

Simulering av tillsatt EMS till Bussdepå i Umeå

Med ABB Ability™ Energy Management OPTIMAX®

Emad Al-Hamrani,
ABB Simon Rogowski,
ABB 2022-09-1



EUROPEISKA
UNIONEN
Europeiska
regionala
utvecklingsfonden

Sammanfattning

Denna rapport behandlar ett uppdrag, genomfört hos ABB Energy Industries - Digital Solutions i Västerås (ABB Energy Industries, 2022).

Uppdragsbeskrivningen löd "Klimatavtryck/effektbehov som en konsekvens av en utökad elektrifiering av lokaltrafikens fordon", med Umeå Kommun som uppdragsgivare (Umeå Kommunföretag, 2022). Uppdraget tillhör ett större projekt kallat "Den koldioxidsnåla platsen 2.0" (DKP2) (Röhliger, 2022). Umeå vill se en nuvarande- och framtidsanalys på en bussdepå för eventuella framtida anpassningar och utökningsbehov. Analyserna ska ge inblick i depåns påverkan på både ekonomi och klimat. Klimatpåverkan ingår inte i denna rapport, enbart effektbehov. Analyserna uppnåddes med ABB:s OPTIMAX® simuleringsverktyg. Utifrån resultaten från samtliga scenarion framkommer att någon form av lastutjämning är nödvändig. För att säkerställa att depån klarar av större flotta av busstrafiken föreslås även en utökning av transformatorerna för elnätsanslutningen.

Rapporten är en del i projektet Den koldioxidsnåla platsen, som finansierats av Europeiska regionala utvecklingsfonden, Region Västerbotten, Umeå kommun, Umeå energi, Umeå kommunföretag, Skellefteå kommun och Göteborgs stad.



EUROPEISKA
UNIONEN
Europeiska
regionala
utvecklingsfonden

**UMEÅ
KOMMUN**

 Umeå
kommunföretag

 **UMEÅ ENERGI**

 **region
västerbotten**

Innehållsförteckning

1. Inledning.....	5
1.1 ABB Ability™ Energy Management OPTIMAX®	5
1.2 Simuleringsverktyg.....	5
2. Uppdragsbeskrivning	6
3. Metod.....	7
3.1 Omloppsplaner	7
3.1.1 Omloppsbyten Nattetid.....	8
3.1.2 Omlopp med Uppehåll	8
3.2 Omloppsplaner till Tidsserier.....	9
4. Resultat	10
4.1 Metod för Beräkningar	12
4.2 Scenario 1A: 67 Bussar utan Optimeringar (Dagens Bussflotta)	13
4.3 Scenario 1B: 67 Bussar med Lastutjämning	14
4.4 Utökning till 90 Bussar.....	14
4.4.1 Scenario 2A: 90 Bussar med Lastutjämning	16
4.4.2 Scenario 2B: 90 Bussar med Lastutjämning och Batterilagring	17
4.4.3 Scenario 2C: 90 Bussar med Lastutjämning och Batterilagring och Försäljning av Överskottsel	18
4.4.4 Scenario 3: Mindre Elnätsanslutning.....	19
4.5 Sammanställning av Scenarion	20
4.6 Konsumtionsanalys	20
5. Slutsatser.....	22
6. Referenser	23

Beteckningar

Tabell 1: Referenslista för beteckningar och benämningar.

Benämning	Beteckning	Enhet
Effekt	P	kW
Energi	E	kWh
Tid	t	s
Intervall	t_i	s
Distans	d	km

1. Inledning

Denna rapport behandlar ett uppdrag, genomfört hos ABB Energy Industries - Digital Solutions i Västerås (ABB Energy Industries, 2022). Uppdragsbeskrivningen löd "Klimatavtryck/effektbehov som en konsekvens av en utökad elektrifiering av lokaltrafikens fordon", med Umeå Kommun som uppdragsgivare (Umeå Kommunföretag, 2022). Uppdraget tillhör ett större projekt kallat "Den koldioxidsnåla platsen 2.0" (DKP2) (Röhlinger, 2022). Projektets målbeskrivning var att skapa olika framtidsscenarioer på en bussdepå i Umeå, med fokus på energihantering och klimat. Dessa scenarion skulle hjälpa kunden i Umeå (Röhlinger, 2022) att få inblick i depåns nuvarande och framtida energikrav, för eventuella framtida anpassningar.

Ett direkt sätt, att som elkonsument förbruka el, är via köp från elnätet. Om effekten (kW) överstiger den effekt som elnätsanslutningen klarar av, behövs utökning i form av till exempel batterilager (BESS), solceller, vindkraft eller andra energikällor. Viktigt att tänka på är att försörjningen är kontinuerlig. Därför räcker det inte att titta effekten vid viss tidpunkt utan det behövs en inblick i effekten som den betar sig över hela den period som den är över gränsen för elnätsanslutningen. Då kan batteri och energikällor dimensioneras bättre.

1.1 ABB Ability™ Energy Management OPTIMAX®

ABB:s OPTIMAX® är ett energihanteringssystem (EMS) som bland annat kan effektivisera och automatisera hanteringen av elenergin inom anläggningar (ABB AB, 2022). Bland annat anpassas energi-konsumtion/produktion till elpriser. Detta görs genom att driftoptimera laddningsinfrastrukturen. En direkt bieffekt av att optimera elenergin till elpriser är att belastningen på elnätet minskar, höga kostnader betyder ofta hög konsumtion. Det i sin tur motverkar nödvändigheten att använda icke förnybara och miljövänliga energikällor. OPTIMAX® påverkar således både kostnader och miljön för minskade koldioxidutsläpp.

1.2 Simuleringsverktyg

Till OPTIMAX® finns det ett simuleringsverktyg som utifrån historiska data kan göra scenarier för energihantering. Den har ett användargränssnitt för uppladdning och inmatning av data/parametrar som sedan används i beräkningar. Resultaten blir kostnader och energiförändringar på den historiska data, som den hade påverkats av installerad och även icke installerad OPTIMAX®. Viktigt att ha i åtanke är att simuleringsverktyget är en förenkling av den riktiga OPTIMAX® installerat hos kunder. Den har färre algoritmer som anpassar sig i realtid och kan ha mindre energioptimering efter behov, men verktyget är en bra kompromiss för att titta hur historiska data påverkas i olika scenarier.

