

---

# RAPPORT EFFEKTUTBYGGNAD VATTENKRAFT

---

UPPDRAGSNUMMER 5472418000

**EN KVANTITATIV ANALYS AV POTENTIALEN FÖR EFFEKTUTBYGGNAD I BEFINTLIGA SVENSKA  
VATTENKRAFTVERK**



2016-04-19

**Sweco Energiguide**

**Jennie Molin  
Emma Hagner  
Jesper Marklund  
Johan Bruce  
Jakob Helbrink**

<b>DATUM</b>	<b>STATUS</b>	<b>VERSION</b>
2016-04-08	UTKAST	0.1
2016-04-15	FINAL DRAFT	1.0
2016-04-19	FINAL DRAFT	1.1

## Sammanfattning

Denna studie, på uppdrag av Fortum och Skellefteå kraft, har analyserat hur stor potential för effektutbyggnad den svenska vattenkraften har utifrån befintliga fallsträckor och vattenkraftstationer. Idag är de svenska kraftproducerande älvarna utbyggda primärt utifrån ett energiperspektiv, medan det i framtiden kommer att vara större fokus på effekt och flexibilitet. Genom att optimera utbyggnaden i älvarna med hänsyn tagen till hela älvsträckningen så kan effekten, och flexibiliteten, ökas utan att ta anspråk på nya fallsträckor. En sådan effektutbyggnad kommer i de flesta fall inte att leda till en utökad energiproduktion.

Det svenska elsystemet genomgår redan idag stora förändringar i omställningen till ett förnybart elsystem. I denna omställning så kommer förnybara, oplanerbara, produktionsteknologier att vara en förutsättning. De förnybara, oplanerbara, produktionsteknologierna kommer med stor sannolikhet att utgöras av primärt sol- och vindkraft. I ett förnybart elsystem så kommer tillgången på elkraft att variera till följd av det ökade väderberoendet, samtidigt som efterfrågan måste balanseras kontinuerligt och momentant. Vattenkraften spelar redan idag en avgörande roll för det svenska elsystemet, och förväntas spela en ännu viktigare roll i framtiden.

Den totala potentialen för effektutbyggnad uppskattas i denna rapport till 3 400 MW för de 10 största kraftproducerande älvarna i Sverige. Om resultatet extrapoleras för att inkludera de kraftproducerande älvarna som inte inkluderats i analysen uppgår potentialen till 3 900 MW. Jämförelsevis så överstiger detta den installerade kapaciteten av de fyra kärnkraftsreaktorer som fasas ut till år 2020.

Den absoluta och relativa potentialen för effektutbyggnad skiljer åt mellan de olika älvarna. I genomsnitt kan den installerade kapacitet för samtliga av de analyserade älvarna öka med 24 % jämfört med dagens kapacitet. Resultaten indikerar att vattenkraften kan utvecklas markant för att tillgodose behoven av flexibilitet, som är en nödvändighet i omställningen till ett förnybart elsystem.

Idag finns det hinder för att en sådan effektutbyggnad skall ske. Omprövning av vattendomar och miljötillstånd är idag en av de största hindren för att en sådan utbyggnad skall äga rum. Även ersättning (marknadpriser), skatter (fastighetsskatten) och avgifter (nätavgifter) utgör idag betydande hinder för att vattenkraftens fulla effektpotential skall realiseras. Utöver dessa så är implementeringen av ramvattendirektivet idag osäkert, och äventyrar redan dagens flexibilitet och vattenkraftproduktion som är helt nödvändiga för det svenska elsystemet.

Studien visar på en betydande potential för utbyggnad, dock med en rad förenklingar. Förslag på vidare studier inom området kan vara de ekonomiska incitamenten för föreslagna åtgärder, behov av olika typer av flexibilitet (reglerbarhet kortsiktigt, medelsiktigt, långsiktigt), utvärdera omprövningsprocessen samt kostnader för olika lösningar för att leverera flexibilitet till det svenska elsystemet (vattenkraft, energilagring, efterfrågeflexibilitet, övriga produktionsslag).



## Innehållsförteckning

<b>1</b>	<b>Introduktion</b>	<b>1</b>
1.1	Bakgrund	1
1.2	Syfte	5
1.3	Avgränsningar	5
<b>2</b>	<b>Metod</b>	<b>7</b>
2.1	Val av metod	7
<b>3</b>	<b>Resultat</b>	<b>8</b>
3.1	Luleälven	9
3.1.1	Beräkningar för Luleälven	10
3.2	Skellefteälven	10
3.2.1	Beräkningar för Skellefteälven	11
3.3	Umeälven	11
3.3.1	Beräkningar för Umeälven	12
3.4	Ångermanälven	12
3.4.1	Beräkningar för Ångermanälven	13
3.5	Faxälven	13
3.5.1	Beräkningar för Faxälven	14
3.6	Indalsälven	14
3.6.1	Beräkningar för Indalsälven	16
3.7	Ljungan	17
3.7.1	Beräkningar för Ljungan	17
3.8	Ljusnan	17
3.8.1	Beräkningar för Ljusnan	18
3.9	Dalälven	18
3.9.1	Beräkningar för Dalälven	20
3.10	Klarälven	20
3.10.1	Beräkningar för Klarälven	21
<b>4</b>	<b>Slutsatser och diskussion</b>	<b>21</b>
4.1	I praktiken tillgänglig effekt	23
4.2	Reinvesteringar och utrullning av effektutbyggande åtgärder	23
4.3	Behovet av effekt i framtiden och incitament (samt hinder) för effekthöjande åtgärder	24

**Bilagor**

Bilaga 1	Fördjupad metodbeskrivning
Bilaga 2	Detaljerade resultat
Bilaga 3	Schematiska bilder över utredda älvar

## 1 Introduktion

Denna rapport är framtagen av Sweco för Skellefteå kraft och Fortum under mars och april år 2016. I rapporten ges läsaren möjlighet att värdera potentialen att vidareutveckla den svenska vattenkraften i befintliga kraftstationer ur ett effektperspektiv. En större kapacitet ger vattenkraftstationerna ökad flexibilitet, vilket kan behövas för att bättre tillgodose behoven i ett framtida elsystem med större andel variabel förnybar elproduktion. Rapporten är riktad till intresserade i allmänhet samt ledamöter i Energikommissionen. Innehållet i denna rapport och dess resultat bör tolkas som en fingervisning av effekthöjningspotentialen i befintliga vattenkraftstationer samt ett inspel i debatten.

Nyligen har energiminister Ibrahim Baylan aviserat att det svenska elsystemet ska vara förnybart om 20 år, alltså till 2036. Vägen till att realisera en betydande effekthöjning av den svenska vattenkraften kantas av många utmaningar och frågetecken och ledtiden är lång. Indikativt så är en tjugoårsperiod inte lång i sammanhanget.

Det svenska elsystemet står idag inför en rad utmaningar och förändringar. Utmaningarna berör de flesta olika delarna av elsystemet; transmission, distribution, produktion och förbrukning av el. I denna studie belyses potentialen att bygga ut befintliga vattenkraftstationer i Sverige för att kunna leverera en större samlad effekt. Värt att belysa särskilt är att enbart befintliga kraftstationer inkluderats i analysen, och att inga nya fallsträckor tas i anspråk.

Som utgångspunkt för denna studie ligger en undersökning av potentialen för effektutbyggnad i Skellefteälven, som Skellefteå Kraft har tagit fram i samarbete med Skellefteälvens vattenhushållningsföretag (se kapitel 2).

### 1.1 Bakgrund

Det svenska elsystemet står inför betydande förändringar. Den svenska elförsörjningen utgörs idag mestadels av vattenkraft och kärnkraft (ca 90 %). Utöver vatten- och kärnkraft så tillgodoses det svenska behovet av elenergi genom vindkraft, kraftvärme, samt solkraft. Vattenkraften spelar en viktig roll i det svenska elsystemet då det bidrar med systemtjänster för stabilisering av kraftsystemet (exempelvis dess roterande massa) samt reglerkapacitet.

Ett elnät behöver balanseras kontinuerligt, vilket betyder att den energi som förbrukas varje ögonblick måste motsvaras av samma mängd energiproduktion. Det svenska stamnätet balanseras av elproducenter på uppdrag av Svenska kraftnät som ansvarar för att produktionen och konsumtionen av el motsvarar varandra under årets alla ögonblick. Eftersom efterfrågan varierar (t.ex. dagtid så är efterfrågan större än under natten), och nätet behöver balanseras kontinuerligt, så krävs det reglering av produktion och/eller konsumtionsenheter.

Det är skillnad på energi och effekt. Effekt är momentant, och energi är effekt över tid. Alltså om en effekt (mäts i megawatt, MW) upprätthålls under en timme (tid), så blir det en energivolym (mäts i megawattimmar, MWh). Effekten är det som behöver balanseras kontinuerligt (Svenska kraftnät "balanserar"). "Balansen" i elnätet utgörs av produktionen och konsumtionen momentant.

Vattenkraften står idag för en betydande del av den svenska elförsörjningen och bidrar med både basproduktion och reglering. Under ett normalår så producerade den svenska vattenkraften ca 66 TWh, vilket kan jämföras med elförbrukningen inom landet som ligger kring 140 TWh. Vattenkraftens flexibilitet i kombination med Sveriges goda förutsättningar för vattenkraft, gör att kraftslaget har, och antagligen kommer att ha, en central roll i det svenska energisystemet inom överskådlig framtid. I takt med att ej planerbar förnybar kapacitet, framförallt vindkraft, byggs ut i Sverige och i Norden så kommer behovet av reglerbar och planerbar kapacitet att öka. Därmed kan vattenkraften komma att få en ännu större roll i elsystemet framöver.

Den svenska vattenkraften är huvudsakligen utbyggd under 1900-talet, primärt under 50-60-talen. Utbyggnadsgraden skiljer sig åt emellan och inom älvarna och flera av kraftstationerna körs genom koordinering för att undvika spill och säkerställa att vattnet används så fördelaktigt som möjligt med hänsyn tagen till befintliga vattendomar och marknad. Fokus har varit att optimera produktionen av energi snarare än effekt. När produktionen planeras för hela älvsträckningar så påverkas ofta flera kraftstationer, vilket betyder att en enskild vattenkraftstation inte kan köras utan att ta hänsyn till övriga kraftstationer i älven. I praktiken leder detta till att vissa kraftstationer förtappas<sup>1</sup> inför en kommande effekttopp för att tillräckligt med effekt skall kunna genereras under tidsperioden med effektbehov. Ett annat exempel är att olika vattenkraftstationer i en given älvsträckning har olika utbyggnadsvattenföringar<sup>2</sup>. För att undvika att spilla vatten (=energiförlust) måste hänsyn tas till de olika flaskhalsarna som uppkommer i älvsystemet. Med andra ord så blir den lägsta utbyggnadsvattenföringen begränsande för alla andra kraftstationer inom älvsträckningen som helt saknar eller har små vattenmagasin. Under situationer med stora förändringar i efterfrågan och/eller utbud kan det finnas behov av reglerförmåga från vattenkraften. I ett älvsystem med stort beroende mellan de olika kraftstationerna är det svårare att snabbt öka eller minska produktionen markant enligt samma logik som ovan.

Även om det finns olika scenarion kring elsystemets framtida utveckling, är det mycket som tyder på att fokus åtminstone delvis kommer flyttas från energi till effekt. Här bidrar inte minst utbyggnaden av förnybar energi i Norden, framförallt i form av vind- och solkraft, i kombination med att betydande mängder termisk kraft, främst kärnkraft, har beslut om nedläggning inom ett antal år. Det gör att behovet av effekt ökar, både i termer av topp effekt under kalla, vindstilla vinterdagar. Utöver detta så finns behov av flexibilitet

---

<sup>1</sup> Med förtappning så menas att vatten "släpps" ned i en älv för att kunna användas vid ett senare tillfälle vid en annan station(er). Hur lång tid det tar för förtappningen att ske beror på gångtiden mellan olika kraftverk, detta kan handla om timmar eller dagar.

<sup>2</sup> Utbyggnadsvattenföringen är det maximala totala flödet av vatten genom turbinerna i en kraftstation.



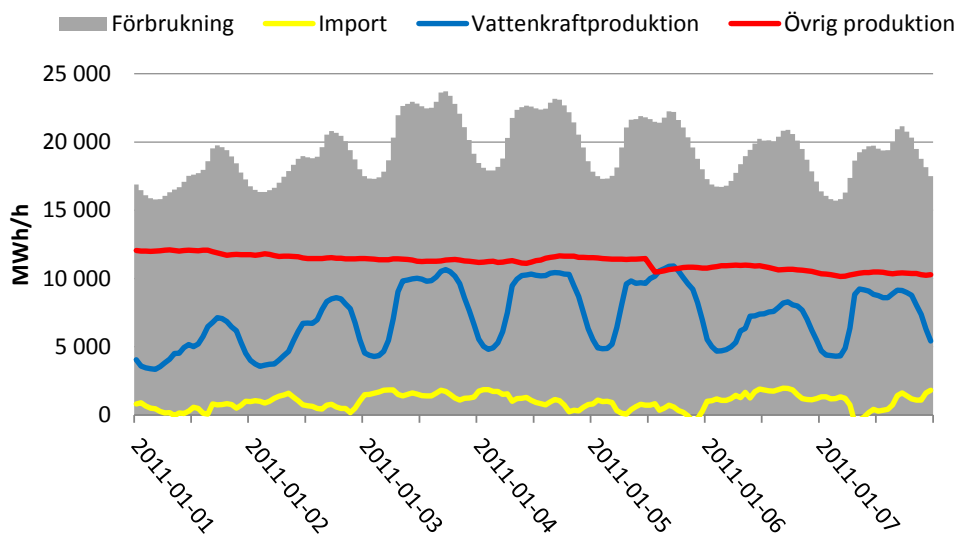
när elproduktionen från ej planerbar förnybar kapacitet varierar mycket under korta tidsperioder. Vattenkraften är en av flera tekniker som har potential att tillgodose detta behov, då den som energislag och med Sveriges förutsättningar har förmågan att både producera stora energimängder samt snabbt kunna reglera effekten. Vattenkraften refereras ofta till som ett grönt batteri då elproduktionen är flexibel med väldigt låga utsläpp. Utöver detta är produktionskostnaderna låga jämfört med andra flexibla produktionsslag. Utöver flexibel produktion har även andra lösningar såsom efterfrågeflexibilitet och olika typer av energilager potential att tillgodose framtida flexibilitetsbehov. Vattenkraften är konkurrenskraftig relativt övriga alternativ. Svaret på effektfrågan är därmed inte entydigt utan ett flertal lösningar har potential och beroende på vilka incitament som finns och skapas framöver, kommer olika tekniker få olika stort utrymme i elsystemet. Oavsett vilken lösning som tillgodoser behovet är det viktigt att den (de) är hållbara, långsiktiga, kostnadseffektiva och effektiva; vilket vattenkraften i de flesta avseenden är.

Regeringen kom i slutet av mars 2016 med beskedet att den vill ha ett 100 % förnybart elsystem inom 20 år. Ståndpunkten används i förhandlingar för att nå en blocköverskridande energiöverenskommelse. Ska Sverige ha ett 100 % förnybart elsystem inom 20 år kan det i praktiken innebära att den svenska kärnkraften kommer behöva fasas ut innan reaktorerna nått sin tekniska livslängd. Det innebär i sin tur att en betydande del av Sveriges basproduktion försvinner, vilket förändrar elsystemet. Försvinner en större mängd basproduktion samtidigt som andelen ej planerbar produktion växer, kommer behovet av såväl baskraft som flexibilitet att öka.

