 18:16:00	2020-09-15 19:04:00	48	147.52	168.54	-16.82
5	2020-09-21 10:24:00	2020-09-21 11:25:00	61	62.39	148.98	-88.03
6	2020-09-24 19:09:00	2020-09-24 20:09:00	60	90.51	179.57	-89.07
7	2020-09-25 14:24:00	2020-09-25 14:55:00	31	57.49	105.49	-24.80
8	2020-09-25 16:39:00	2020-09-25 16:55:00	16	61.73	140.93	-21.12
9	2020-10-02 07:04:00	2020-10-02 07:18:00	14	100.62	207.55	-24.95
9	2020-10-02 07:42:00	2020-10-02 07:55:00	13	107.54	207.55	-21.67

2.1.4 KiWi Dispatch down - Analysis

With the exception of event 1 and the first subDispatch of event 4 which are both very short, the energy consumption is reduced during the dispatch. The reduction of energy consumption during September is 518.17 kWh considering the measurement at the blowers and 365.53 kWh considering the measurement at the transformers.

In average the reduction of energy consumption is 73.70kW considering the blowers 50.13 kW considering the transformers.

It's noticeable that there is a significant discrepancy between these two values.

2.2 October to mid-November 2020

2.2.1 KiWi Dispatch down

Dispatch down request			
Number	start	stop	Duration [min]
1	02-10-20 7:03	02-10-20 7:55	52
2	18-10-20 17:58	18-10-20 18:40	42
3	19-10-20 8:23	19-10-20 8:55	31
4	19-10-20 18:18	19-10-20 18:55	37
5	19-10-20 19:08	19-10-20 19:55	46
6	25-10-20 23:10	26-10-20	49
7	09-11-20 15:03	09-11-20 16:55	111
8	13-11-20 12:28	13-11-20 12:55	27

2.2.2 KiWi Dispatch down - Blowers

Number	Dispatch down accepted			blowers		
	start	stop	Duration	Average energy consumption during the dispatch [kW]	Average energy consumption during the previous hour [kW]	Energy saving [kWh]
1	02-10-20 7:04	02-10-20 7:18	14	0.0	125.69	-29.33
1	02-10-20 7:42	02-10-20 7:55	13	0.0	125.69	-27.23
2	18-10-20 17:59	18-10-20 18:40	41	0.0	68.73	-46.97
3	19-10-20 8:24	19-10-20 8:55	31	0.0079	57.02	-29.46
4	19-10-20 18:19	19-10-20 18:55	36	0.0	73.18	-43.91
5	19-10-20 19:09	19-10-20 19:55	46	0.0078	20.92	-16.03
6	25-10-20 23:10	25-10-20 23:49	39	8.02	58.49	-32.80
7	09-11-20 15:04	09-11-20 16:55	60	0.91	58.65	-57.74
8	13-11-20 12:29	13-11-20 12:55	26	5.65	118.07	-48.72

2.2.3 KiWi Dispatch down - Transformers

Number	Dispatch down accepted			Transformer		
	start	stop	Duration [min]	Average energy consumption during the dispatch [kW]	Average energy consumption during the previous hour [kW]	Energy saving [kWh]
1	02-10-20 7:04	02-10-20 7:18	14	100.62	207.55	-24.95
2	02-10-20 7:42	02-10-20 7:55	13	107.54	207.55	-21.67
3	18-10-20 17:59	18-10-20 18:40	41	73.06	130.47	-39.23
4	19-10-20 8:24	19-10-20 8:55	31	99.92	140.56	-20.99
4	19-10-20 18:19	19-10-20 18:55	36	90.62	156.10	-39.29
5	19-10-20 19:09	19-10-20 19:55	46	92.43	108.55	-12.36
6	25-10-20 23:10	25-10-20 23:49	39	91.14	133.48	-27.52
7	09-11-20 15:04	09-11-20 16:04	60	112.31	167.07	-54.76
8	13-11-20 12:29	13-11-20 12:55	26	114.66	220.37	-45.81

2.2.4 KiWi Dispatch down - Analysis

Comment on specific events:

Event 1 was splitted in two because the sensor BIOLOGY.LINE 1 TANK 1.NH4 had a bad data quality during the event

The plant was (restarting) when the event number 6 (25-10-20 23:10) started.