2. Uppdragsbeskrivning

Uppdragsbeskrivningen löd "Klimatavtryck/effektbehov som en konsekvens av en utökad elektrifiering av lokaltrafikens fordon", med Umeå Kommun som uppdragsgivare (Umeå Kommunföretag, 2022). Uppdraget tillhör ett större projekt kallat "Den koldioxidsnåla platsen 2.0" (DKP2) (Röhlinger, 2022). Umeå vill se en nuvarande- och framtidsanalys på en bussdepås effektbehov för eventuella framtida anpassningar och utökningsmöjligheter vid ett ökat antal bussar. Analyserna ska även ge inblick i depåns påverkan på ekonomi och klimat.

Projektet är långdraget och fortfarande inom första faserna. Därför är fokus i denna rapport att analysera scenarier baserat på last och elnätet, inte priser och klimatpåverkan. För att få bra inblick i dessa krävs först data på elkonsumention och produktion på depån.

Det har gjorts dataanalyser och utifrån det tagits fram bedömningar anpassade till uppdragsbeskrivningen; behövs utökning av elnätsanslutningen, klarar bussdepån av laddning med lasten från alla bussarna och vad skulle en eventuell batterilagring ge för resultat. Det programmerades även ett program som skapar tidsserier från last och omloppsplaner, på basen av ovan nämnda data.

3. Metod

Det viktigaste i början var vilken data som behövdes från kunden. Därför skapades tidig kundkontakt. Vi hade ett möte med alla inblandade från Umeå ((Umeå Energi, 2022) (Umeå Kommunföretag, 2022)) och försökte klargöra vad kunden ville ha och hur ett resultat skulle uppnås. Informationen vi fick var busstypernas batterikapacitet och laddningshastighet, omloppsplaner och elnätsanslutning. Med dessa kunde arbetet börja, med hjälp av följande program:

- ABB Ability™ OPTIMAX® Simuleringsverktyg
- Microsoft Excel
- Microsoft Visual Studio Code
 - Python
 - Tkinter (Användargränssnitt)

Excel användes för att sortera och visualisera data och gjorde det möjligt att hantera tidsserier (Microsoft, 2022). Python (Python Software Foundation, 2022) skrevs i VSCode (Microsoft, 2022) och användes för att programmera en applikation för att omvandla data till tidsserieformat.

3.1 Omloppsplaner

Vi fick omloppsplaner för alla bussar som ankom till bussdepån, dvs. ankomst- och avgångstider i Excel-fil. Dessa var baserade på omlopp. Ett omlopp motsvarar hur en buss åker under en hel dag och kan bestå av flera sträckor och uppehåll under den dagen. Med uppehåll menas tider då bussen stannar på depån. Varje omlopp tillhör en busstyp.

Tabell 2: Exempel på omlopp.

Omloppsnummer	Fordonstyp	Avgång	Ankomst	Sträcka
14 405	LS	04:54	00:11	330,048
14 405	LS	00:34	03:04	41,917
14 409	NS	14:19	20:12	105,922
14 409	NS	05:09	08:26	69,124
14 409	NS	21:56	22:27	16,901

3.1.1 Omloppsbyten Nattetid

Mellan dagarna var det olika omlopp och omloppsnummer och det fanns ingen information exakt till vilken buss dessa tillhörde. Istället fördes omloppen från olika dagarna ihop genom att hitta motsvarande busstyp. Således, om Omlopp 1 på torsdag hade en annan busstyp än Omlopp 1 på fredag, behövdes ett annat lämpligt omlopp hittas med samma busstyp.

Istället för att välja slumpmässigt, placerades bussarna på depån under så lång tid som möjligt. Den buss som ankom först var den som lämnade först. Enligt UKF (Umeå Kommunföretag, 2022) kör de ett liknande system i nuläget där bussarna måste tvättas och städas i tur och ordning. Med busstyperna i omloppen konstanta igenom hela veckan kunde det utgå ifrån att åktiderna för en buss motsvarade en veckas omlopp.

Omloppen har data för bussarnas ankomsttider till depån då de väntar på nästa körning. I kommande scenarierna gjordes antaganden för bussbatteriernas procentuella laddningsnivå (SoC, State of Charge) vid dessa tillfällen. Utifrån det och veckans tidtabell kunde till slut en tidsserie skapas som timvis beskrev bussens effektbehov under 2022.

3.1.2 Omlopp med Uppehåll

Vissa bussar ankommer till bussdepån för att göra uppehåll. Uppehållen finns med i omloppsplanerna. Bussarna ankommer för att köra vidare senare under dagen/natten på samma omlopp.

Tabell 3: Exempel på ett omlopp med uppehåll.

Omloppsnummer	Fordonstyp	Avgång	Ankomst
14 409	NS	5:09	8:26
14 409	NS	14:19	20:12
14 409	NS	21:56	23:32

Inom omloppen med uppehåll finns det uppehåll som varar under korta tider, det förhindrar lastutjämning. Lastutjämning betyder att hela den tiden som bussen står på depån, används för att ladda bussen. Effektkraven visar högre effekt än bussbatterierna kan åstadkomma.

Skillnaden är att vi inte vet kWh som krävs över tidsintervallet. Vi måste få fram batteriets maxeffekt i kW och multiplicera med laddningstiden. Då vet vi hur mycket energi som ska användas för beräkningar. Det antogs att batterierna skulle ladda med maxeffekt men inte högre under dessa korta uppehållstider. Resultatet är att batterierna inte laddas helt fulla men påverkar ändå effektkravet för depån.

3.2 Omloppsplaner till Tidsserier

Simulationsverktyget med OPTIMAX® behövde data i tidsserieformat men buss-datan var i omlopp/tidtabeller. På grund av detta, programmerades ett program (se Figur 1) som skapar en tidsserie baserat på tidtabeller (ankomsttid och avgångstid) och maximal last per omlopp.

Input	
Read Excel File	C:/Users/sesirog/Desktop/New folder/read.xlsx
Date Bounds	2022-11-01 to 2022-12-31
Repeat Weekly	<input type="checkbox"/>
Interval [min]	60
Max Charging Time [min]	
Load [kWh] (or read excel)	
Keep Load Fixed	<input type="checkbox"/>
Arrivals	Column: 0, Row: 2
Departures	Column: P, Row: 2
Loads [kWh]	Column: I, Row: 2

Output	
Write Excel File	C:/Users/sesirog/Desktop/New folder/write.xls
Sheet Index	0
Dates	Column: A, Row: 2
Loads [kW]	Column: B, Row: Same as dates

Figur 1: Ett python-program som beräknar last och fördelar denna på en tidsserie. Tiderna bestäms utifrån tidtabell.