När andelen förnybar produktion i elsystemet ökar, resulterar det i att en större del av den totala produktionen är väderberoende. Det ökade väderberoendet leder till förändrat behov av flexibla resurser som vattenkraften som varierar beroende på årstid. I Sverige infaller det största elbehovet i regel under kalla vinterdagar, i och med att uppvärmningen till stor del är beroende av el. Dessa dagar inträffar ofta under högtrycksperioder med relativt lite vind. Därmed är produktionen från vindkraften låg samtidigt som behovet av el är stort. En sådan situation ställer krav på att övriga kraftslag kan tillgodose det höga effektbehovet. Vattenkraften och dess förmåga att erbjuda effekt spelar en viktig roll under dessa tillfällen. En annan situation som kan komma att uppstå, med mer sol- och vindkraft i systemet, är att produktionens oplanerbarhet ökar, inte minst under sommarmånaderna när variationerna i solinstrålning och vindstyrka är stora. Detta kan skapa stora svängningar i produktionen vilka inte vanligtvis korrelerar med variationerna i elanvändning. Vattenkraften balanserar redan idag efterfrågan och utbudet, men kan spela en än viktigare roll i framtiden när behovet ökar.

Vattenkraftens reglerarbete idag är illustrerat i Figur 1. Som figuren visar står vattenkraften för merparten av reglerarbetet i Sverige.

Figur 1: Illustrativt exempel på vattenkraftens reglerkapacitet. Figuren visar förbrukning, import och produktion av el i Sverige första veckan i januari 2011.



Källa: Svenska kraftnät, bearbetat av Sweco.

Pumpvattenkraft är en teknik för ökad flexibilitet i produktionen där vatten pumpas upp och lagras som lägesenergi i ett högre beläget magasin och lagras där för att sedan användas för elproduktion vid behov. Pumpning kan ske när det finns ett produktionsöverskott eller när elpriset den aktuella tidpunkten är tillräckligt lågt. Finns det ekonomiska incitament kan pumpvattenkraft potentiellt vara en lösning vars aktualitet kan öka i ett framtidsscenario med större andel ej planerbar förnybar kapacitet i elsystemet. Som nämns inledningsvis skulle ett sådant scenario med en större andel variabel förnybar elproduktion, allt annat lika, leda till ett ökat behov av flexibilitet (reglerbarhet). Pumpvattenkraft kan ge elsystemet en viss typ av flexibilitet då produktion och konsumtion kan flyttas i tid.

Den installerade kapaciteten vattenkraft i Sverige är idag cirka 16 200 MW. I praktiken är det dock skillnad mellan installerad effekt och den effekt som fysiskt finns att tillgå en given tidpunkt. Den förväntade, tillgängliga produktionen av vattenkraft vid en förbrukningstopp bedöms vara 13 700<sup>3</sup> MW. Vattenkraftens tillgänglighetsfaktor är därmed 84,8 procent. Skillnaden mellan installerad effekt och förväntad tillgänglig effekt förklaras bland annat av fallhöjdsförluster till följd av avsänkta magasin, vattendomar, avställningar, tapprestriktioner i samband med isläggning och ledtider mellan vattenkraftstationer.

<sup>3</sup> Svenska Kraftnät, *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2014/2015 och 2015/2016*

Idag förs diskussioner kring hur vattenverksamheter ska regleras (lagmässigt) i framtiden. Den förra regeringen tillsatte exempelvis den så kallade "Vattenverksamhetsutredningen" för att se över reglerna för vattenverksamheter. Utredningen föreslår ett antal lagförändringar för att förenkla miljöarbetet och för att Sverige på sådant vis ska ha en bättre möjlighet att uppnå målen i Ramdirektivet för vatten. En del av detta är att försöka uppdatera miljökraven för den svenska vattenkraften så att de avspeglar de krav som ställs idag vid tillstånd enligt Miljöbalken. Vattenverksamhetsutredningen lämnade sitt slutbetänkande till regeringen sommaren 2014 men ännu har inget lagförslag presenterats. Utredningen har fått mycket kritik i remissvaren, särskilt med avseende på den konsekvensutredningen som gjordes. De miljöåtgärder som diskuteras är främst fiskvägar, ekologiska flöden och restaurering av vattendrag. Åtgärderna innebär i många fall att en mindre mängd vatten kan användas till kraftproduktion då en del av flödet leds till fiskvägar eller går som minimitappning. Energimyndigheten och Havs- och vattenmyndigheten har genom ett eget initiativ tagit fram en nationell strategi för hur avvägningar ska göras mellan miljö- och energivärden i miljöanpassningen av svensk vattenkraft och den är allmänt accepterad av kraftbolagen. Problemet är dock att strategin ännu inte är styrande.

## 1.2 Syfte

Projektet syftar till att belysa potentialen för effekthöjning av den svenska vattenkraftens produktionskapacitet med utgångspunkt i de tio största idag utbyggda älvarna och befintliga kraftstationer. Metodiken tar hänsyn till nuvarande flöde för en viss station och anpassning av älvsträckningens resterande stationer därefter. För utförlig beskrivning av metodiken, se kapitel 2. Resultaten av studien tar inte nödvändigtvis hänsyn till specifika förutsättningar för varje älv och station, utan syftar till att ge en fingervisning om potentialen för effekthöjning i befintliga vattenkraftstationer och fallhöjder. Resultaten ger en indikation om effekthöjningen i befintliga kraftstationer för öka vattenkraftens möjlighet elsystemet med såväl topplastproduktion samt flexibilitet ("reglerbarhet").

I de fall där projektgruppen har haft specifik kunskap om de lokala förutsättningarna så har detta inkluderats i analysen.

## 1.3 Avgränsningar

Denna rapport är en skattning av effektutbyggnadspotentialen i de svenska vattenkraftstationerna vid landets tio största idag utbyggda älvarna, och bortser ifrån flera betydande parametrar. För att ge en precis uppskattning av potentialen för effektutbyggnad krävs att noggrann hänsyn tas till respektive älvs förutsättningar, vilket ligger utanför ramarna för denna rapport.

### Hydrologi och tillrinning

Metodiken som applicerats i denna studie tar enbart hänsyn till årsmedelvattenföringen. Detta är en förenkling av verkligheten eftersom tillrinningen varierar betydande över tid. Det tydligaste exemplet är vårfloden (höga flöden) och tillrinning vintertid (låg eller ingen tillrinning). Vid perioder med höga flöden så kan biflöden och/eller lokala flöden ge stora

flöden lokalt eller i hela älvsträckningen. Då metodiken (delvis) baseras på årsmedelvattenföringen kan flöden lokalt bli högre än den modifierade utbyggnadsvattenföringen vilket då kan leda till spill. Viktigt att poängtera är dock att risken för spill rimligen blir lägre efter en effektutbyggnad, jämfört med dagens system.

### **Magasin**

Metodiken inkluderar magasin och lagringsförmåga implicit för många av älvsträckningarna. Indelningen är relativt grov, och älvsträckningar delas in efter "påverkande" eller "ej påverkande" sträckningar. Denna gränsdragning innebär att en sträckning byggs ut med hänsyn tagen till hela sträckningen, och helt "frikopplad" från övriga sträckningar i en given älv. Det som avgränsar de olika sträckningarna är betydande magasinvolym. Definitionen av betydande är diffus, och det finns egentligen ingen övre/undre gräns för när ett vattenmagasin är betydande för driften. Metodiken innebär att respektive sträckning byggs ut utan att ta hänsyn till lokal lagringskapacitet, såvida det inte kommenteras explicit (se kapitel 2) för respektive älv.

### **Övriga produktionsförutsättningar**

Gångtider mellan stationerna som innebär att det tar en viss tid för vattnet att komma ner till nästa station har inte beaktats i utredningen.

På vintern förekommer problem med iskravning i vissa av älvsträckningarna vilket kan medföra att den älvsträckningen totalt måste köras på ett lägre flöde. Ingen hänsyn har tagits till detta i den här rapporten.

### **Incitament för effektutbyggnad**

I dag finns det få eller inga incitament för att bygga ut vattenkraften med avseende på effekt, på grund av flera saker. Denna studie ämnar inte diskutera eller presentera olika marknadsplatser och incitamenten som krävs för att effektutbyggnad skall ske, utan endast ge en indikation av vad effektutbyggnadspotentialen för svensk vattenkraft med befintliga fallhöjder och kraftstationer är för de tio största älvarna. Om delar av eller hela den uppskattade potentialen ska realiseras krävs företagsekonomisk lönsamhet, med andra ord så realiseras utbyggnaden om tillräckliga incitament finns. Hur dessa incitament ter sig, eller hur höga de skall vara för att motivera utbyggnad ligger utanför denna studie.

### **Stamnätet och transmission**

Den svenska elförsörjningen är idag uppbyggd av primärt vattenkraft i norr, och kärnkraft i södra Sverige. Elanvändningen är primärt lokaliserad i mellersta och södra Sverige. I en framtid med en markant ökning av vattenkraftens effekttillskott, som är lokaliserad i norra Sverige, och en bibehållen geografisk fördelning av elanvändning så kan det ställa nya, ökade krav på det svenska stamnätet.

Regionnäten är idag utbyggda med hänsyn tagen till den befintliga installerade kapaciteten för givna kraftstationer/områden. Vid en betydande effektutbyggnad krävs

förstärkningar och utbyggnad av elnätet till varierande kostnad. Detta hanteras ej inom ramen för denna studie.

### **Miljö, vattendomar och dämning av vatten**

Vid en utbyggnad av befintliga kraftstationer så kommer flöden i de befintliga kraftproducerande älvarna att förändras jämfört med dagens system. Effekterna av de förändringarna tas det ej hänsyn till inom denna studie. Vid en eventuell ökning så kan eventuellt dagens vattendomar överskridas, vilket detta projekt ej tar hänsyn till.

### **Små älvar**

De allra minsta stationerna och älvarna har det bortsetts ifrån inom denna studie. De 10 största kraftproducerande älvarna har inkluderats i rapporten, övriga älvar och tillhörande kraftstationer är ej inkluderade. De studerade kraftstationerna motsvarar idag ca 14 GW av totalt ca 16,2 GW installerad kapacitet i Sverige.

## **2 Metod**

Metoden för att beräkna potentialen för effektutbyggnad har utgått ifrån den metod som Skellefteå Kraft beskriver i "Vattenkraftens framtida bidrag till ökad kapacitet och reglerförmåga" som är en liknande undersökning över endast Skellefteälven.

Grundmetodiken innebär att varje älv eller älvsträcka ska anpassas så att alla aggregat ska kunna köras för fullt utan att något vatten ska behöva spillas förbi kraftverket. En station för varje älvsträckning har valts som "dimensionerande" station och de stationer som ligger upp- eller nedströms denna har sedan anpassats för att åstadkomma en jämn vattenföring i älven. För att anpassa övriga kraftstationer efter den dimensionerande stationen har hänsyn tagits till det vatten som tillförs från lokaltillrinning och eventuella biflöden mellan olika kraftverk. Desto längre ner mot havet älven kommer, desto högre flöden kan förväntas då det tillförs vatten från ett allt större område längs med älven.

Då fokus i studien har legat på att bygga ut vattenkraften för effekt och inte för energiproduktion, har flödena genom de befintliga stationerna ökat i nästan samtliga studerade stationer. De nya flödena i älvarna har sedan använts för att beräkna den potentiella effektutbyggnad som den svenska vattenkraften kan ge. För en mer utförlig beskrivning av metoden som använts, se bilaga 1.

### **2.1 Val av metod**

Metoden har valts för att inom ramen för projektets storlek kunna göra en rimlig bedömning av potentialen för effektutbyggnad av vattenkraften i Sverige. Utifrån den information som tillhandahållits av medverkande kraftbolag samt Swecos egen kunskap om vattendragen och enskilda stationer har särskilda lösningar tillämpats på de stationer och sträckningar där det känts nödvändigt.

Att använda sig av metoden att skillnaden i utbyggnadsvattenföring mellan stationerna är skillnaden i medelvattenföring är en förenkling som inte tar hänsyn till att skillnaderna är

större och mindre under olika delar av året (exempelvis vid vår- och höstfloder). Denna förenkling har används för att ge en övergripande bild av potentialen utan att det kräver att förhållandet vid varje enskild station utreds på djupet.

Stationsdata kommer från olika källor för olika stationer och kommer främst från kraftverksägare, vattenkraft.info, SMHI:s vattenwebb (gäller medelvattenföringar), vattenregleringsföretagen samt Swecos egna arkiv. Generellt varierar stationsdata för en station oftast något, beroende på var den hämtas (det kan exempelvis bero på hur "nominell" tolkas och om man använder sig av garantivärden eller andra värden) men tillförlitligheten i dataunderlaget som använts kan anses vara god nog för de beräkningar som gjorts i denna undersökning.

### 3 Resultat

Undersökningen har i huvudsak gjorts på de svenska älvarna med störst elproduktion. Ångermanälven har i detta fall delats in i Åseleälven (kallat Ångermanälven), Faxälven och Fjällsjöälven. Fjällsjöälven är på nionde plats enligt denna ranking men har uteslutits på grund av att inget av kraftverken ägs av de i studien deltagande kraftbolagen vilket försvårar insamling av data samt analys. Inte heller Ångermanälven eller Luleälven har några kraftstationer som ägs av de deltagande bolagen, men då dessa är betydligt större i sammanhanget (4 respektive 1) har de inkluderats i alla fall.

I avsnitt 3.1-3.10 presenteras varje älv. Vattenföringarna för samtliga kraftverk redovisas i diagramform för vardera älv. Vid biflöden som ansluter till huvudfåran har en streckad pil använts för att markera var denna ansluter. I bilaga 3 återfinns även schematiska bilder av älvarna för att klargöra hur olika biflöden ansluter och i vilken ordning kraftstationerna ligger. Redovisning per station finns i bilaga 2. Nedan presenteras också en sammanställning av resultatet per älv. Den installerade effekten avser endast de stationer som inkluderats i studien och som redovisas i bilagorna.

*Tabell 1 Sammanställning av resultatet för de älvar som inkluderas i undersökningen. Den installerade effekten per älv avser de stationer som inkluderats i studien och som därmed redovisas i bilaga 2.*

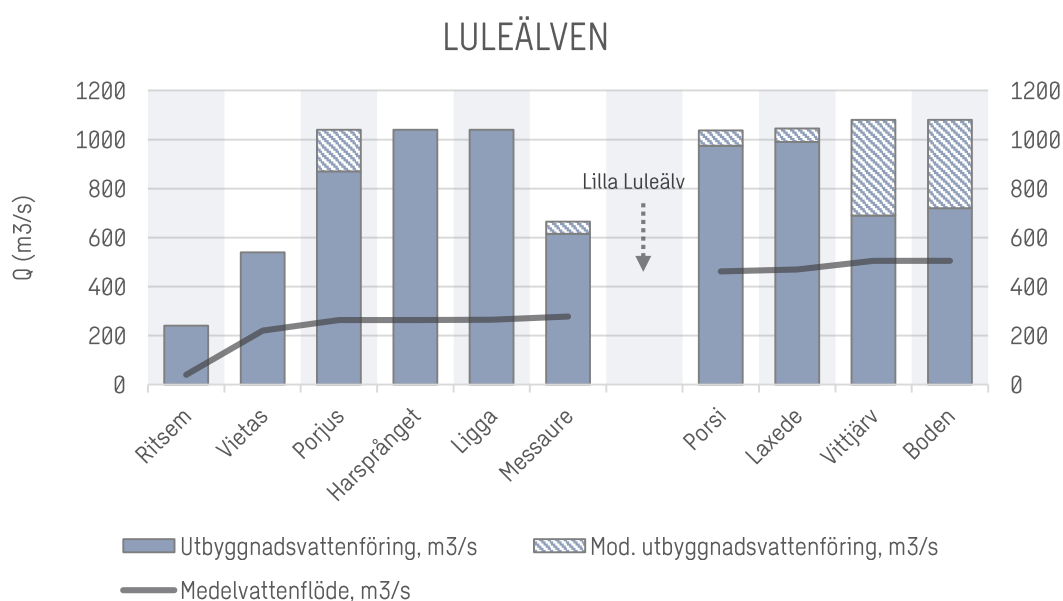
Älv	Installerad effekt [MW]	Ny beräknad effekt [MW]	Effektökning [MW]	Procentuell ökning [%]
Luleälven	4 335	5 070	735	17 %
Skellefteälven	1 035	1 286	251	24 %
Umeälven	1 804	2 204	401	22 %
Ångermanälven	1 247	1 546	298	24 %
Faxälven	813	1 158	345	42 %
Indalsälven	2 130	2 913	783	37 %
Ljungan	605	664	59	10 %
Ljusnan	762	963	201	26 %
Dalälven	1 095	1 255	160	15 %
Klarälven	353	522	169	48 %
<b>Totalt</b>	<b>14 180</b>	<b>17 580</b>	<b>3 402</b>	<b>24 %</b>

Källa: Leif Kuhlén, beräkningar av Sweco.