During event 7, the plant turned off at 15h43, it got back on line at 16h04. The setpoints were maintained during the restart and the autorisation for KiWi dispatch stopped once the plant got back online.

During the period considered (from October to mid-November) the reduction of energy consumption during dispatch down was 286.58 kWh considering the measurement at the transformers and 332.17 kWh considering the measurement at the blowers .

The average reduction of energy consumption during a dispatch down was 65.5 kW based on the transformers and 76.87 kW based on the blowers.

2.3 November 2020 to June 2021

2.3.1 KiWi Dispatch down - Blowers

Number	Dispatch down accepted			blowers		
	start	stop	Duration	Average energy consumption during the dispatch [kW]	Average energy consumption during the previous hour [kW]	Energy saving [kWh]
1	20-11-20 12:06	20-11-20 12:56	50	1.745922	64.63255	-52.4055
2	02-12-20 13:09	02-12-20 14:09	60	0	87.72736	-87.7274
3	09-12-20 11:49	09-12-20 12:49	60	0	76.31115	-76.3111
4	09-03-21 12:00	09-03-21 13:00	60	0	74.4767	-74.4767
5	10-03-21 15:00	10-03-21 16:00	60	0	28.44744	-28.4474
6	16-03-21 12:00	16-03-21 13:00	60	0	49.50193	-49.5019
7	17-03-21 15:00	17-03-21 16:00	60	2.293426	58.2011	-55.9077
8	24-03-21 15:00	24-03-21 16:00	60	1.912279	56.35105	-54.4388
9	30-03-21 13:00	30-03-21 14:00	60	0	67.13754	-67.1375
10	31-03-21 16:00	31-03-21 16:39	39	0	44.62559	-29.0066
11	31-03-21 16:40	31-03-21 17:00	20	0	0	0
12	06-04-21 13:00	07-04-21 17:00	77	0	56.29944	-72.251

13	06-04-21 13:00	07-04-21 17:00	60	0	56.29944	-56.2994
14	13-04-21 13:34	13-04-21 13:38	4	0	117.8098	-7.85399
15	13-04-21 13:58	13-04-21 14:00	2	0	129.7678	-4.32559
16	14-04-21 16:00	14-04-21 17:00	60	0	58.30807	-58.3081
17	20-04-21 13:00	20-04-21 14:00	60	1.788393	78.1911	-76.4027
18	21-04-21 16:00	21-04-21 17:00	60	1.632311	68.42669	-66.7944
19	28-04-21 16:00	28-04-21 17:00	60	0	145.7162	-145.716
20	05-05-21 16:00	05-05-21 16:24	24	0	107.8831	-43.1532
21	05-05-21 16:40	05-05-21 17:00	20	26.23576	82.25829	-18.6742
22	11-05-21 13:00	12-05-21 17:00	78	1.573913	102.8043	-131.599
23	11-05-21 13:00	12-05-21 17:00	60	0	102.8043	-102.804
24	18-05-21 13:00	18-05-21 14:00	60	1.348279	78.87012	-77.5218
25	19-05-21 16:00	19-05-21 17:00	60	9.194983	141.3409	-132.146
26	25-05-21 13:00	25-05-21 14:00	60	0.288803	54.94604	-54.6572
27	26-05-21 16:00	26-05-21 17:00	60	0	56.20393	-56.2039
28	02-06-21 16:00	02-06-21 17:00	60	4.040484	63.39576	-59.3553
29	08-06-21 13:00	08-06-21 14:00	60	2.793049	96.38144	-93.5884
30	09-06-21 16:00	15-06-21 14:00	83	1.131071	111.4707	-152.636

31	09-06-21 16:00	15-06-21 14:00	60	2.241516	111.4707	-109.229
32	16-06-21 16:00	16-06-21 17:00	60	4.044992	136.2199	-132.175
33	22-06-21 13:18	22-06-21 14:00	42	4.891267	172.3764	-117.24
34	23-06-21 16:00	23-06-21 17:00	60	5.539639	126.5434	-121.004

2.3.2 KiWi Dispatch down - Analysis

During the period considered (from November 2020 to June 2021) the reduction of energy consumption during dispatch down was 2790 kWh considering the measurement at the blowers.