Programmet läser ankomst- och avgångstider från en Excel-fil. Mellan ankomst och avgång är fordonet på plats, det vill säga att under den perioden kan fordonet ladda. Sedan används relationen mellan last (kWh) och tiden (se Formel 1 och 2) som resulterar i effekt (kW). Därtill kommer flera parametrar som ändrar hur tiderna läses eller beräknas men det hela bygger på samma enkla formel. Resultatet skrivs till en ny eller samma Excel-fil i form av tidsserie med angiven intervall.

I Tabell 2 visas exempel på en tidtabell som matas in i programmet. Det produceras sedan en tidsserie som syns till höger. Serien kan bestå av ett helt år med upprepande data, det behöver inte vara en kort tidsperiod.

Tabell 4: Tidsserie skapas utifrån tidtabell.

Tidtabell med Energi			▶	Tidsserie	
Ankomst	Avgång	Energi		Timme	Effekt
2022-01-03 00:17	2022-01-03 07:16	25	▶	2022-02-03 01:00	23,69021
2022-01-03 17:56	2022-01-04 04:54	25	▶	2022-02-03 02:00	27,33485
2022-01-05 00:17	2022-01-05 07:16	25	▶	2022-02-03 03:00	27,33485
2022-01-05 17:56	2022-01-06 05:57	25	▶	2022-02-03 04:00	27,33485
2022-01-06 20:02	2022-01-08 06:30	25	▶	2022-02-03 05:00	27,33485
2022-01-09 00:17	2022-01-09 04:54	25	▶	2022-02-03 06:00	27,33485

I Formel 1 beräknas lasten för att fördelas över en tidsperiod. Här används relationen mellan effekt och energi (kW=kWh/h), där t är varaktigheten för laddning. Notera att t och t_i tar ut varandra, tidsformatet (timmar, minuter, sekunder) spelar ingen roll så länge de är samma:

$$P_{last} = \frac{E}{t} * t_i \quad (1)$$

Beräkning av fast last som inte fördelas utan multipliceras:

$$P_{last} = E * \frac{t}{t_i} \quad (2)$$

I omloppsplanerna ingick distanser, som möjliggör en undersökning av konsumtion:

$$E = E_{distans} * d \quad (3)$$

4. Resultat

Nuvarande existerar två stycken transformatorer på vardera 800 kW (kVA) på depån med total kapacitet på 1600 kW. Dessa är utökningsbara till 2500 kW (John, 2021). Det var viktigt att inte överskrida dessa värden, det är omöjligt att ha högre elkonsumtion än tillförsel.

För att uppnå resultat behövdes data på bussarna. I följande tabell listas batteriinformation för varje busstyp. Eftersom kapaciteten är i relation till timmar så kan Formel 1 och 2 användas för att få fram effekten.

Tabell 5: Här listas fordonstyperna med respektive batteriinformation.

Fordonstyp	Batterikapacitet [kWh]	Laddare [kW]
LS	650	240
NS	500	240
NSE	422	125
LSE	169	25

Umeå Kommun försåg oss med ungefärliga konsumtionsdata per busstyp. *Tabell 6* ger en inblick i konsumtionen för sommartid och vintertid. Med "konsumtion" menas energianvändning (kWh) och i detta fall är de i relation till distans. Distanserna som bussarna åker finns i omloppsplanerna och beräkning kan då göras med enkel multiplikation eller division.

Tabell 6: Sommar- och vinterkonsumtion. Sommar är maj till oktober inklusive, vinter är resterande månader.

Fordonstyp	Sommar [kWh/km]	Vinter [kWh/km]
LS	1	1,4
NS	1	1,4
NSE	1,3	1,8
LSE	1,3	1,8

4.1 Metod för Beräkningar

Data från *Tabell 5* användes för beräkningar vid omloppsbyten nattetid, *Tabell 6* var ännu inte färdigställd och användes enbart för laddning dagtid. I kommande scenarierna gjordes antaganden för bussbatteriernas procentuella laddningsnivå. Sammanlagt skapades 67 tidtabeller motsvarande 67 bussar, se *Tabell 6*. Antalet avser dagens trafikutbud.

Tabell 7: Antal bussar av varje fordonstyp med en total på 67 stycken.

Fordonstyp	Antal Bussar, Totalt 67st
LS	13
NS	27
NSE	2
LSE	25

För omlopp med uppehåll (dagladdning) användes *Tabell 5* och *Tabell 6*. I följande tabell listas antal omlopp per fordonstyp som har uppehåll utöver omloppsbytena på nätterna.

Tabell 8: Jämför med tabell 5 för att se skillnaden. 67 bussar totalt.

Fordonstyp	Måndag-Torsdag	Fredag	Lördag	Söndag
LS	6	9	3	0
NS	11	11	1	1
NSE	0	0	0	0
LSE	1	2	0	0
Alla (Totalt)	18	22	4	1

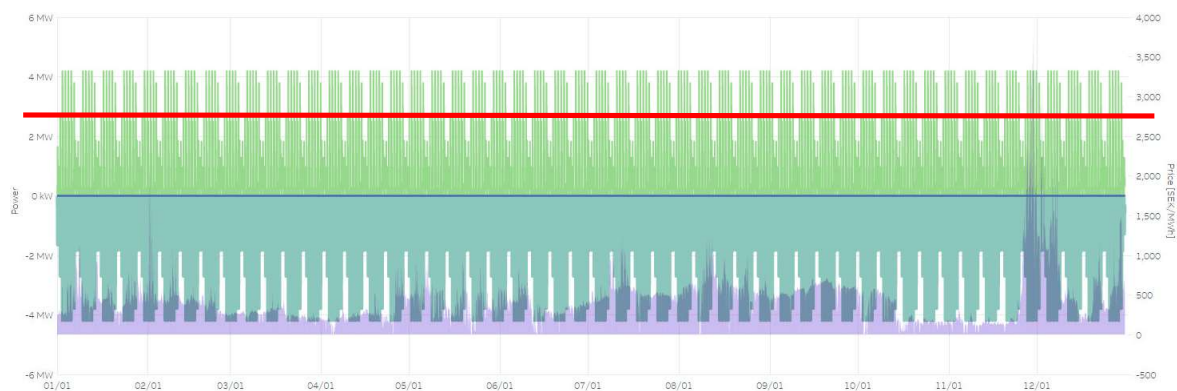
Tabell 9 visar alla korta uppehåll där effektbehovet översteg batteriernas maximala effekt. Ingen lastutjämning är möjlig vid för dessa omloppstider.