### 3.1 Luleälven

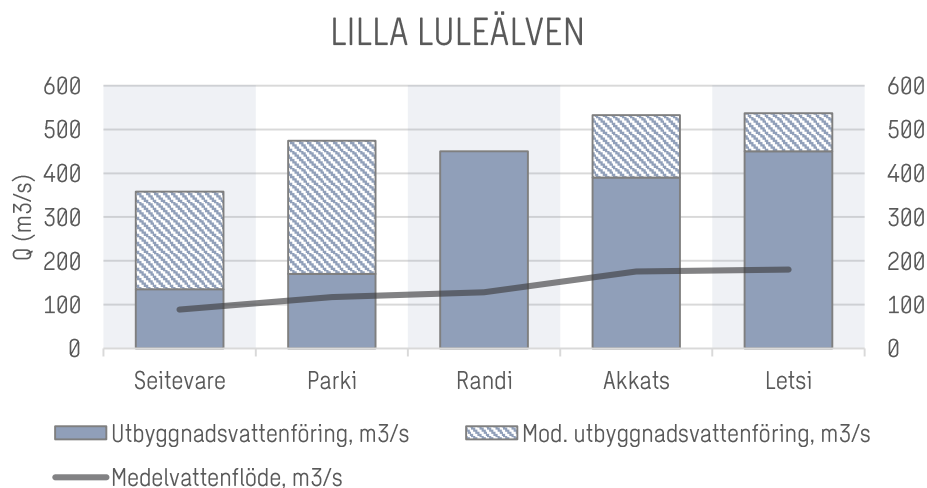
Luleälven är i första hand uppdelad i Lilla Luleälven och Luleälven (som är Luleälven och Stora Luleälven). Total beräknad effekttökning är 735 MW. I Figur 1 samt Figur 2 nedan redovisas nya utbyggnadsvattenföringar.

Figur 1 Utbyggnadsvattenföringar och medelvattenflöden för Luleälven



Källa: Sweco

Figur 2 Utbyggnadsvattenföringar och medelvattenflöden för Lilla Luleälven



Källa: Sweco

### 3.1.1 Beräkningar för Luleälven

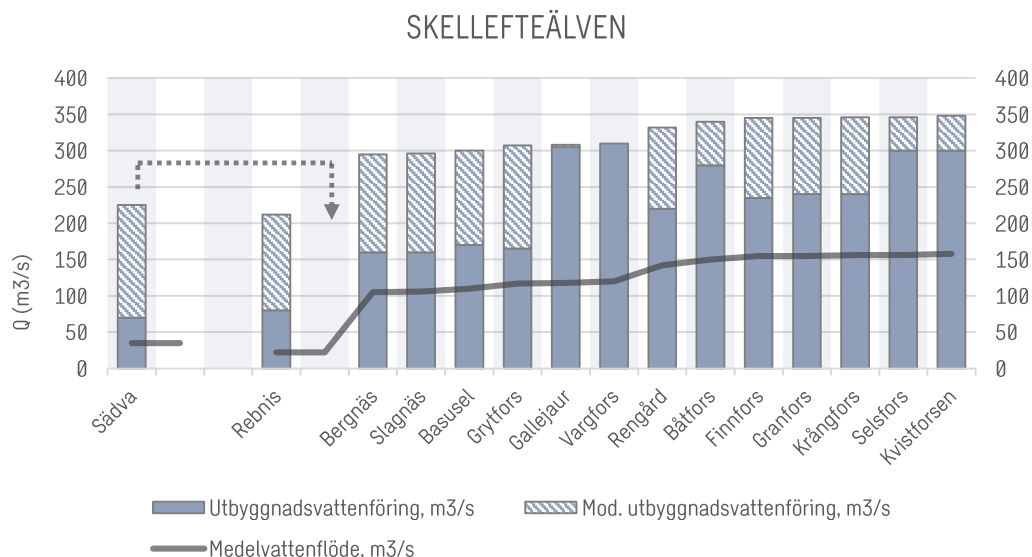
Seitevare är en effektstation som ökas till 4 gånger medelvattenföringen. Övriga stationer i Lilla Luleälven dimensioneras efter Randi. Ritsem och Vietas lämnas orörda. Porjus dimensioneras efter Ligga och Harsprånget. Boden ökas med ett aggregat och därefter dimensioneras Porsi, Laxede och Vittjärv efter Boden. Messaure ökas med 50 m<sup>3</sup>/s vilket medför att magasinet i Porsi har en kapacitet på ca två dygn (det tar ca två dygn för magasinet att gå från lägsta till högsta nivån) om Messaure, Letsi och Porsi går för fullt.

### 3.2 Skellefteälven

Total beräknad effektökning i Skellefteälven är 251 MW. Resultatet är hämtat från Skellefteå Krafts rapport "Vattenkraftens framtida bidrag till ökad kapacitet och reglerförmåga" och är ökningen i jämförelse med den totala installerade effekten och inte den "i praktiken utnyttjade effekten" som också presenteras i samma rapport. Vi väljer att redovisa 251 MW istället för den större siffran (skillnad mellan ny total installerad kapacitet "i praktiken utnyttjade effekten") för att harmonisera med övriga resultat i denna rapport.



Figur 3 Utbyggnadsvattenföringar och medelvattenflöden för Skellefteälven



Källa: Sweco

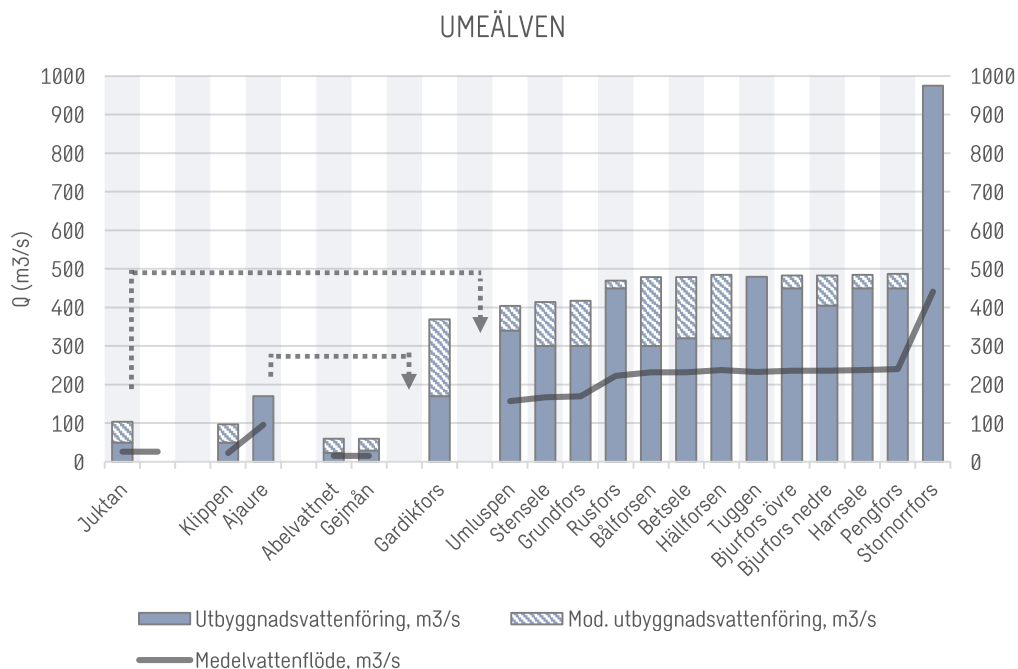
### 3.2.1 Beräkningar för Skellefteälven

I Skellefteälven har stationerna från Bastusel och nedåt dimensionerats efter Gallejaur och Vargfors enligt grundmetodiken i denna rapport. Bergnäs och Slagnäs har ökat till en utbyggnad med 3 gånger medelvattenföringen medan Sädva och Rebnis har hanterats som effektstationer och en dubblerad effekt har antagits (detta är ett fränsteg från det som beskrivs i metoden, men eftersom Skellefteälven har studerats noggrannare i en separat studie har inte detta resultat justerats efter den allmänna metoden som använts på övriga älvar i denna undersökning).

### 3.3 Umeälven

Total beräknad effektökning är 401 MW. I Figur 4 nedan redovisas nya utbyggnadsvattenföringar.

Figur 4 Utbyggnadsvattenföringar och medelvattenflöden för Umeälven



Källa: Sweco

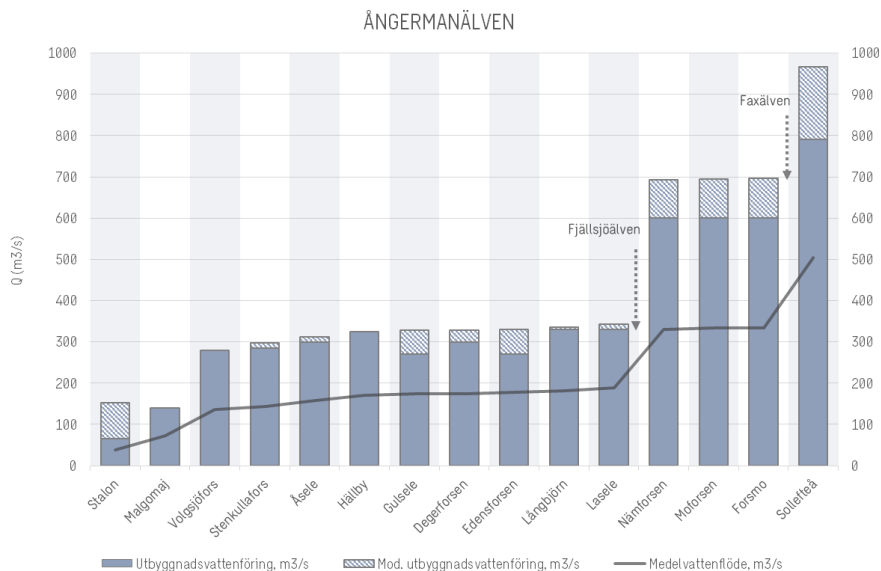
### 3.3.1 Beräkningar för Umeälven

Abelvattnet och Gejmån har båda ökats till 60 m<sup>3</sup>/s vilket är 4 gånger medelvattenföringen. Även Juktan har ökats till fyra gånger medelvattenföringen. Klippen dimensioneras efter Ajaure. Övriga stationer i huvudälvsträckningen har dimensionerats efter Tuggen utom Stornorrfors som lämnas oförändrad. Stornorrfors har det oreglerade flödet från Vindelälven att hantera vilket gör att den redan har en mycket hög utbyggnad i jämförelse med övriga älven.

### 3.4 Ångermanälven

Total beräknad effekttökning är 299 MW. I Figur 5 nedan redovisas nya utbyggnadsvattenföringar.

Figur 5. Utbyggnadsvattenföringar och medelvattenflöden för Ångermanälven.



Källa: Sweco

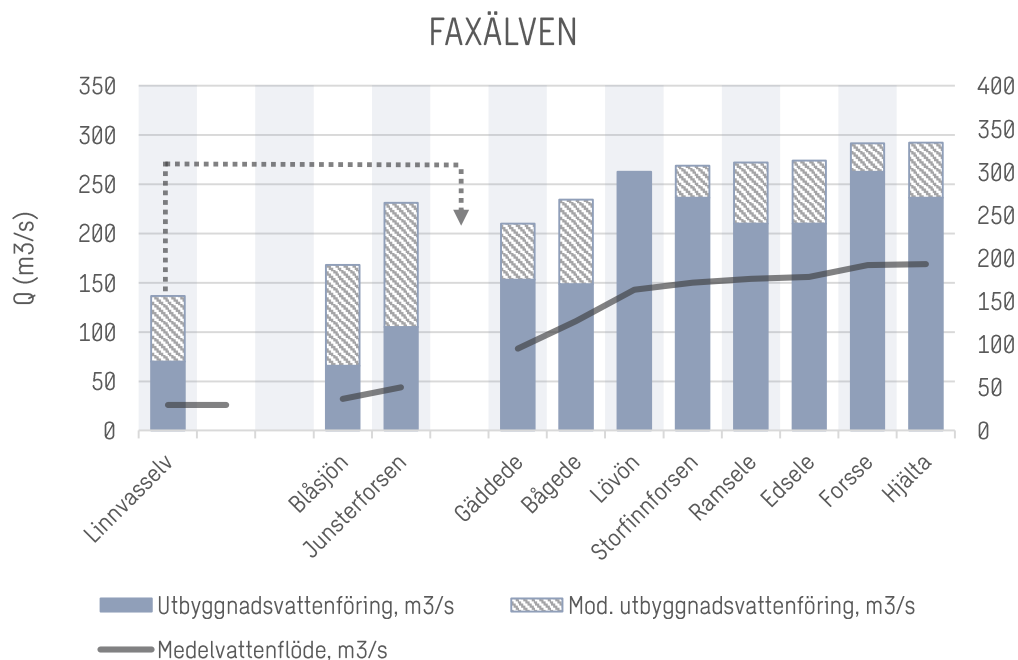
### 3.4.1 Beräkningar för Ångermanälven

Stalon har behandlats som en effektstation och ny utbyggnadsvattenföring har beräknats som fyra gånger medelvattenföringen. Volsjöfors-Lasele har dimensionerats efter Hällby Nämforsen-Forsmo har ökats för att kunna ta flödet från Lasele och Kilforsen och Sollefteå har ökats för att kunna ta flödet från Forsmo samt Hjäla i Faxälven.

### 3.5 Faxälven

Total beräknad effektökning är 345 MW. I Figur 6 nedan redovisas nya utbyggnadsvattenföringar.