The average reduction of energy consumption during a dispatch down was 72.5 kW based on the blowers with an average consumption of 84.2 kW before the dispatch and 2.1kW during the dispatch.

3 Results - Pumps

3.1 September to December 2020

3.1.1 KiWi Dispatch down

Location 16 - Forrens					
start	stop	Duration [Minutes]	Electricity consumption [kW]		Reduction of electricity consumption [kW]
			During dispatch	Average 1h before	
2020-11-09 15:04:00	2020-11-09 16:03:00	59	140.02	306.85	-164.05
2020-12-02 13:09:00	2020-12-02 14:09:00	60	176.84	343.23	-166.39

Table 3.1.a: Dispatch down at Forrens

Location 31 - Rugmarken					
start	stop	Duration [Minutes]	Percentage of activation		Reduction of electricity consumption [kW]
			During dispatch	Average 1h before	
2020-11-09 15:04:00	2020-11-09 15:40:00	36	0.00%	6.56%	-0.45
2020-11-13 12:29:00	2020-11-13 12:56:00	27	0.00%	3.28%	-0.17
2020-11-20 12:06:00	2020-11-20 12:56:00	50	0.49%	6.82%	-0.60
2020-12-02 13:09:00	2020-12-02 14:09:00	60	0.00%	4.92%	-0.56

2020-12-09 11:49:00	2020-12-09 12:49:00	60	0.00%	3.28%	-0.37
---------------------	---------------------	----	-------	-------	-------

Table 3.1.b: Dispatch down at Rugmarken, when both pumps are activated the energy consumption is assumed to be 11.4 kW

Location 13 - Birkedam					
start	stop	Duration [Minutes]	Percentage of activation		Reduction of electricity consumption [kW]
			During dispatch	Average 1h before	
2020-11-20 12:06:00	2020-11-20 12:56:00	50	0.00%	2.27%	-0.22
2020-12-02 13:09:00	2020-12-02 14:09:00	60	0.00%	4.92%	-0.56
2020-12-09 11:49:00	2020-12-09 12:49:00	60	0.00%	3.28%	-0.37

Table 3.1.c: Dispatch down at Birkedam, when both pumps are activated the energy consumption is assumed to be 11.4 kW

Location 32 - Stenderup					
start	stop	Duration [Minutes]	Percentage of activation		Reduction of electricity consumption [kW]
			During dispatch	Average 1h before	
2020-11-09 15:04:00	2020-11-09 16:03:00	59	0.00%	11.89%	-3.16
2020-11-13 12:29:00	2020-11-13 12:56:00	27	3.57%	13.11%	-1.16
2020-11-20 12:06:00	2020-11-20 12:56:00	50	1.96%	11.53%	-2.15
2020-12-02 13:09:00	2020-12-02 14:09:00	60	1.64%	9.84%	-2.21
2020-12-09 11:49:00	2020-12-09 12:49:00	60	1.64%	9.84%	-2.21

Table 3.1.d: Dispatch down at Stenderup, when both pumps are activated the energy consumption is assumed to be 27 kW

Location 33 - Stepping					
start	stop	Duration [Minutes]	Percentage of activation		Reduction of electricity consumption [kW]
			During dispatch	Average 1h before	
2020-11-13 12:29:00	2020-11-13 12:56:00	27	3.57%	20.90%	-2.34
2020-11-20 12:06:00	2020-11-20 12:56:00	50	2.45%	26.70%	-6.06
2020-12-02 13:09:00	2020-12-02 14:09:00	60	1.64%	23.77%	-6.64
2020-12-09 11:49:00	2020-12-09 12:49:00	60	2.05%	20.08%	-5.41

Table 3.1.e: Dispatch down at Stepping, when both pumps are activated the energy consumption is assumed to be 30 kW

3.1.2 KiWi Dispatch down - Analysis

The KiWi dispatches were implemented on the smart pump after the blower, moreover construction works have limited their availability. Hence less events are registered. Forrens displays an average reduction of energy consumption of 165 kW during the dispatch down. This value is significantly lower for the other smart pumps due to their limited activation, ranging from 0.17kW and 0.30kW for Birkedam and Rugmarken respectively to 2.18kW for Stenderup and 5.11kW for Stepping.