Tabell 9: LSE bussarna kan laddas utanför depån och är därför gulmarkerade.

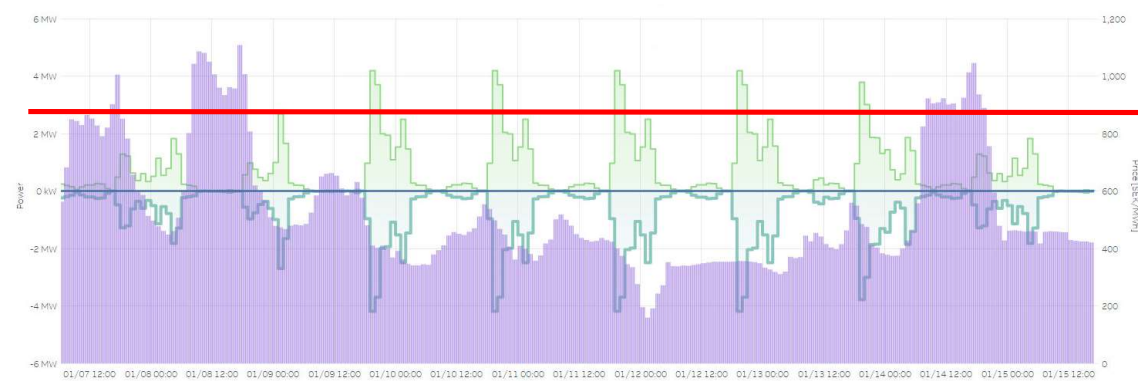
Omlopp med Korta Uppehåll						
	Omloppsnummer	Typ	Distans	Uppehållstid	Effektbehov [kW]	Batteri Max Effekt [kW]
Måndag-Torsdag	14419	LSE	77.599	03:34	39.162	25
Fredag	14405	LS	330.048	00:23	1205.393	240
	14415	LS	317.056	00:36	739.797	240
	14418	NS	343.791	00:34	849.366	240
	14419	LSE	77.599	03:34	39.162	25
	14432	LS	307.077	00:37	697.148	240
	14466	LSE	163.877	02:53	102.305	25
Lördag	64408	LS	324.632	00:36	757.475	240
	64414	LS	314.217	00:37	713.358	240
	64417	LS	311.988	00:23	1139.434	240
Söndag	(inget omlopp)					

4.2 Scenario 1A: 67 Bussar utan Optimeringar (Dagens Bussflotta)

Första scenariot är med 67 bussar, ingen extern batterilagring på depån och ingen lastutjämning. Från det att en buss ankommer tills den avgår från bussdepån förgår tid. I detta scenario laddar bussarna så snabbt som möjligt genom att förflytta avgångstiderna bakåt i tiden. Laddeffekten bestämdes utifrån batteriinformationen i Tabell 5 och relationen mellan tid och energi (Formel 1 och 2). Ett antagande gjordes att bussarna ankom till depån nattetid med 25 % laddning kvar i batterierna.



Figur 2 Hel års simulering 1A

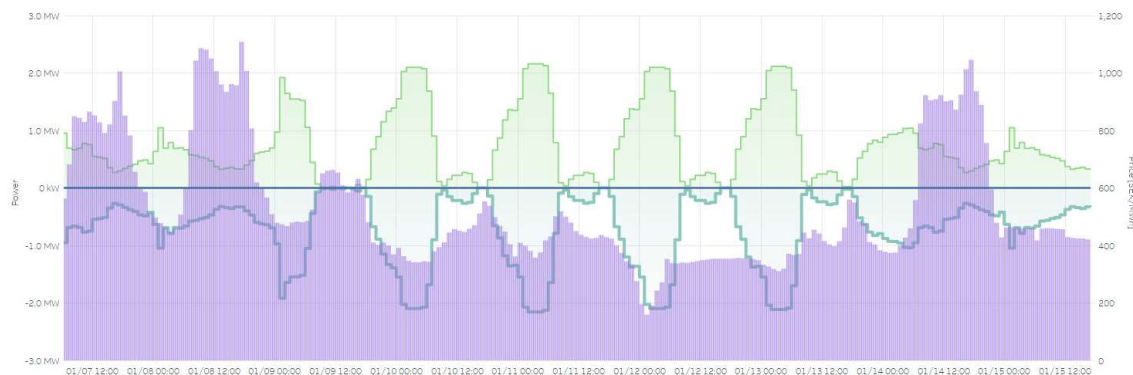


Figur 3 Visar hur lasten påverkar nätet under andra veckan i januari 2022.

Resultatet blev en hög effekt som skulle kräva en nästan tre gånger så stor elnätsanslutning, med en effekt som uppnådde cirka 4188 kW under vardagsnätterna. Utan lastutjämning och smart laddning (ett EMS) via till exempel OPTIMAX® är detta scenario beroende av en förstoring på elnätsanslutningen till bussdepån med hela 2588 kW (Räknat med elnätsanslutning på 1600kW).

4.3 Scenario 1B: 67 Bussar med Lastutjämning

Första scenariot gjordes igen, denna gång med lastutjämning. Även denna gång med 67 bussar och ingen extern batterilagring på depån. För alla bussarna gjordes även i detta scenario ett antagande, att alla bussarna ankom till depån nattetid med 25 procent laddning kvar i batterierna.



Figur 4: Visar hur lasten påverkar nätet under andra veckan i januari 2022.

Högsta effekten uppnåddes till 2156 kW (se Figur 4: Visar hur lasten påverkar nätet under andra veckan i januari 2022.). Med utökad nätanslutning till 2500 kW från de 1600 kW som är installerade nu, kan detta scenario vara görbart. Men det är en liten marginal på 344 kW och förutsätter få ändringar i framtida omloppsplaner. Effekttopparna visas tydligt för varje natt.

Notera att lasten fördelas under hela den tid som bussarna är placerade vid bussdepån. Detta medför att natten till fredagen jämnas ut i kurvan, även om fredagen är bland de mest trafikerade dygnet. Många bussar ankommer men få avgår på grund av andra omloppsplanerna för lördag och söndag än vardagar. Dessa stannar kvar för att åka igen på söndag eller måndag och kan fortsätta ladda under helgen.