Figur 6 Utbyggnadsvattenföringar och medelvattenflöden för Faxälven



Källa: Sweco

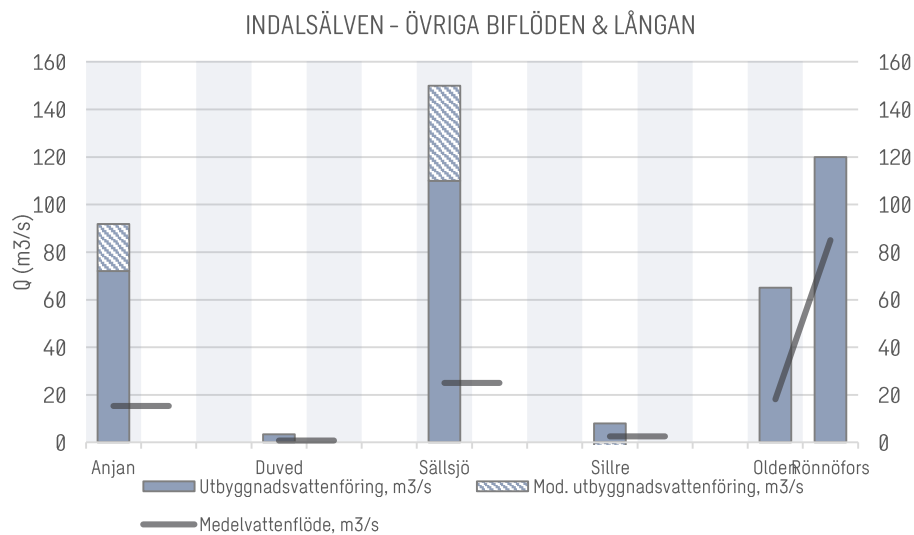
### 3.5.1 Beräkningar för Faxälven

Blåsjön och Junsterforsen har förhållandevis stora magasin och antas kunna byggas ut till sex gånger medelvattenföringen. Gäddede-Edsele dimensioneras efter Lövön. Forsse och Hjäлта dimensioneras för att kunna ta vattnet från Edsele och biflödet från Ledinge. För Linnvasselv beräknas en ny utbyggnad till sex gånger medelvattenföringen.

### 3.6 Indalsälven

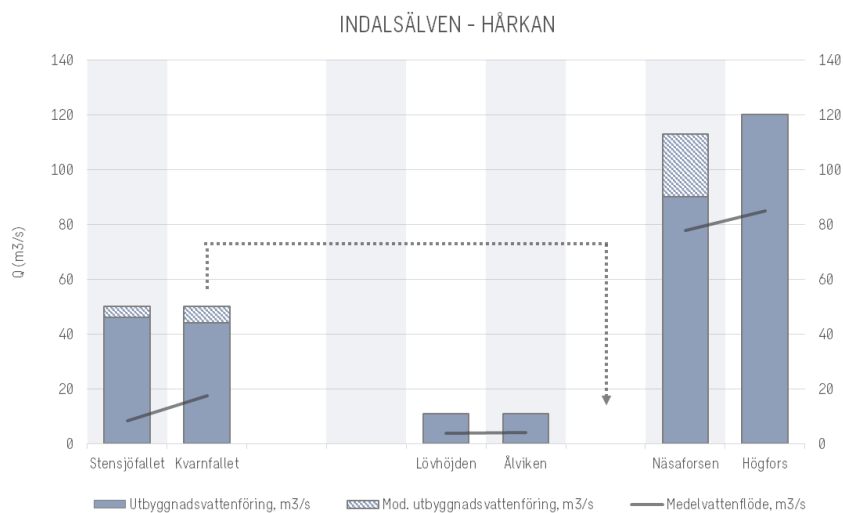
Total beräknad effektökning är 783 MW. I figurerna nedan redovisas nya utbyggnadsvattenföringar. Indalsälven är uppdelad i en huvudsträckning (Torrön-Bergeforsen) som startar i Åreälven och sju stycken biflöden varav fyra består av endast en station.

Figur 7 Utbyggnadsvattenföringar och medelvattenflöden för ensamliggande stationer i biflöden till Indalsälven.



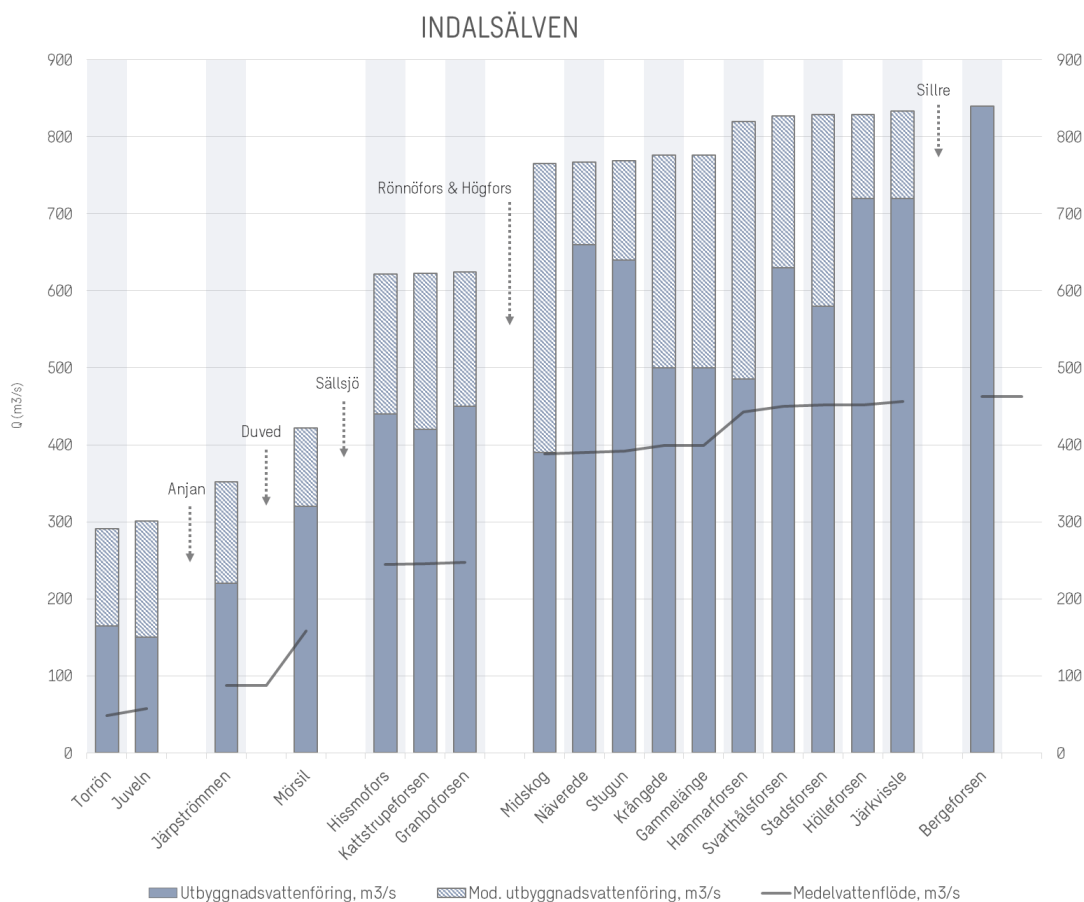
Källa: Sweco

Figur 8 Utbyggnadsvattenföringar och medelvattenflöden för Hårkan (biflöde till Indalsälven).



Källa: Sweco

Figur 9. Utbyggnadsvattenföringar och medelvattenflöden för Indalsälven.



Källa: Sweco

### 3.6.1 Beräkningar för Indalsälven

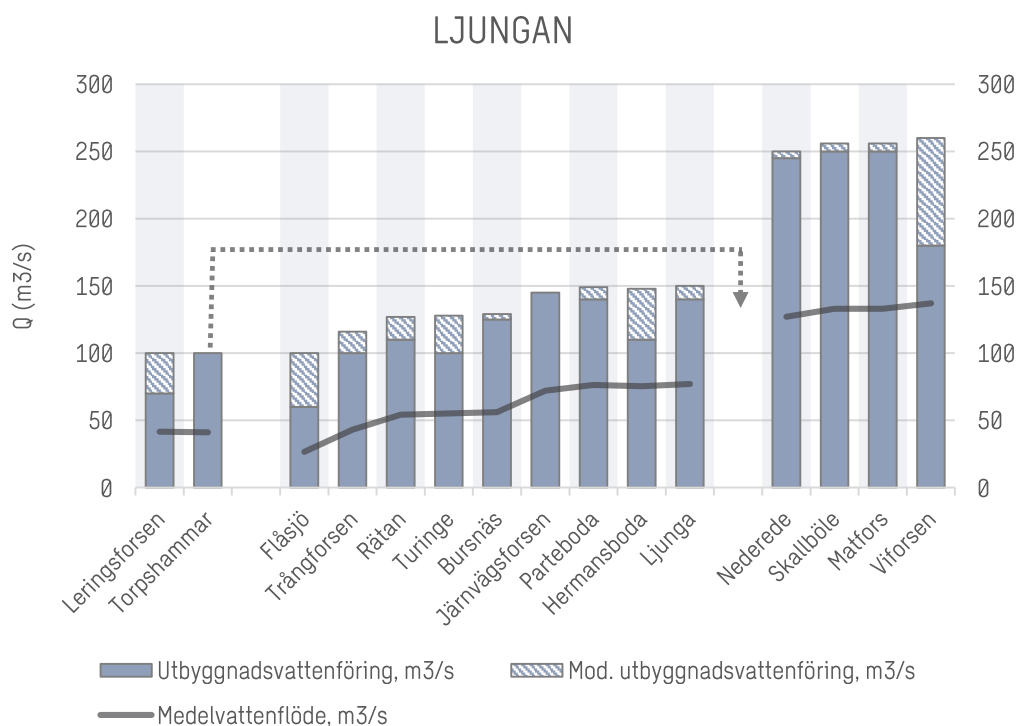
Huvudsträckningen delas upp av Storsjön mellan Mörsil och Hissmofors. Sträckan från Hissmofors och nedåt är dimensionerad efter Bergeforsen.

Rönnöfors och Olden lämnas orörda eftersom Rönnöfors har en så låg fallhöjd så att en anpassad utbyggnad inte är rimlig. Sällsjös och Anjans utbyggnad beräknas som sex gånger medelvattenföringen. Duved, Sillre samt Älviken och Lövhöjden lämnas orörda. Stensjöfallet dimensioneras till sex gånger medelvattenföringen och Kvarnfallet dimensioneras till samma flöde som Stensjöfallet. Näsaforsen dimensioneras efter Högfors.

### 3.7 Ljungan

Total beräknad effektökning är 59 MW. I Figur 10 nedan redovisas nya utbyggnadsvattenföringar.

Figur 10 Utbyggnadsvattenföringar och medelvattenflöden för Ljungan.



Källa: Sweco

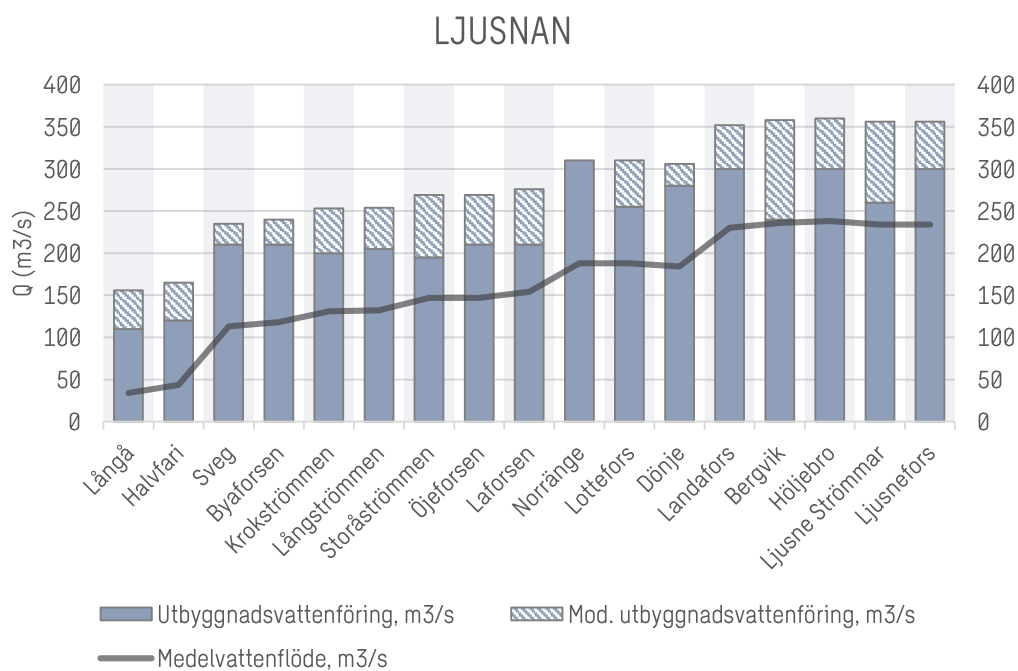
#### 3.7.1 Beräkningar för Ljungan

Flåsjö-Ljunga har dimensionerats efter Järnvägsforsen. Leringsforsen har dimensionerats efter Torpshammar. Nederede har ökats med 5 m<sup>3</sup>/s för att kunna ta flödet ifrån Ljunga och Torpshammar och därefter har Skallböle, Matfors och Viforsen dimensionerats efter Nederede.

### 3.8 Ljusnan

Total beräknad effektökning är 201 MW. I Figur 1 nedan redovisas nya utbyggnadsvattenföringar.

Figur 11 Utbyggnadsvattenföringar och medelvattenflöden för Ljusnan.



Källa: Sweco

### 3.8.1 Beräkningar för Ljusnan

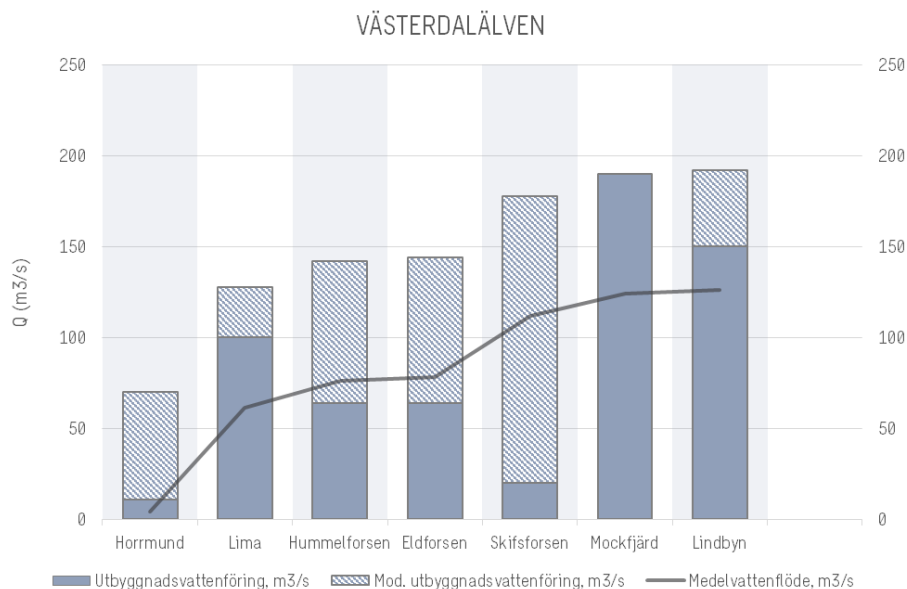
Hela Ljusnan har dimensionerats efter Norränge och inga övriga justeringar har gjorts.

### 3.9 Dalälven

Total beräknad effektökning är 160 MW. I Figur 14 nedan redovisas nya utbyggnadsvattenföringar. Dalälven är i första hand uppdelad i Österdalälven, Västerdalälven och Dalälven.