An important point to note is that the energy consumption will rise just after the dispatch which may be counter productive given in the perspective of the energy market a dispatch is typically longer than 1 hour. This topic could be addressed together with the duration of dispatch acceptable for the smart pump. To give an order of magnitude a dispatch down on the energy market can easily last up to 10 hours.



Fig 3.1 Example of dispatch down at Stepping.

3.2 December 2020 to June 2021

3.2.1 KiWi Dispatch down

Location 16 - Forrens					
start	stop	Duration [Minutes]	Electricity consumption [kW]		Reduction of electricity consumption [kW]
			During dispatch	Average 1h before	
09-03-21 12:00	09-03-21 13:00	60	54.95081967	182.582	-127.631
10-03-21 15:00	10-03-21 16:00	60	109	289.5082	-180.508
16-03-21 12:00	16-03-21 13:00	60	59.49180328	333.459	-273.967
17-03-21 15:00	17-03-21 16:00	60	84.09836066	283.4098	-199.311
23-03-21 12:00	23-03-21 13:00	60	122.4590164	266.7377	-144.279
24-03-21 15:00	24-03-21 16:00	60	100.1803279	227.0328	-126.852
30-03-21 13:00	30-03-21 14:00	60	45.17213115	205.4262	-160.254
31-03-21 16:00	31-03-21 17:00	60	113.5897436	166.1803	-52.5906
06-04-21 13:00	06-04-21 14:16	76	106.0508475	259.2222	-194.017
07-04-21 16:00	07-04-21 17:00	60	81.3442623	228.377	-147.033
13-04-21 13:37	13-04-21 14:00	23	91.875	195.8197	-39.8455
14-04-21 16:00	14-04-21 17:00	60	57.80327869	209.918	-152.115
20-04-21 13:00	20-04-21 14:00	60	46.24590164	138.0574	-91.8115
21-04-21 16:00	21-04-21 17:00	60	47.98360656	167.8852	-119.902
27-04-21 13:00	27-04-21 14:00	60	51.13114754	132.8197	-81.6885
28-04-21 16:00	28-04-21 17:00	60	180	179.6066	0.393443
11-05-21 13:00	11-05-21 14:17	77	375.6666667	560.082	-236.666
12-05-21 16:03	12-05-21 17:00	57	244.7844828	526.2	-267.345
18-05-21 13:00	18-05-21 14:00	60	75.32786885	234.0656	-158.738
15-06-21 13:00	15-06-21 14:00	60	58.86885246	68.72131	-9.85246

16-06-21 16:00	16-06-21 17:00	60	109.295082	314.4754	-205.18
22-06-21 13:00	22-06-21 14:00	60	68.32786885	86.66393	-18.3361
23-06-21 16:00	23-06-21 17:00	60	212.2459016	204.082	8.163934

Table 3.2.: Dispatch down at Forrens

During the period considered (from November 2020 to June 2021) the reduction of energy consumption during dispatch down was 3226 kWh.

The average reduction of energy consumption during a dispatch down was 129 kW with an average consumption of 241.8 kW before the dispatch and 111.4 kW during the dispatch

9. Bilag 2 Rapport fra Energi Danmark A/S

Optimering af fleksibilitetsydelser: Blue Kolding

Energi Danmark har i samarbejde med Blue Kolding og Krüger kortlagt mulighederne for at høste værdien af fleksibelt forbrug i relation til driften af et moderne dansk rensningsanlæg. Projektet har i høj grad highlightet en række af de forhindringer der gør det vanskeligt at virkeliggøre dette potentiale, men samtidigt vist at hvis disse forhindringer overkommes kan der forevises en grundlæggende sund økonomi, uden negativ drift påvirkning, i at udnyttet mulighederne.

Den grundlæggende tekniske udfordring, fra et markedsperspektiv, er samtidigt at indhente valide forbrugs data fra enkeltenheder og koble disse med data omkring det enkelte forbrugsaktivs potentiale for at deltage med henholdsvis op/nedregulering på det eksakte tidspunkt. Det er ikke lykkedes, indenfor projektets rammer, at tilgå disse data i en sådan samtidighed og kvalitet at rensningsanlægget som samlet enhed har været i stand til markedsdeltagelse. Der har dog været foretaget analyse af hvilken gevinst fleksibiliteten hos Blue Kolding kunne have skabt i så fald af et tilfredsstillende styrings-/rapporteringssystem havde været installeret. Den mulige værditilvækst er betydelig, men dog indskrænket til enkelte enheder.