4.4 Utökning till 90 Bussar

Uppdragsgivaren (Umeå Kommunföretag, 2022) ville se scenarier med utökning av bussar, av typerna LS och NS. Totalt 90 bussar istället för 67 (se Tabell 10).

Tabell 10: Antal bussar per busstyp. Totalt 90 bussar och 67 bussar. Gråa raderna är oföränderliga.

Fordonstyp	Antal Bussar, Totalt 67st	Antal Bussar, Totalt 90st
LS	13	25
NS	27	38
NSE	2	2
LSE	25	25

En ytterligare förändring var laddningsnivån på bussbatterierna vid ankomst till depån nattetid. Det definierades olika batteriladdning för varje busstyp. Även dessa värden bestämdes av uppdragsgivaren, se *Tabell 11*.

Tabell 11: Totalt 90 bussar. Visar hur mycket laddning som är kvar i bussbatterierna vid ankomst till depån nattetid.

Fordonstyp	Antal Bussar, Totalt 90st	SoC vid ankomst [%]
LS	13	50%
LS	12	25%
NS	19	50%
NS	19	25%
NSE	2	25%
LSE	25	70%

Energibehovet beräknades baserat på de aktuella omloppsplanerna/tidtabellerna på 67 bussar som UKF (Umeå Kommunföretag, 2022) gav oss. Det saknades tidtabeller för att beskriva 90 bussar. Antalet bussar av typerna NSE och LSE förändrades inte, för dessa bussar kunde samma tidtabeller användas för 90 bussar som för 67 bussar.

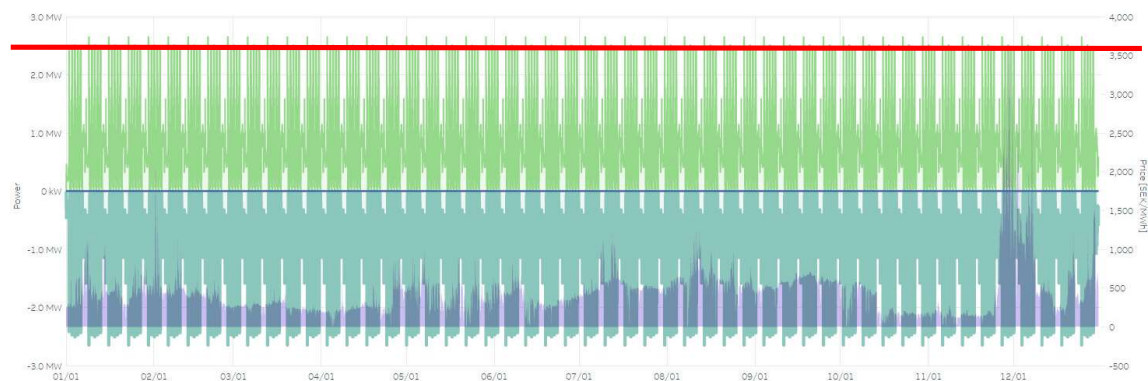
Antalet LS bussar var ursprungligen 13 stycken. Antalet utökades till 25. Därav användes de befintliga tidtabellerna för 13 bussar som antogs ha 50 procent laddning kvar vid återkomst. Till detta lades det 12 LS bussar som vid återkomst till bussdepån antogs ha 25 procent kvar.

Antalet NS bussar var ursprungligen 27 stycken. Antalet utökades till 38 bussar. Av dessa antogs 19 stycken ankomma till depån med 25 procent och 19 stycken ankomma med 50 procent. För att kunna utföra lastutjämning behövs det uppgifter om de tider som bussarna befinner sig på depån. För det utökade antalet LS och NS bussar duplicerades befintliga tidtabeller. För dagladdning gjordes också duplicering. För varje tillagd buss duplicerades en tidtabell för dagladdning. Alla tillkomna bussar laddades dagtid.

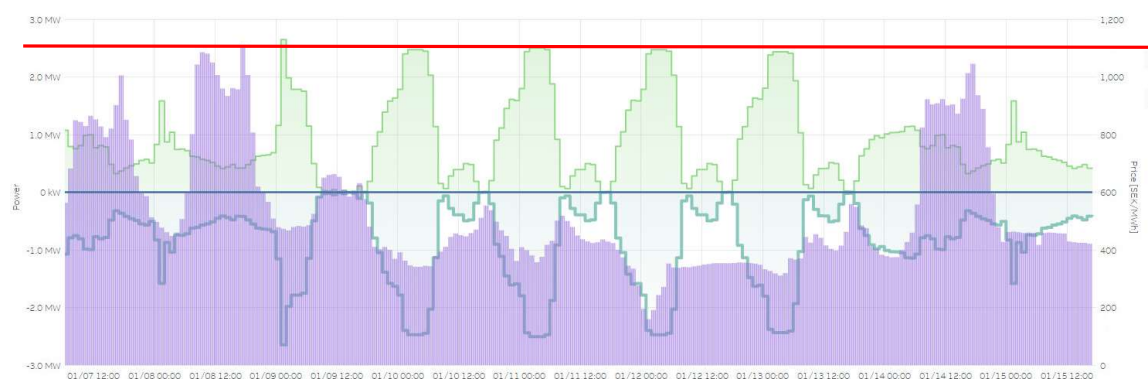
Olika bussar hade då samma tidtabell, vilket enbart är möjligt i teorin (två bussar kan inte åka exakt samma sträckor exakt samma tider). Sådan information är mindre relevant för beräkning av last, vi behövde tider och konsumtion. En möjlighet är att lägga till fler omlopp istället men då måste alla beräkningarna göras om igen med nya omloppsplaner.

4.4.1 Scenario 2A: 90 Bussar med Lastutjämning

Med informationen från *Tabell 10* och *Tabell 11* uppnåddes följande resultat. Eftersom omloppsplanerna inte ändrades så ökade max effekten men kurvan ser nästan identisk ut med den från Scenario 1.