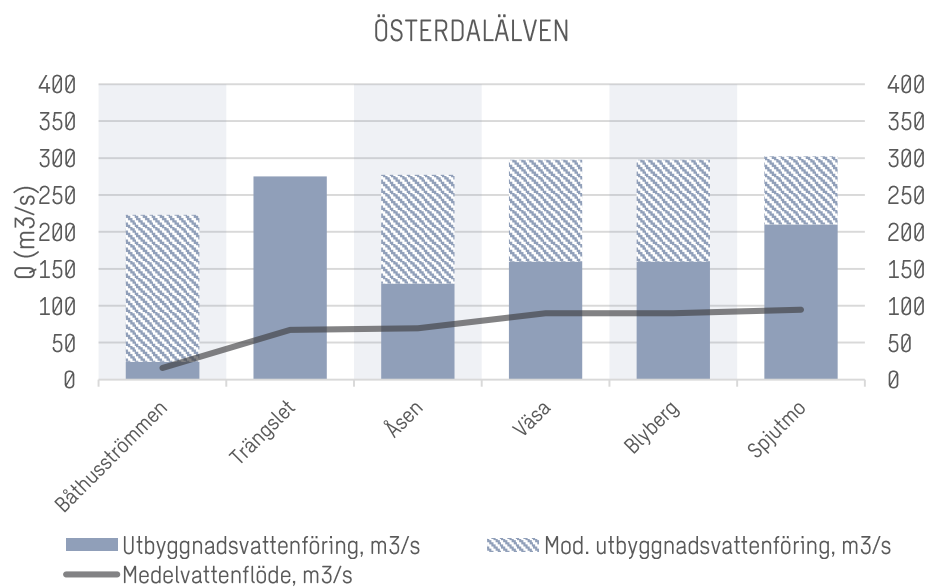


Figur 12 Utbyggnadsvattenföringar och medelvattenflöden för Västerdalälven



Källa: Sweco

Figur 13 Utbyggnadsvattenföringar och medelvattenflöden för Österdalälven



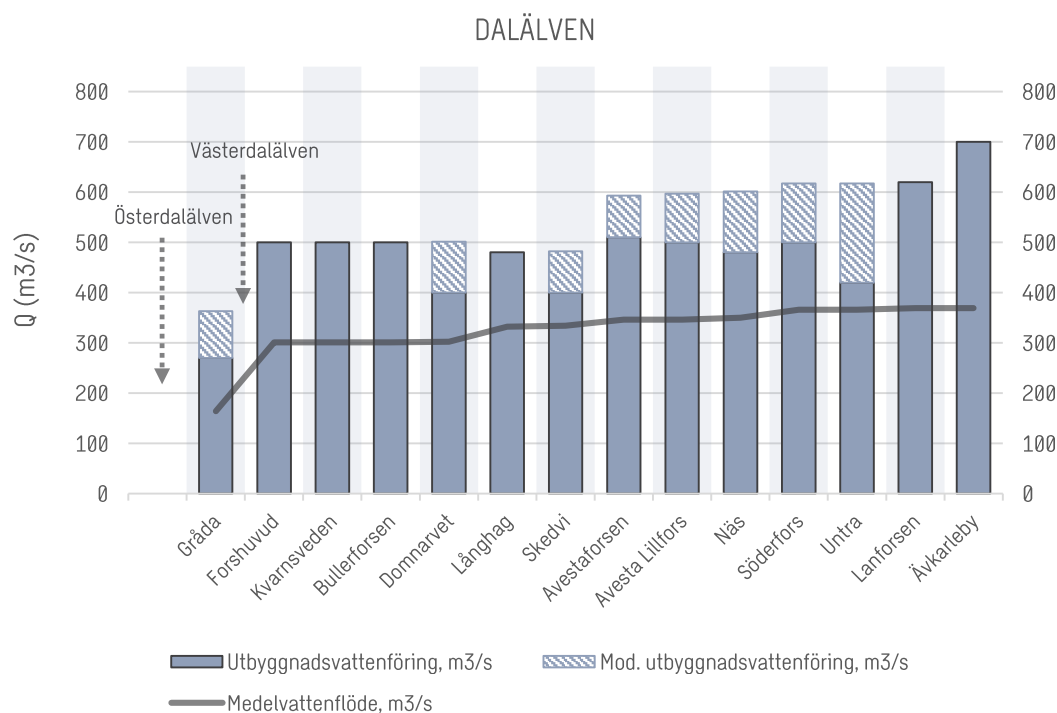
Källa: Sweco

### 3.9.1 Beräkningar för Dalälven

Trängslet är dimensionerande i Österdalälven bortsett från Båthusströmmen som har lämnats ojusterad. Mockfjärd är dimensionerande i Västerdalälven förutom Hormmund som har hanterats som en effektstation som dimensionerats som sex gånger medelvattenföringen.

Dalälven har delats upp i fler delar eftersom lokala förhållanden på vissa områden förhindrar ökade flöden. Gråda har ökats till 350 m<sup>3</sup>/s vilket innebär att Forshuvud fortfarande kan ta flödet från Gråda och Lindbyn. Domnarvet har dimensionerats efter Forshuvud-Bullerforsen. Skedvi har dimensionerats efter Långhag. Övriga Dalälven från Avestaforsen och nedströms, har dimensionerats efter Lanforsen medan Älvkarleby har lämnats orörd.

Figur 14 Utbyggnadsvattenföringar och medelvattenflöden för Dalälven

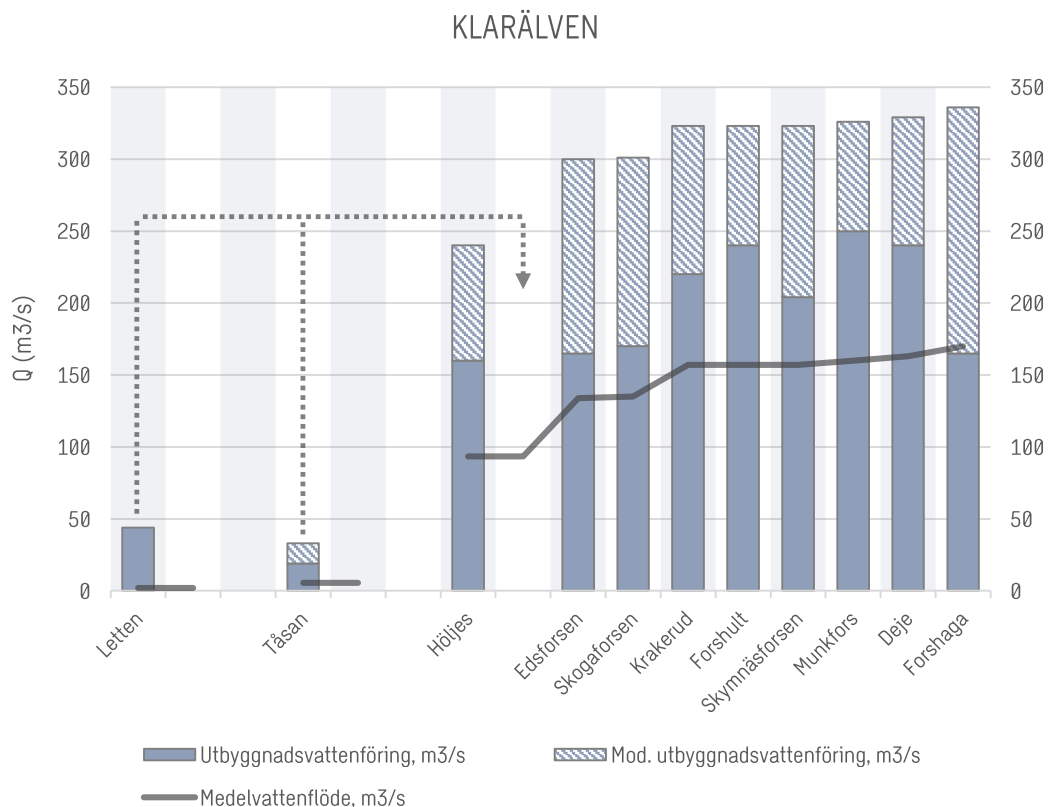


Källa: Sweco

### 3.10 Klarälven

Total beräknad effekttökning är 169 MW. I Figur 15 nedan redovisas nya utbyggnadsvattenföringar.

Figur 15 Utbyggnadsvattenföringar och medelvattenflöden för Klarälven



Källa: Sweco

### 3.10.1 Beräkningar för Klarälven

Höljes har behandlats som en effektstation och har utifrån tidigare utredningar ökat till 240 m<sup>3</sup>/s (vilket är 2,6 gånger medelvattenföringen). Edsforsen har av samma anledning ökat till 300 m<sup>3</sup>/s och Tåsan ökas till 33 m<sup>3</sup>/s vilket är sex gånger medelvattenföringen. Letten lämnas orörd. Övriga stationer dimensioneras efter Edsforsen.

## 4 Slutsatser och diskussion

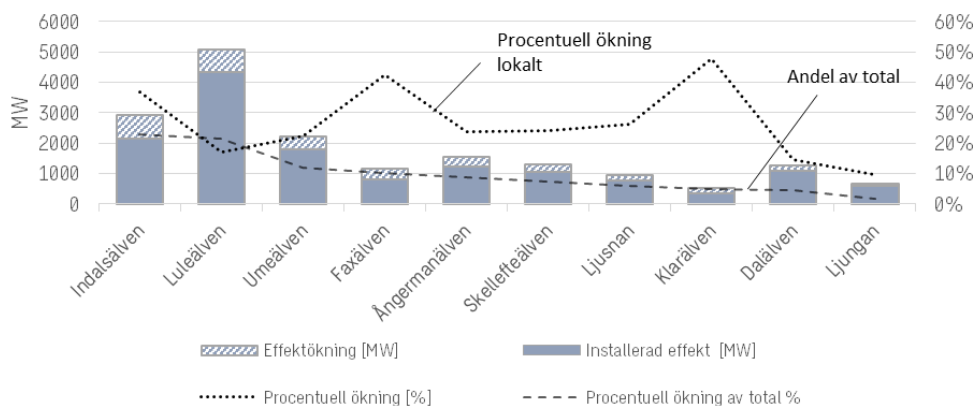
Resultaten visar på en potentiell effektökning av vattenkraften med omkring 3 400 MW inom ramen för befintliga fallhöjder, men med ett ökat maxflöde genom stationerna. Denna siffra förutsätter en utbyggnad i de flesta stationer i de största svenska älvarna. Hänsyn har, i den utsträckning det varit möjligt inom ramen för projektet, tagits till lokala förutsättningar. Det kan vara fråga om låga fallhöjder som "äter upp" effektökningen eftersom fallförlusten blir så stor eller att utrymme inte finns i dammen/kraftstationen för ytterligare aggregat. Dessa och andra hinder för utbyggnad kan dock fortfarande finnas i

vissa stationer vilket skulle minska potentialen för effektutbyggnad. Det kan även finnas stationer där långa vattenvägar gör en utbyggnad orimlig eftersom kostnaden för en ny eller större tunnel inte kan finansieras med framtida effektintäkter.

Resultatet á 3 400 MW innefattar dock inte alla kraftproducerande älvar i Sverige. Den totala installerade effekten i de 10 älvar som inkluderats i studien omfattar ca 14 200 utav totalt ca 16 200 MW (88%). Effektkökningspotentialen för de analyserade älvarna motsvarar ca 24 % ökning jämfört med idag. Antar vi att 24 % effektkökningspotential även gäller för de älvar som inte är analyserade inom denna studie så blir effektkökningspotentialen totalt ca 3 900 MW. Det kan dock diskuteras hur pass rimligt det är att anta att dessa älvar har liknande effektkökningspotential.

Den största potentialen för effektutbyggnad i absoluta termer för en enskild älv är Indalsälven (783 MW). De fyra efterföljande älvarna (i avseende potentialen för effektutbyggnad, sorterat på potential i absoluta termer) är: Luleälven (735 MW), Umeälven (401 MW), Faxälven (345 MW) och Ångermanälven (298 MW). Dessa fem älvar står för ca 75 % av den totala potentialen för effektutbyggnad. För en sammanställning av potentialen för effektutbyggnad, relativt effektkökningspotential till installerad kapacitet idag, samt andel av den totala utbyggnadspotentialen (för de 10 analyserade älvarna), se Figur 16 nedan.

Figur 16 Sammanställning av relativ effektutbyggnadspotential i respektive älv, samt andel av total effektkökningspotential. Sorterad på störst andel av total (störst ökningspotential i absoluta termer)



Källa: Sweco

Vissa av älvarna har en betydande effektkökningspotential. Faxälven och Klarälven är de som står ut bland resultaten (42% respektive 48% lokal effektkökningspotential). Det finns flera orsaker till detta. Faxälven är ojämnt utbyggd vilket innebär att med metoden dimensionerande station (Lövön) fås en del utbyggnad för övriga stationer. Samtidigt finns tre effektstationer som kan byggas ut. När det gäller Klarälven så är den generellt

lågt utbyggd och tack vare lokal kännedom går det här att anta en ökning i hela älven. Även Ljusnan och Dalälven har låg utbyggnad jämfört med medelvattenföringen men i dessa älvar finns lokala svårigheter som gör en utbyggnad mer komplicerad (exempelvis lågland som är mer känsligt för höga flöden.

Det finns även aspekter som kan höja effektpotentialen ytterligare. Exempelvis finns effektstationer som kan byggas ut ytterligare om en högre effekt bedöms än mer värdefull i förhållande till hur många drifttimmar den effekten kan levereras. Eftersom älvarna i denna studie i huvudsak har dimensionerats efter den i dagsläget mest utbyggda stationen kan det i vissa älvar eller älvsträckningar finnas utrymme att öka flödet ytterligare och då även i den dimensionerande stationen.

#### 4.1 I praktiken tillgänglig effekt

Idag är vattenkraftens totala nominella effekt ej tillgänglig för kraftproduktion simultant. För Sverige som helhet så är den högsta transmitterade effekten hänförd till vattenkraft ca 13 700 MW (ca 85 % av installerad kapacitet). Orsaken till de ca 15 % som idag ej bedöms vara tillgängliga för kraftproduktion går inte att förklara med en enskild orsak, dock bör rimligen en harmonisering av utbyggnadsvattenföring i respektive älvsträckning öka tillgängligheten vid topplasttillfällen jämfört med idag. Utöver tillgänglig kapacitet vid topplasttillfällen så förväntas flexibiliteten öka, som kan underlätta att balansera stora svängningar i produktion (vinden ökar/avtar i fallet med vindkraft) och/eller efterfrågan. Om vi konservativt antar att 15 % av den installerade effekten ej är tillgänglig under ett givet topplasttillfälle så ökar vattenkraftens produktionstillskott med 3 315 MW jämfört med idag. Jämförelsevis så överstiger detta de fyra kärnkraftsreaktorerna som skall fasas ut i närtid (knappt 3 GW).

Såvida inga effekthöjande åtgärder genomförs, och behovet av flexibilitet kvarstår och tillgodoses av vattenkraften så kan ökade spill förväntas. Detta är ineffektivt då vattenkraften genererar i stort sett utsläppsfri el till låga kostnader. Spill av vatten betyder spill av klimatvänlig el.

I en vidare studie så rekommenderas det att analysera hur vattenkraftens flexibilitet ökar vid en effektutbyggnad, samt hur i praktiken tillgänglig effekt påverkas.

#### 4.2 Reinvesteringar och utrullning av effektutbyggande åtgärder

Turbiner och generatorer för en given vattenkraftstation har en viss teknisk livslängd, och när den tekniska livslängden är uppnådd så krävs det förnyelse och/eller renovering av de olika komponenterna. Detta brukar benämnas reinvestering. Det kan finnas utrymme för en effektökning inom det nuvarande reinvesteringsprogrammet för de svenska vattenkraftstationerna. Skellefteå Kraft har analyserat sina befintliga kraftstationer i Skellefteälven och har identifierat en effektökningspotential motsvarande ca 45 MW (att jämföra med dagens installerade 590 MW) genom att byta ut befintlig utrustning till modern utrustning. Denna effekt förklaras primärt med ökad slukförmåga i de nya turbinerna. Det är osäkert hur Skellefteå krafts anläggningar och Skellefteälven är jämförbara med övriga svenska vattenkraftstationer och effektökning till följd av

reinvesteringar och förnyring av turbiner och/eller generatorer i dessa. Dock så visar Skellefteå Krafts analys att en effektökningspotential eventuellt kan finnas tillgänglig inom det normala förnyrningsprogrammet, som sker löpande (när komponenter blir uttjänta). Det skall dock nämnas att ett hinder för att denna effektökningspotential skall realiseras är att det oftast inte är möjligt inom ramen för befintlig vattendom, vilket då kräver en omprövning. En effektökningspotential till följd av de normala förnyrningsprogrammen för övriga stationer och älvar har ej genomförts inom uppdraget, utan befintliga slukförmågor oberoende av anläggningsålder har analyserats. En betydande andel av de svenska vattenkraftstationerna står inför reinvesteringar de kommande 5-15 åren.