Gasturbine:

Gasturbine er i dag netetableret med aftagerpligt. Der kan ikke etableres et grundlag for at slutte at denne enhed økonomisk skulle være egnet til at deltage med fleksibilitet i den nuværende markedssituation.

Sol/Vandturbiner:

Efter installation må begge disse enheder siges at have meget lave marginalomkostninger. Disse lave omkostninger kombineret med den samlede effekt betyder at der ikke økonomisk kan skabes incitament for at etablere særskilt kontrol og styring, dette kan kun anbefales hvis styringen sker i sammenspil med spildevandspumpen "behind the meter", som en del af Blue Koldings interne systemer, men viser ikke alene et relevant potentiale for at levere fleksibilitetsydelser.

Spildevandspumpe og blæser:

Spildevandspumpe og blæsere viser potentiale for positivt at kunne levere fleksibilitetsydelser, dette ligger i forventet forlængelse af projektets indledende tese og beskrivelsen af det overordnede formål for arbejdsplan 5:

"Formålet er at videreudvikle eksisterende Smart Grid styring fra trimning af elforbruget til indpumpning af spildevand og kvælstoffjernelse med Smart Grid kontrol ud fra el spotprisen, til styring og regulering af hele spildevandssystemet ud fra aktivt valg af markeder, spot- og Demand Response."

Det overordnede besparelspotentiale, over et helt driftsår er ca. 80.000 DKK for spildevandspumpning og indblæs alene. Dette potentiale kan i nogen udstrækning høstes ved hjælp af indlejring af spotpris prognoser i anlæggets drift men er hovedsageligt knyttet til værkets muligheder for at tilrettelægge den øvrige drift i relation til disse prognoser. I den henseende må det være op til det enkelte rensningsanlæg om de finder fleksibilitetspotentialet betydeligt nok til at indtage dette som et parameter i driftsplanlægningen.

Potentiale			
79090 DKK/år			
Baseline	-953.109 DKK	Optimeret	-874.019 DKK

Spørgsmål og svar til ovenstående (fra Krüger til Energi Danmark):

- Hvordan er fordelingen af resultatet mellem spotpris og balancemarkedet?

Ifølge de udleverede data har vi i perioden et forbrug på 4238 MWh til en gennemsnitlig pris på 225 DKK/MWh. Dette giver et udgangspunkt for udgiftsforbrug på 953.109 Kr. Såfremt fleksibiliteten udnyttes, kan denne udgift nedsættes til 874.019 kroner. Analysen løber over 8781 timer og tager udgangspunkt i at enheden kan reagere frit indenfor denne periode.

- Hvordan er fordelingen af resultatet mellem opregulering og nedregulering?

I en optimeret fleksibilitets situation er enheden stadig til rådighed i 8781 timer, men indenfor denne periode kan den deltage i en række forskellige systemydelse.

1. Opregulering (Enhedens forbrug nedsættes/slukkes).

Dette sker i 112 timer i perioden, og dækker et forbrug på cirka 53 MWh

2. Nedregulering (hvor enheden forbruger mere)

Dette sker i 3547 timer i perioden, og dækker et forbrug på cirka 1769 MWh

3. samt rådighedsbetaling (enheden er klar til at deltage i op/ned-regulering hvis signal modtages, men tager ellers pris fra spotmarkedet).

Dette sker i 5122 timer, og dækker et forbrug på 2416 MWh

- Hvordan beregner du Spotprisen, har du simuleret at der er lavet ændringer eller bare taget spotprisen på eksisterende data

Spotprisen er historisk. Det samlede forbrug i Danmark i perioden er Ca. 35 TWh. At benytte disse 4238 MWh fleksibelt over perioden ville ikke have noget indflydelse på prissættelsen.

- Sol og vand: Jeg forstår ikke hvad du mener med marginalomkostninger, det må du gerne uddybe.

Vi har ingen data til rådighed for hverken sol eller vand på lokationen. Vi benytter pt. ikke sol til at tilbyde fleksibilitetsydelse da det ikke giver finansielt mening at tilbageholde en "gratis" ressource for at tilbyde den for en mulig gevinst.