Figur 5 Hel års simulering 2A

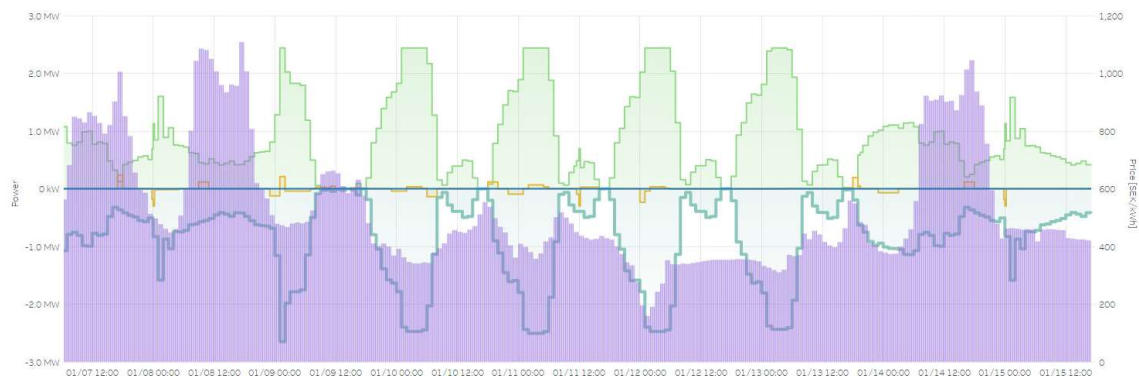


Figur 6: Scenario 2a. Samma vecka som Scenario 1 men med 90 bussar.

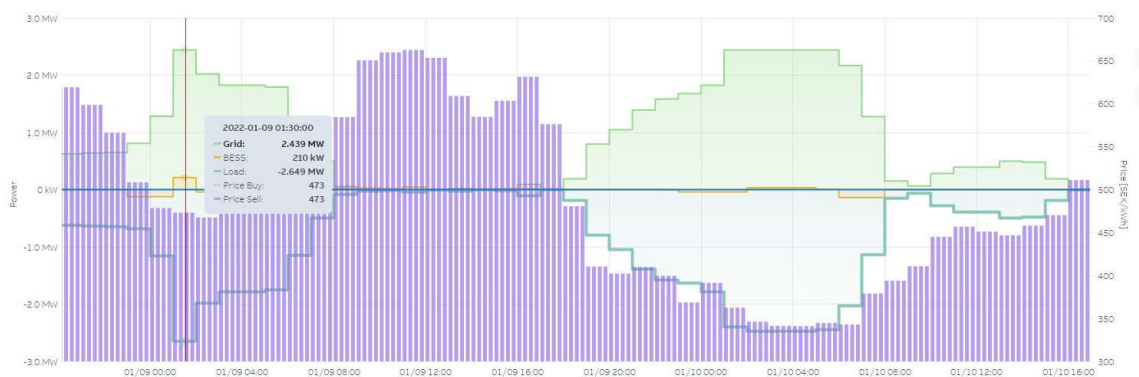
Lila spalterna är elpriserna vid tidpunkterna (högra axeln). Eftersom all konsumtion görs direkt från elnätet finns det inget annat alternativ. Inget batterilager användes som skulle jämna ut effekttopparna och göra försäljning tillbaka till nätet möjlig. Toppeffekten var 2649 kW, så att en utökning av elnätsanslutningen till 2500 kW inte skulle räcka men ligger nära.

4.4.2 Scenario 2B: 90 Bussar med Lastutjämning och Batterilagring utan försäljning

Liknande Scenario 2a användes olika batteristatus vid ankomsterna (se *Tabell 11*) men denna gång med externt batterilager på busstoppen. Ett batteri med kapacitet på 330 kWh och 300 kW växelriktare användes i simuleringen.



Figur 7: Samma vecka som Scenario 1 och 2A fast denna gång med batterilager och 90 bussar.

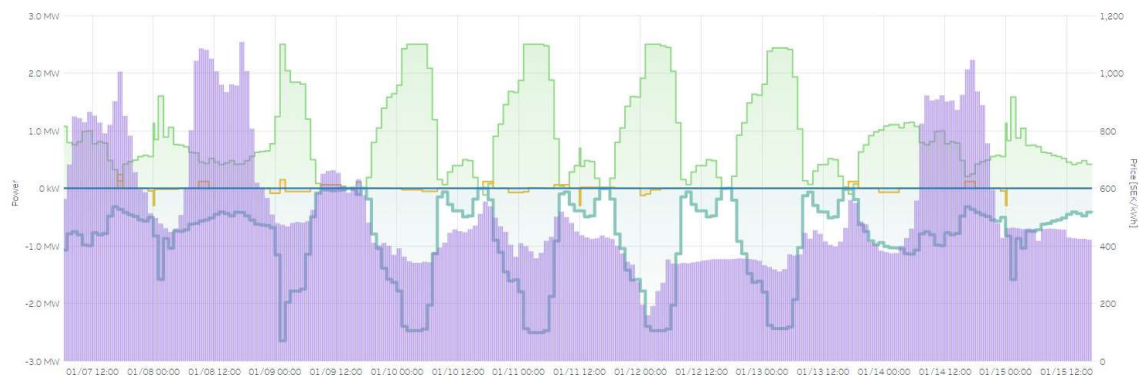


Figur 8 Kapa effekttoppar 2B

En tydlig skillnad till Scenario 2A syns med gula kurvan som batteri. Effekttopparna kapas och ersätts av batterilagring. På så sätt minskar högsta effekten till under 2500 kW, batteriet laddas vid lite last och urladdas när det är mycket last.

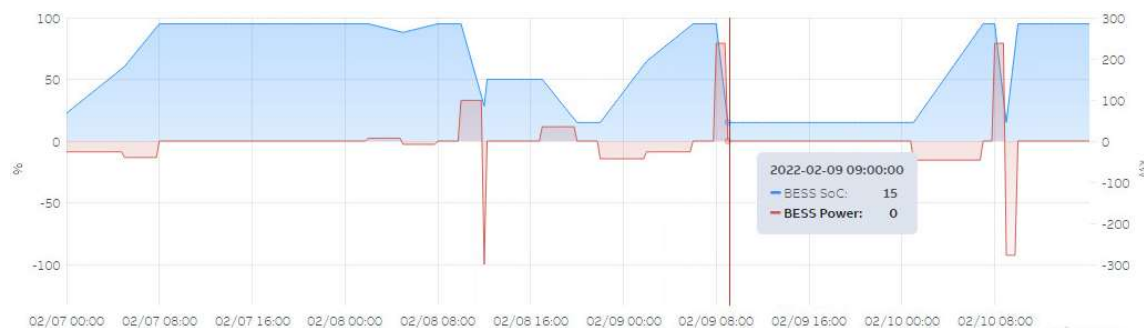
4.4.3 Scenario 2C: 90 Bussar med Lastutjämning och Batterilagring med försäljning

Skillnaden till 2B är att elen säljs tillbaka till nätet. Här kan vinning göras prismässigt eftersom elen säljs istället för att ligga kvar i batteriet. OPTIMAX® använder algoritmer för att överväga om batteriet ska laddas, urladdas eller vila både beroende på kostnad och last.