Kostnaden för att realisera effektökning i form av nya aggregat är ej analyserad inom ramen för denna studie. För att ge en indikation av kostnadsnivåer så bedömer Skellefteå kraft att investeringsbeloppet är ca 1,3 miljarder SEK för att förnygra stationerna i Skellefteälven och därmed öka effekten med 45 MW (tidigare 590 MW). Investeringskostnaden för att bygga ut befintliga kraftstationer med nya aggregat (öka effekten i Skellefteå krafts stationer med sammanlagt 165 MW) uppgår till 2 miljarder SEK. Det är ej analyserat inom denna studie hur generellt applicerbar denna siffra är för övriga kraftstationer och älvar.

Vid en utbyggnad av en given älvsträckning för att utbyggnadsvattenföring skall anpassas efter en dimensionerande kraftstation krävs det att investeringarna koordineras. Detta bedöms troligen vara högst problematiskt då reinvesteringar och förnyringar ej sker simultant över samtliga kraftstationer i en given älvsträckning eftersom aggregaten har olika ålder och skick. Det är osäkert hur förnyrningsprogrammen och investeringscyklerna samvarierar mellan olika kraftstationer i de olika älvsträckningarna. En investeringscykel för en viss kraftstations turbiner och generatorer sträcker sig över ca 40-60 år. Detta problem är primärt kopplat till de fall där befintliga turbiner och/eller generatorer skall bytas ut, inte där ytterligare ett aggregat kan installeras. En eventuell utbyggnad av den svenska vattenkraften bedöms ta lång tid på grund av att effektutbyggnad i befintliga aggregat bör planeras så att de sammanfaller med övriga reinvesteringar, och för att säkerställa att tillgångar som ej är uttjänta inte byts ut i förtid.

#### **4.3 Behovet av effekt i framtiden och incitament (samt hinder) för effekthöjande åtgärder**

Som nämns i avsnitt 1.1 finns det anledning att vänta sig att fokus i vårt framtida energisystem delvis flyttas från energi till effekt. Utbyggnaden av förnybar energi, framförallt vindkraft men också solkraft, leder till ökat väderberoende i elproduktionen vilket i sin tur leder till ökat effektbehov, både vad gäller topp effekt och reglerbarhet. Som framgår av denna rapport finns det tekniskt sett en betydande potential i att öka kapaciteten i befintlig svensk vattenkraft. Vattenkraftens förmåga att tillgodose både topp effektbehovet och behovet av reglering gör att den som energislag därmed kan få en större betydelse i framtiden.

Om vi antar att effektbehovet i framtiden ökar är det relevant att diskutera vad som händer i fallet då vattenkraften inte kan tillgodose detta behov. Det bedöms troligt att de tekniska, miljömässiga samt ekonomiska förutsättningarna för att realisera

effektökningspotentialen skiljer stort mellan de olika kraftstationerna och älvarna. De älvar som har bättre förutsättningar kommer då att realiseras i första hand, medan de som är mindre lämpliga troligen aldrig kommer att realiseras. Det är viktigt att komma ihåg att det finns andra alternativ till att tillgodose ett visst effektökningsbehov genom alternativa tekniker och lösningar. Det kan exempelvis handla om import av el, storskalig implementering av energilagring på olika nivåer i elnätet, utbyggnad av gasturbiner och förbrukningsflexibilitet. Det skall noteras att det redan idag finns möjlighet för effektökning genom att byta ut uttjänta aggregat till mer effektiva aggregat med större slukförmåga, och därmed öka den installerade effekten. Idag finns det dock ett konkret hinder för att investera i aggregat med ökad slukförmåga eftersom omprövning av befintlig vattendom krävs. Detta är förmodligen en av de mest kostnadseffektiva effekthöjande åtgärderna eftersom de inte kräver betydande investeringar utöver de normala reinvesteringarna. En vidare studie inom ämnet är att analysera de ekonomiska förutsättningarna närmare i en eller flera av älvarna. Detta inkluderar då att utreda hur reinvesteringsbehovet samvarierar (ålder på anläggningar), utreda hur kostnaden för att genomföra olika effektutbyggnader varierar samt investeringsnivåer. Utöver de ekonomiska förutsättningarna så upplever branschen att vattendomar och regelverket vid omprövning av vattendomar är ett betydande hinder för ytterligare effektutbyggnad, vilket fått en styrande effekt av åtgärder.

Svaret på vilken teknisk lösning som är bäst lämpad för att tillgodose marknaden med effekt (flexibilitet) är inte entydigt utan det finns fog för att anta att lösningen kommer vara en kombination av olika kraftslag och teknologier. Däremot är det relevant att diskutera hur stor andel av behovet som respektive teknik tillgodoser. Utvecklingen är delvis beroende av politiska beslut men även teknisk utveckling. På en konkurrensutsatt marknad är det slutligen vilka ekonomiska incitament som finns för att investera i olika lösningar och kraftslag som avgör vilken lösning(ar) som realiseras. Oavsett vilket (vilka) alternativ som kommer att tillgodose behovet med flexibilitet så krävs långsiktig lönsamhet, effektivitet samt tillgänglighet. För att uppnå lönsamhet så bör även skatter samt avgifter ses över, då de kan få en styrande effekt. Viktigt att poängtera är att oavsett val av lösning för att tillgodose systemet med flexibilitet så kommer det att vara förknippat med kostnader, och att vattenkraften är konkurrenskraftig jämfört övriga alternativ.

Idag är det oklart hur ramvattendirektivet kommer att implementeras i praktiken, vilket potentiellt är hämmande för svensk vattenkrafts förmåga att tillgodose systemet med flexibilitet, och kan påverka reglerbarheten negativt jämfört med dagens reglerbarhet. Detta leder till motsatt effekt jämfört med det nutida, men framför allt framtida, behovet av flexibilitet. Detta kan få stora konsekvenser på det svenska elsystemet långsiktigt då andra lösningar krävs för att tillgodose behovet av flexibilitet, vilket idag (storskaligt) antagligen innebär utbyggnad av gasturbiner.

För att genomföra effekthöjande åtgärder så krävs det idag omprövning av vattendom. För att den fulla potentialen skall realiseras så krävs det även att flera kraftstationer byggs ut koordinerat i respektive älvsträckning. Detta helhetsgrepp borde därför även präglade omprövningsprocessen. Dessa vattendragsvisa prövningar skulle då även vara till stor fördel i arbetet med miljöanpassningen av vattenkraften då en större systemnytta

skulle uppnås genom ett helhetsgrepp istället för att genomföra punktåtgärder där de dyker upp, exempelvis i samband med förnyelse av kraftverk. Genom att kombinera den kraftmässiga systemnyttan med den miljömässiga lägger vi en god grund för ett förnybart energisystem och för levande sjöar och vattendrag.



## Bilaga 1 Fördjupad metodbeskrivning

Metoden har utgått ifrån den metod som Skellefteå kraft beskriver i "Vattenkraftens framtida bidrag till ökad kapacitet och reglerförmåga"<sup>4</sup> som är en likande undersökning över endast Skellefteälven. Resultatet från den studien har även inkluderats i denna rapport. I undersökningen av Skellefteälven har ett resonemang om vilken effekt som i dagsläget är utnyttjningsbar. Då det inte har varit möjligt att samla in den informationen för samtliga älvar och kraftstationer så finns detta resonemang inte med i den här rapporten. Däremot kan det i vissa fall vara så att den effekt (och det flöde) som för en enskild station anges som installerad effekt (och utbyggnadsvattenföring) är den praktiken utnyttjningsbara effekten. Det beror på att data över kraftstationerna kan skilja sig åt mellan olika källor.

Grundmetodiken innebär att varje älv eller älvsträcka ska anpassas så att alla aggregat ska kunna köras för fullt utan att något vatten ska behöva spillas förbi kraftverket. Därför har en station valts som 'dimensionerande' station i varje älvsträckning vilken övriga stationer har anpassats efter, både uppströms och nedströms.

Effekt, P, beräknas:

$$P = \rho * g * H * Q * \eta$$

Där  $\rho$  är vattnets densitet,  $g$  är gravitationen,  $H$  är fallhöjden,  $Q$  är vattenflödet och  $\eta$  är verkningsgraden. I det här fallet är det ett nytt flöde som bestäms först utifrån grundmetodiken. Fallhöjden och verkningsgraden antas vara samma och densiteten och gravitationen är konstanta i varje enskilt fall. Det innebär att effekten är:

$$P = k * Q$$

Där  $k$  är en konstant. Konstanten beräknas utifrån den aktuella utbyggnadsvattenföringen och den aktuella installerade effekten:

$$k = \frac{P_{\text{installerad}}}{Q_{\text{utbyggnadsvattenföring}}}$$

Efter att det nya flödet bestämts med hjälp av grundmetoden eller särskilda lösningar (se nedan) så beräknas den nya effekten:

$$P_{\text{beräknad}} = k * Q_{\text{ny}}$$

För att anpassa övriga kraftverk efter det dimensionerande måste hänsyn tas till mellantillrinningen (det vatten som tillförs från lokaltillrinning och eventuella biflöden). Detta har gjorts genom att differensen i medelvattenföringen mellan intilliggande stationer,  $\Delta Q_{\text{medel}}$ , har beräknats. Ligger stationen uppströms den dimensionerande stationen har det nya flödet beräknas genom att subtrahera  $\Delta Q_{\text{medel}}$  till flödet genom nedströmsliggande station. Ligger stationen nedströms den dimensionerande stationen har istället addera  $\Delta Q_{\text{medel}}$  till flödet genom uppströmsliggande station.

<sup>4</sup> <https://www.skekraft.se/wp-content/uploads/2015/12/Vattenkraftens-framtida-bidrag-till-okad-kapacitet-och-reglerformaga.pdf>

## Särskilda lösningar

Förutom grundmetodikerna har speciallösningar fått tillämpas på vissa stationer i de flesta älvar. Detta beskrivs för varje älv i bilaga kapitel 3. Dessutom har flera av älvarna delats upp i flera mindre sträckningar.

### Effektstationer

En anledning till speciallösningar är så kallade *effektstationer*<sup>5</sup>. Dessa stationer har stora magasin, i förhållande till medelvattenföringen, uppströms och nedströms stationen. Stationerna har liten påverkan på flödet genom övriga stationer och kan därmed byggas ut fristående från nedströms- och uppströmsliggande stationer. Vi bedömer att det normalt är rimligt att bygga ut en effektstation till fyra gånger medelvattenföringen; vilket innebär att mängden drifttimmar som man kan köra aggregatet på full effekt blir ca 25% av årets totala tid. I enskilda fall, när stationen i förhållande till flödet har väldigt stora magasin, räknar vi dock med en utbyggnad på sex gånger medelvattenföringen (17% av året på full effekt). Dessa stationer har valts ut i samråd med medverkande kraftbolag som känner till de särskilda förhållandena som råder vid kraftstationerna. En del effektstationer lämnas orörda eftersom de redan är utbyggda till en rimlig nivå.

### Stora biflöden

I normalfallet ska en kraftstation byggas ut för att ta flödet från stationen uppströms samt skillnaden i medelvattenföring (alltså lokaltillrinningen). När en station har ett biflöde som också har kraftstationer ska stationen i normalfallet dock kunna ta maxflödet både från aggregatet uppströms och det sista aggregatet i biflödet. Några stationer har därför fått justerats upp för att klara detta (det gäller då även stationer nedströms den justerade stationen).

### Flera sträckningar i en älv

Några älvar har delats upp i flera älvsträckningar. Det beror endera på att ett större magasin i älven gör att sträckningarna kan dimensioneras separat i likhet med effektstationerna eller att begränsningar i delar av älven gör att den måste dimensioneras separat.

---

<sup>5</sup> i "Vattenkraftens framtida bidrag till ökad kapacitet och reglerförmåga" används uttrycket *fjällstationer*.

## Bilaga 2 Detaljerade resultat

Station	Fallhöjd [m]	Installerad effekt [MW]	Utbyggnads-vattenföring [m3/s]	Medel-vattenföring [m3/s]	Ny utbyggnads-vattenföring [m3/s]	Ny beräknad effekt [MW]	Effekt-ökning [MW]
<b>Luleälven</b>							
Ritsem	173	304	240	40	240	304	0
Vietas	83	306	540	220	540	306	0
Porjus	60	450	870	263	1040	538	88
Harsprånget	107	977	1040	263	1040	977	0
Ligga	40	327	1040	265	1040	327	0
Messaure	87	446	615	278	665	482	36
Porsi	33	274	975	462	1037	291	17
Laxede	25,4	200	990	470	1045	211	11
Vittjärv	6	37	690	505	1080	58	21
Boden	13	78	72	505	1080	117	39
<b>Lilla Luleälven</b>							
Seitevare	180	225	135	89	358	596	371
Parki	14	20	170	117	474	56	36
Randi	25	58	450	128	450	85	0
Akkats	46	150	390	176	533	178	28
Letsi	135	456	450	180	537	544	88
<b>Skellefteälven</b>							
Sädva	45	31	70	35	100	44	13
Rebnis	82	64	80	22	100	80	16
Bergnäs	4,7	8	160	105	200	10	2
Slagnäs	5	7	160	106	200	9	2
Bastusel	71,5	107	170	110	290	183	76

Grytfors	21,8	31	165	117	300	56	25
Gallejaur	78,8	220	305	118	305	220	0
Vargfors	49,2	134	310	120	310	134	0
Rengård	19,3	36	220	142	330	54	18
Båtfors	16,9	49	280	150	335	59	10
Finnfors	20,7	42	235	155	340	61	19
Granfors	18,6	39	240	155	340	55	16
Krångfors	29,9	65	240	156	340	92	27
Selsfors	22,2	62	300	156	340	70	8
Kvistforsen	50,6	140	300	158	340	159	19
<b>Umeälven</b>							
Klippen	65	27	50	23	97	52	25
Aujaure	55	75	170	96	170	75	0
Abelvattnet	22	4,6	23	15	60	12	7
Gejlmån	250,5	66	29	15	60	136	70
Gardikfors	43	60	170	122	369	130	70
Juktan	85	26	50	26	104	54	28
Umluspen	35	94	340	157	404	112	18
Stensele	19,3	64	300	167	414	88	24
Grundfors	35,3	103,5	300	170	417	144	40
Rusfors	12,3	45	450	223	470	47	2
Bålforsen	31,1	88	300	232	479	37	12
Betsele	9,5	25	320	232	479	37	12
Hällforsen	7,8	22	320	238	485	33	11
Tuggen	27,5	110	480	233	480	110	0
Bjurfors övre	11,5	42	450	236	483	45	3
Bjurfors nedre	20	78	405	236	483	93	15
Harrsele	54,5	223	450	238	485	240	17
Pengfors	15,5	52	450	240	487	56	4

2(8)