Figur 9 Samma vecka som tidigare scenario.

Resultaten visar mer intag/uttag från elnätet men annars har det liten effekt på kostnaden. Detta kan bero på att större batteri krävs för att ha en tydligare effekt.

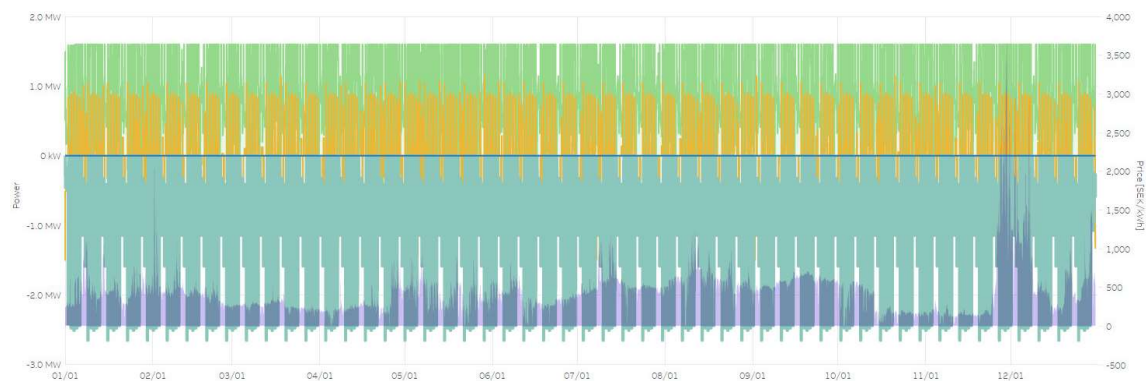


Figur 10 Batteriets laddning [%] och effekt i förhållande till tid.

I Figur 10 syns den blåa kurvan som är batteriets kvarvarande laddning i procentenheter. Den visar hur batteriet laddas ur från 95 procent till 15 procent. Batteriet är således tillräckligt stort för att kompensera elnätet under hela den perioden.

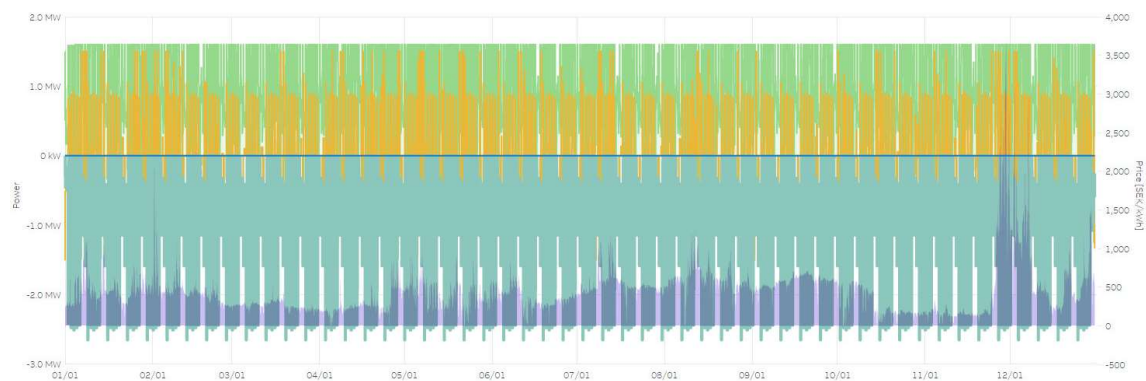
4.4.4 Scenario 3: Mindre Elnätsanslutning

I det näst sista scenariot minskas elnätet till 1600 kW istället för 2500 kW. Resten är likadant som Scenario 2A. Nuvarande finns det en elnätsanslutning på 1600 kW på busdepån. Ett intressant scenario är om anslutningen inte skulle utökas, hur stort batteri skulle då krävas för att tillgodose bussarna med laddning utan att hamna utanför elnätsgränsen? Den frågan besvaras med detta scenario. Batteriet måste då ha större effekt och kapacitet för att förse alla bussarna med el.



Figur 11 Elnät 1.6MW, utan försäljning

	min	max
Grid	0 kW	1,600 MW
BESS	-1,500 MW	1,147 MW
Load	-2,649 MW	0 kW
Price Buy (right-y)	-20	3,711
Price Sell (right-y)	-20	3,711



Figur 12 Elnät 1.6MW, med försäljning

	min	max
Grid	-1,500 MW	1,600 MW
BESS	-1,500 MW	1,500 MW
Load	-2,649 MW	0 kW
Price Buy (right-y)	-20	3,711
Price Sell (right-y)	-20	3,711

Resultatet är mindre långtidskostnad och elnät. För sista scenariot, 3B säljs elen tillbaka till elnätet liknande 2C. Men i detta fall med mindre elnätsanslutning och ett större batteri.

4.5 Sammanställning av Scenarion

Här är en sammanställning av alla scenarion som har beskrivits i detalj under ovanstående rubriker.

Scenario	1A	1B	2A	2B	2C	3A	3B
Grid Connection [MW]	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	1.6	1.6
Power Peak [MW]	4.188	2.156	2.649	2.439	2.5	1.6	1.6
Total Energy intake [MWh]	6 671	6 704*	8 084	8 084	13 035	8 084	10 765
Total Energy Output [MWh]	NA	NA	NA	0	4 954	0	2 454
Total Cost [M SEK]	2.774	2.702	3.270	3.260	3.255	3.33	3.31
BESS?	No	No	No	Yes 330kWh/ 300kW	Yes 330kWh/ 300kW	Yes 7 MWh / 1.5 MW	Yes 7 MWh / 1.5 MW

4.6 Konsumtionsanalys

Tabell 9 presenterar konsumtionen i förhållande till distansen för de längst körda omloppen som framtogs ur omloppsplanerna. Här användes Formel 3. Konsumtionen får inte överskridas, om det är högre så är det inte möjligt för den busstypen att åka hela sträckan enbart på en laddning. Dessa beräkningar är gjorda på fulla batterier.