Stornorrfors	75	599,4	975	441	975	599	0
<b>Ångermanälven</b>							
Stalon	199	130	65	38	152	304	174
Malgomaj	9	10	140	73	140	10	0
Volgsjöfors	8	20	280	137	280	20	0
Stenkullafors	24	58	285	143	297	60	2
Åsele	11	27	300	158	312	28	1
Hallby	29	84	325	171	325	84	0
Gulsele	29	66	270	174	328	80	14
Degerforsen	24	63	300	175	329	69	6
Edensforsen	28	71	270	177	331	87	16
Långbjörn	34	96,9	330	182	336	99	2
Lasele	54	149,6	330	189	343	155	6
Nämforsen	22	114,6	600	331	693	132	17
Moforsen	28,1	135	600	333	695	156	21
Forsmo	34	160	600	334	696	186	26
Sollefteå	9,2	62	790	505	966	76	14
<b>Faxälven</b>							
Blåsjön	90	60	75	32	192	154	94
Junsterforsen	34	30	120	44	264	66	36
Linnvasselv	108	73	80	26	156	142	69
Gäddede	15,7	22	175	83	240	30	8
Bågede	8,8	13,4	170	111	268	21	8
Lövön	14	36	300	143	300	36	0
Storfinnforsen	49,5	132	270	150	307	150	18
Ramsele	79,2	157	240	154	311	203	46
Edsele	28	60	240	156	313	78	18
Forsse	20	52	300	168	333	58	6
Hjälta	82	178	270	169	334	220	42

<b>Indalsälven</b>							
Torrön	22	24	165	48,5	291	42	18
Juveln	12	14	150	58	301	28	14
Anjan	40	25	72	15,3	91,8	32	7
Järpströmmen	66	114	220	88	352	182	68
Duved	212	5,6	3,45	0,86	3,45	6	0
Mörsil	18	40	320	158	422	53	13
Sällsjö	194	160	110	25	150	218	58
Hissmofors	18	68	440	245	622	96	28
Kattstrupeforsen	18	60	420	246	623	89	29
Granboforsen	6	24	450	247	624	33	9
Midskog	27	155	390	388	765	304	149
Näverede	13	75,6	660	390	767	88	12
Stugun	7,3	41	640	392	769	49	8
Krångede	60	248	500	399	776	386	138
Gammelänge	19	69	500	399	776	107	38
Hammarforsen	20	80	485	443	820	135	55
Svarthålsforsen	15	80	630	450	827	105	25
Stadsforsen	28,5	142	580	452	829	203	61
Hölleforsen	25	151	720	452	829	174	23
Järkvissle	14	96,5	720	456	833	112	15
Sillre	193	11	8	2,5	8	11	0
Bergeforsen	23	168	840	463	840	168	0
<b>Indalsälven - Storån</b>							
Sillre	194	160	110	25	150	218	58
<b>Indalsälven - Hårkan</b>							
Stensjöfallet	318	95	46	8,3	50	103	8
Kvarnfallet	50	19	44	17,6	50	22	3
Lövhöjden	75	8,5	11	3,72	11	9	0

Ålviken	99	6,2	11	3,96	11	6	0
Näsaforsen	16,2	12,5	90	77,9	113	16	4
Högfors	12,6	12,9	120	85	120	13	0
<b>Indalsälven - Långan</b>							
Olden	200/260	120	65	18,1	65	120	0
Rönnöfors	6,89	3,9	50	29	50	4	0
<b>Ljungan</b>							
Flåsjö	46	20	60	26,7	100	33	13
Trångforsen	81	73	100	43,1	116	85	12
Rätan	61	60	110	54,2	127	69	9
Turinge	21	18	100	55,2	128	23	5
Bursnäs	10	8	125	56,1	129	8	0
Järnvägsforsen	86,8	100	145	72,2	145	100	0
Parteboda	34	35	140	76,4	149	37	2
Hermansboda	11,3	12	110	75,4	148	16	4
Ljunga	53	59	140	77	150	63	4
Leringsforsen	16	10	70	41,6	100	14	4
Torpshammar	123	117	100	41,2	100	117	0
Nederede	8,2	16	245	127	250	16	0
Skallböle	21,5	46	250	133	256	47	1
Matfors	10,1	21	250	133	256	22	1
Viforsen	7,8	10	180	137	260	15	4
<b>Ljusnan</b>							
Långå	217	156	110	34,1	156	221	65
Halvfari	25	24	120	43,4	165	33	9
Sveg	19	36	210	113	235	40	4
Byaforsen	9,9	16	210	118	240	18	2
Krokströmmen	60	113	200	131	253	143	30
Långströmmen	31	52	205	132	254	64	12

Storåströmmen	17	25	195	147	269	34	9
Öjeforsen	16	27	210	147	269	35	8
Laforsen	35	57	210	154	276	75	18
Norränge	21,5	50	310	188	310	50	0
Lottefors	6,7	13,76	255	188	310	17	3
Dönje	33,4	72	280	184	306	79	7
Landafors	5,5	11,2	300	230	352	13	2
Bergvik	8,3	16,2	240	236	358	24	8
Höljebro	14,1	37	300	238	360	44	7
Ljusne Strömmar	16	36,4	260	234	356	50	13
Ljusnefors	7,1	19	300	234	356	23	4
<b>Österdalälven</b>							
Båthusströmmen	19	3	24	15,5	24	3	0
Trängslet	142	330	275	67,2	275	330	0
Åsen	27	24	130	69,5	277	51	27
Väsa	11	15	160	89,7	298	28	13
Blyberg	11	15	160	90	298	28	13
Spjutmo	22	35	210	94,5	302	50	15
<b>Västerdalälven</b>							
Hormund	90	6	11	4,22	25	14	8
Lima	17	13	100	61,6	128	17	4
Hummelforsen	19	10,7	64	76,3	142	24	13
Eldforsen	10	8,5	100	78,3	144	12	4
Skifsforsen	10	8,5	20	112	178	4	4
Mockfjärd	27	43	190	124	190	43	0
Lindbyn	9	11	150	126	192	14	3
<b>Dalälven</b>							
Gråda	12	24	270	164	363	32	8

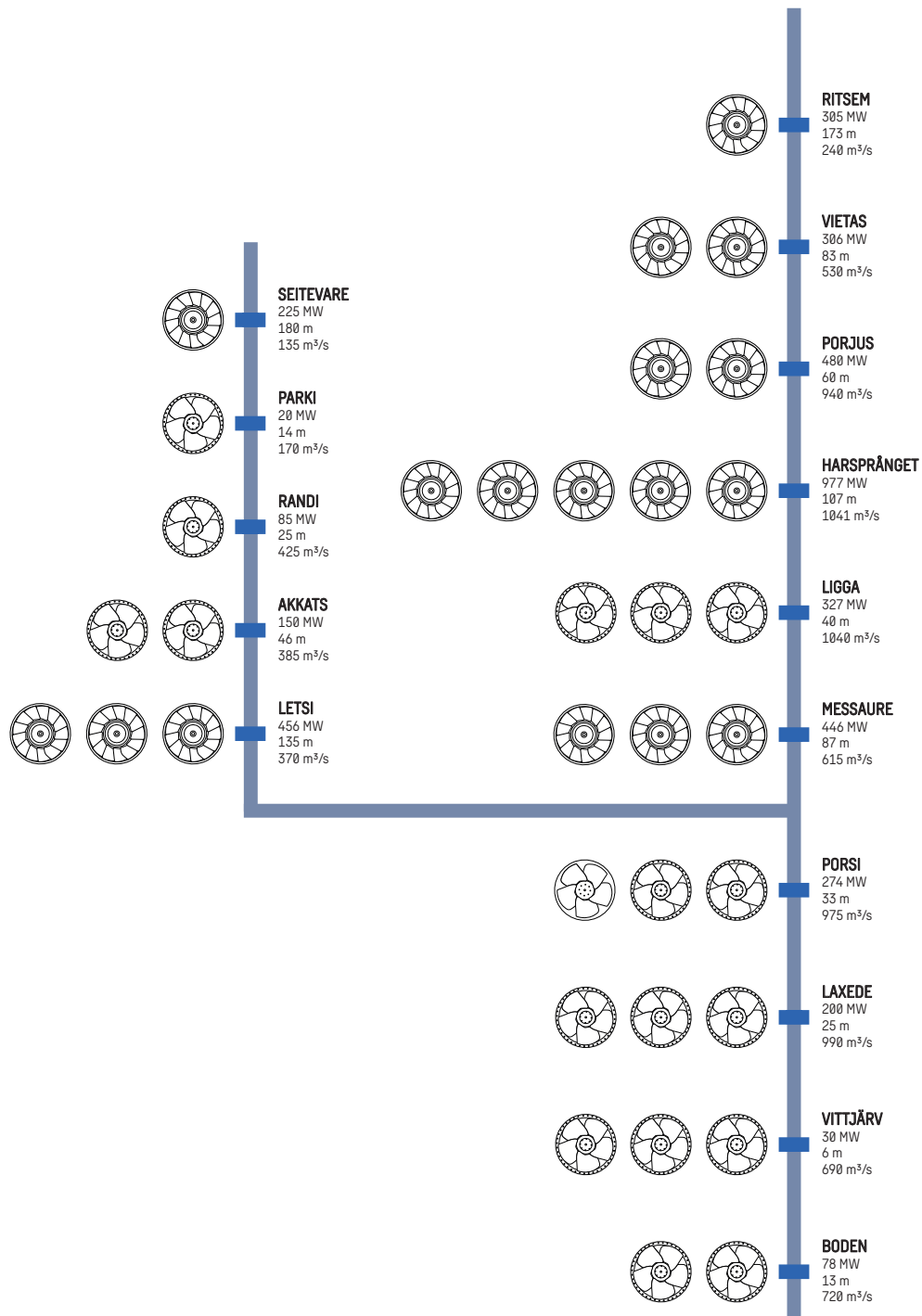


Forshuvud	11	44	500	301	500	44	0
Kvarnsveden	14	61	500	301	500	61	0
Bullerforsen	12	47	500	301	500	47	0
Domnarvet	7	22	400	302	501	28	6
Långhag	13	49	480	332	480	49	0
Skedvi	11	38	400	334	482	42	4
Avestaforsen	9	24	510	346	593	28	4
Avesta Lillfors	5	22	500	346	597	26	4
Näs	5	19	480	350	601	24	5
Söderfors	5	20	500	366	617	25	5
Untra	14	42	420	366	617	62	20
Lanforsen	10	44	620	369	620	44	0
Ävkarleby	23	125	700	369	700	125	0
<b>Klarälven</b>							
Höljes	88	127	160	93,4	240	191	64
Letten	191	36	44	2	44	36	0
Tåsan	269	40	19	5,5	33	73	33
Edsforsen	7	9	165	134	300	16	7
Skogaforsen	10	13,6	170	135	301	24	10
Krakerud	12	22	220	157	323	32	10
Forshult	12	24	240	157	323	32	8
Skymnäsforsen	11	16,8	204	157	323	27	10
Munkfors	17	37	250	160	326	48	11
Deje	11	21	240	163	329	29	8
Forshaga	51	7	165	170	336	14	7

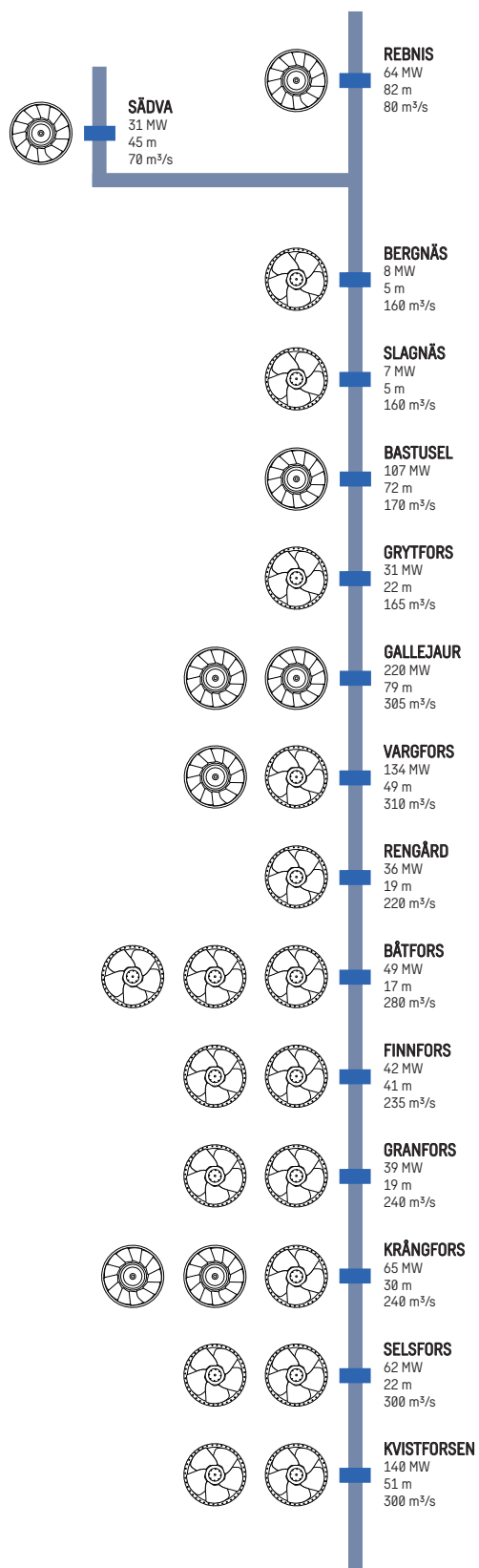
### Bilaga 3 Schematiska bilder över utredda älvar