Tabell 12: Ungefärlig maximal konsumtion per busstyp. Värdena är framtagna genom att titta efter det fordon som kört längst sträcka i relation till bussbatteriets kapacitet för motsvarande busstyp.

Omllopsnummer	Fordonstyp	Batterikapacitet [kWh]	Längst Distans [km]	Max Konsumtion [kWh/km]
14405	LS	650	371,965	1,96
64405	NS	500	438,511	1,14
14426	NSE	422	272,138	1,5
64411	LSE	169	360,895	0,46

Umeå Kommun försåg oss med ungefärliga konsumtionsdata per busstyp. Tabell 10 ger en inblick i konsumtionen för sommartid, vintertid och högst tillåten konsumtion för distanserna som bussarna åker.

Tabell 13: Sommar-, vinter- och maximal konsumtion. Röda siffrorna är då konsumtionen är högre än bussarna klarar av att åka på en fulladdning. *Obs. LSE är ändhållplatsladdade bussar.

Fordonstyp	Max Konsumtion [kWh/km]	Sommar [kWh/km]	Vinter [kWh/km]
LS	1,96	1	1,4
NS	1,14	1	1,4
NSE	1,5	1,3	1,8
LSE	0,46	1,3*	1,8*

LSE har små batterier och är därför långt över maximala konsumtionen. De kan dock laddas utanför depån och behöver egentligen inte analyseras. NSE och NS har inte problem att åka sommartid men vintertid är konsumtionen för höga. LS klarar av att åka längsta distansen på en laddning.

5. Slutsatser

Fokus med denna rapport var en analys av bussdepåns energikrav. Detta uppnåddes med ABB:s OPTIMAX® simuleringsverktyg. Utifrån resultaten från samtliga scenarion framkommer att någon form av Smart Laddning är nödvändig för att inte överstiga 2500 kW.

Vid utökning till 90 bussar funderade vi först att göra procentuell ökning av dagladdade bussar. Men för att inte blanda in fler variabler så bestämde vi oss för att alla tillkommande bussar ska ha dagladdning.

För konsumtionsanalysen finns det olika lösningar. En sådan är att LS bussarna får ta över de längsta sträckorna. På vintertid kan det vara knepigt att ersätta alla andra busstyperna med LS för de längsta sträckorna, men omloppen kan möjligtvis fördelas bättre. De består av flertalet sträckor på en dag. Konsumtionen kan vara mindre i verkligheten så det kanske går att inte göra någon förändring.

För 90 bussar ligger effektbehovet över en eventuell utökad elnätsanslutning, enligt resultatet från Scenario 2A. Därför är det svårt att säga definitivt om extra eltilförsel från till exempel batterier behövs. Om omloppsplaner optimeras och ett smart energihanteringssystem används som kan jämna ut effekttopparna, kan det vara möjligt att förlita sig på att en utökning av elnätsanslutningen till 2500 kW, räcker. Därför rekommenderas det som första steg att utöka elnätsanslutningen och att titta på hur ett energihanteringssystem skulle passa in. Batterilagring kommer med många positiva egenskaper (såsom topplastreduktion, frekvensreglering, driftreserv, mm.), men det är en investeringsfråga till fastighetsägare eller användare i detta fall Umeå Kommun. Från uppdragsgivaren var det även oklart vem som skulle äga ett eventuellt batterilagringssystem på bussdepån.

OPTIMAX® simuleringsverktyget visar många resultat, bland annat kostnader. I denna rapport gjordes ingen större kostnadsanalys eftersom dessa är baserade på elkostnader, som har sett stora förändringar under 2022. Kostnad för batterilager på bussdepån är också bäst att undersöka med sådana batterier som finns tillgängliga på marknaden idag/framtiden.

Projektet är inte avslutat utan är bara en bit på vägen. Det krävs många parametrar och OPTIMAX® simuleringsverktyget har en del begränsningar när det kommer till inmatande av data. Det krävs mycket manuellt arbete med lastutjämning och skapande av tidsserier. Bidragande från en programmeringskunnig kan därför ha stor betydelse, även i andra aspekter av projektet, inte minst för att simuleringsverktyget fortfarande är i utvecklingsfas. I framtiden är kostnader och klimatpåverkan intressanta nästa steg.

Eftersom detta är ungefärliga medelvärden kan verkligheten se annorlunda ut. Nästan hela rapporten bygger på teoretiska data och därför bör resultaten och slutsatserna tas som vägledning, inte som fakta.

6. Referenser

ABB AB, 2022. *Ett steg för att minska koldioxidutsläppen*. [Online]
Available at: <https://new.abb.com/power-generation/sv/energy-management/optimax-solution-suite/abb-ability-energy-management-optimax-for-anlaggningar>
[Använd 10 September 2022].

ABB Energy Industries, 2022. *ABB Energy Industries*. [Online]
Available at: <https://new.abb.com/process-automation/energy-industries>
[Använd 10 September 2022].

John, S., 2021. Elektrifiering av Umeå Stadstrafik. i: Umeå: John Struwe, p. 3.

Microsoft, 2022. *Excel (2103)*. [Online]
Available at: <https://www.microsoft.com/sv-se/microsoft-365/excel>
[Använd 10 September 2022].

Microsoft, 2022. *Visual Studio Code (1.71.0)*. [Online]
Available at: <https://code.visualstudio.com/>
[Använd 10 September 2022].

Python Software Foundation, 2022. *Python (3.10.4)*. [Online]
Available at: <https://www.python.org/downloads/release/python-3104/>
[Använd 10 September 2022].

Python Software Foundation, 2022. *tkinter - Python interface to Tcl/Tk*. [Online]
Available at: <https://docs.python.org/3/library/tkinter.html>
[Använd 10 September 2022].

Röhlinger, L., 2022. *Koldioxidsnäla platsen*. [Online]
Available at:
<https://www.umea.se/byggaboochmiljo/samhallsutvecklingochhallbarhet/klimatmiljoochhallbarhet/koldioxidsnalaplatsen.4.27a2de8b172da059ace33be.html>
[Använd 10 September 2022].

Umeå Energi, 2022. *Umeå Energi*. [Online]
Available at: <https://www.umeaenergi.se/>
[Använd 10 September 2022].

Umeå Kommunföretag, 2022. *UKF*. [Online]
Available at: <https://www.ukf.umea.se/om-oss/>
[Använd 10 September 2022].