# LULEÄLVEN

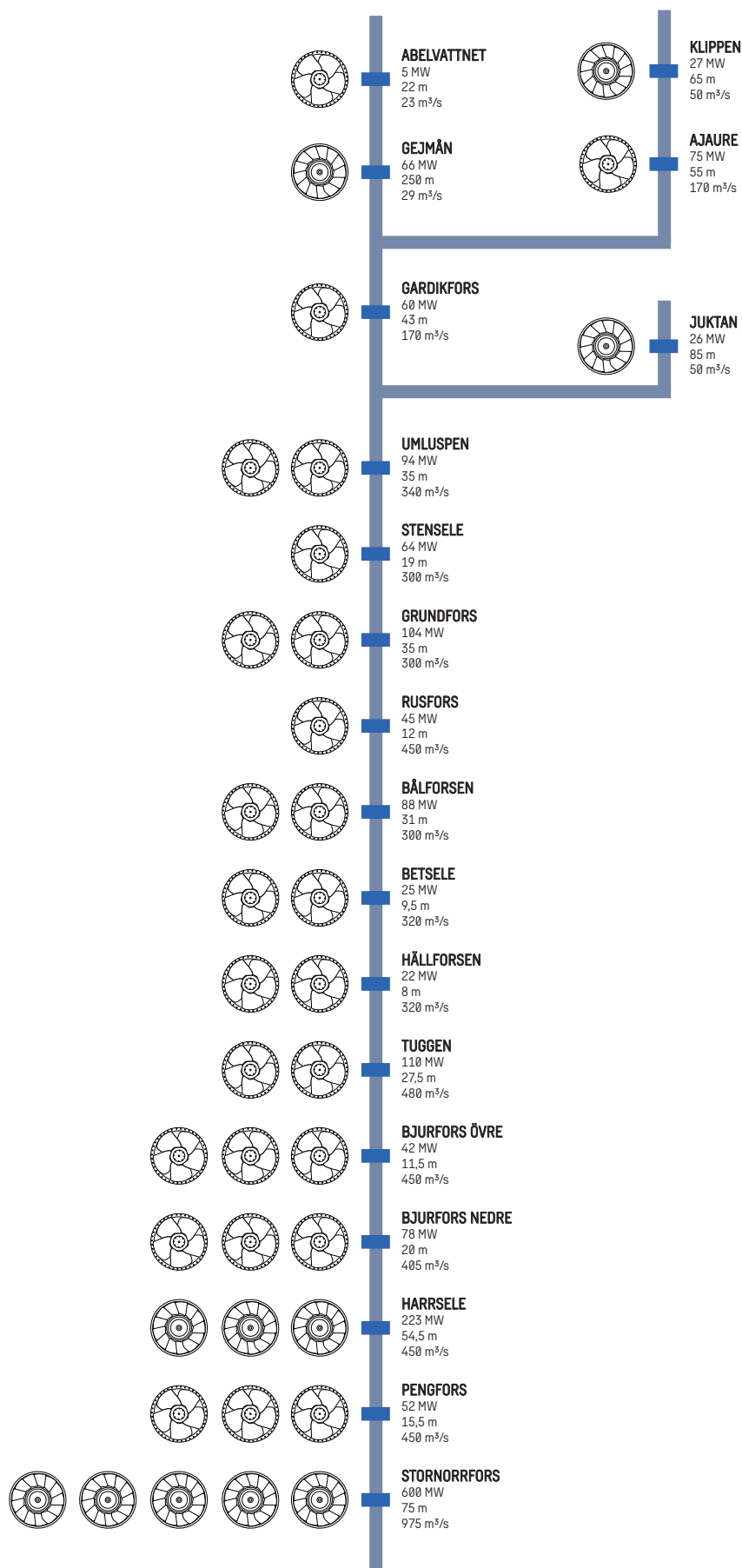
## Luleälven | Lilla Luleälven



# SKELLEFTEÄLVEN

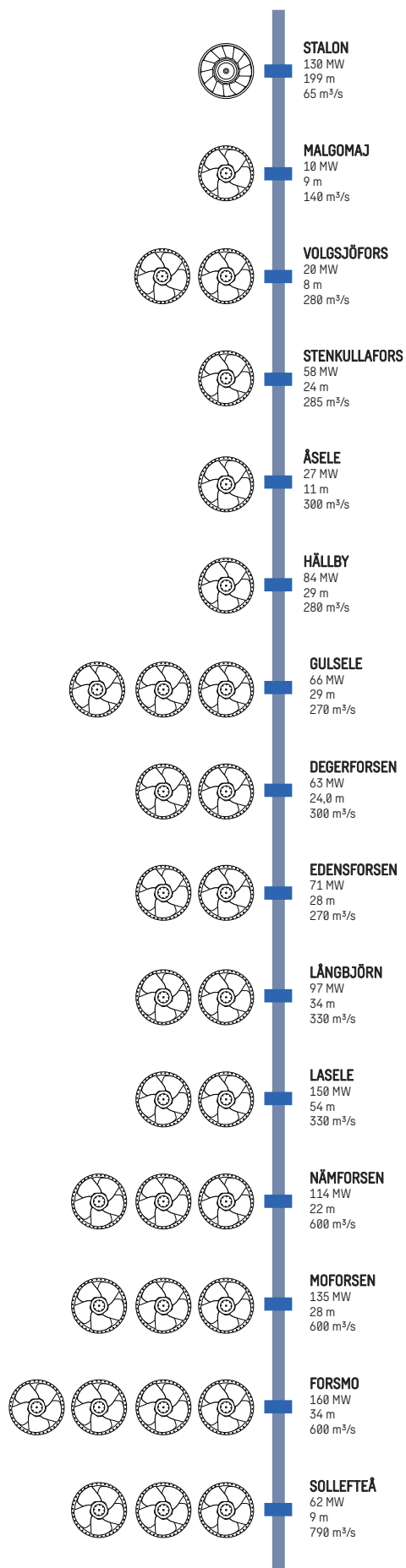


# UMEÄLVEN



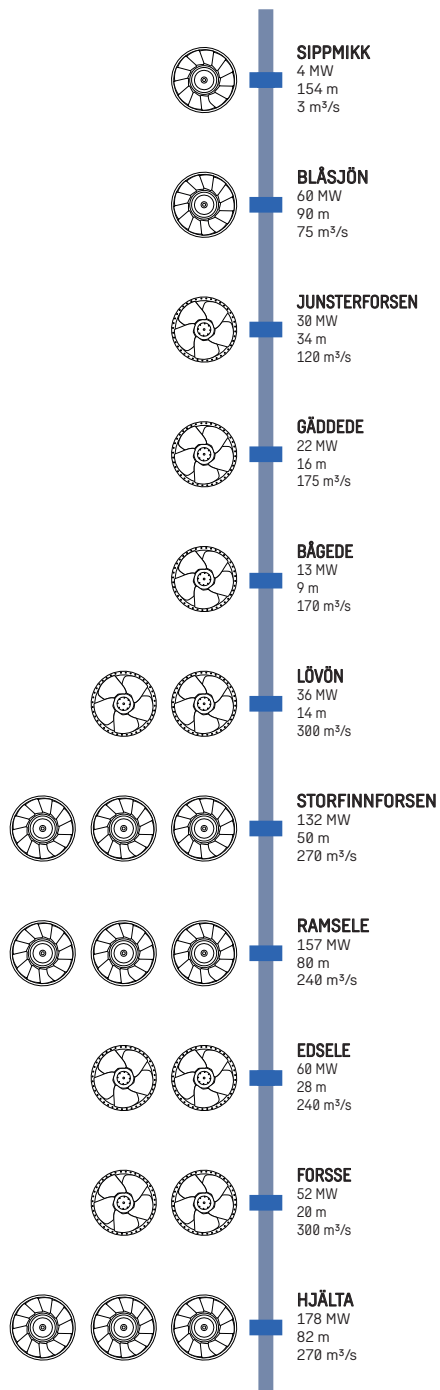
# ÅNGERMANÄLVEN

## Åseleälven



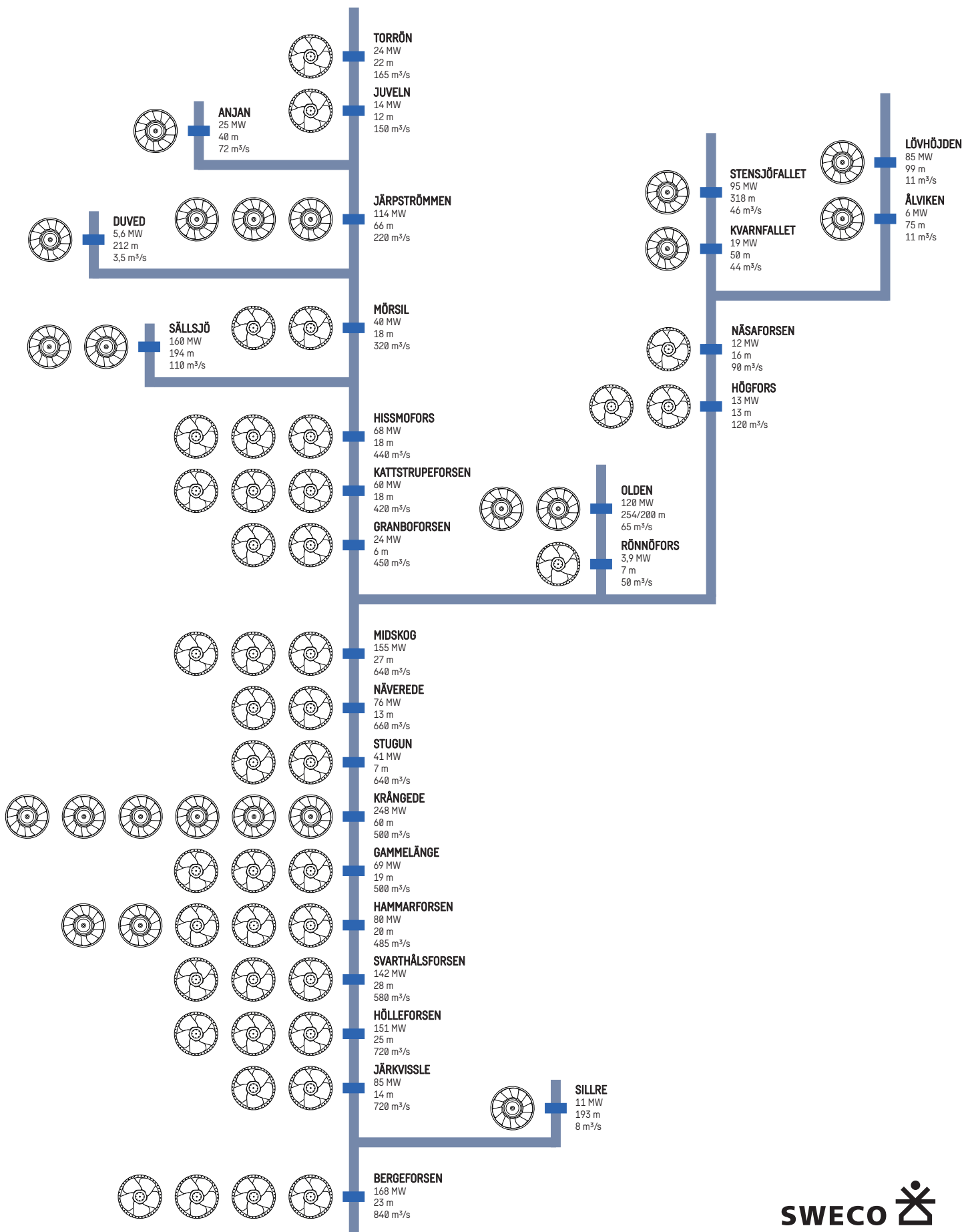
# ÅNGERMANÄLVEN

## Faxälven



# INDALSÄLVEN

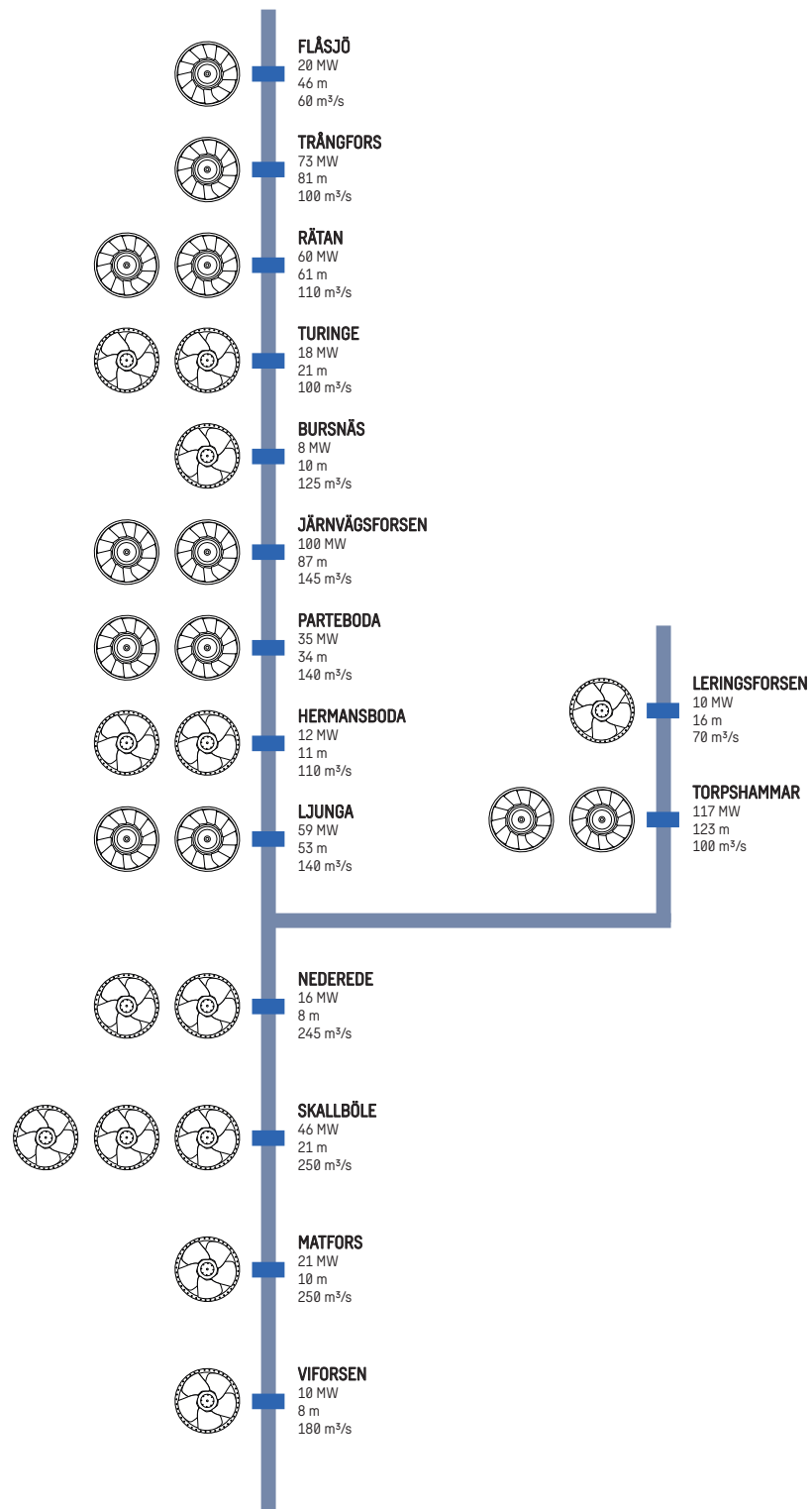
Storån | Åreälven | Långan | Härkan



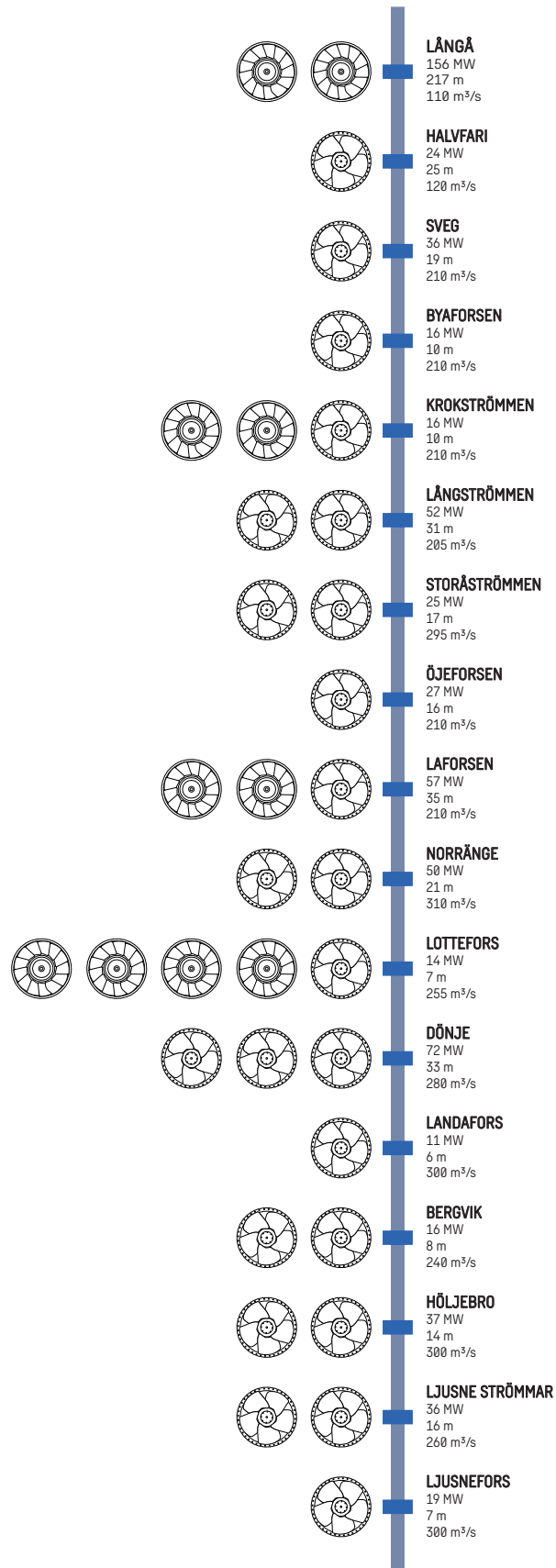


# LJUNGAN

Ljungan | Gimån

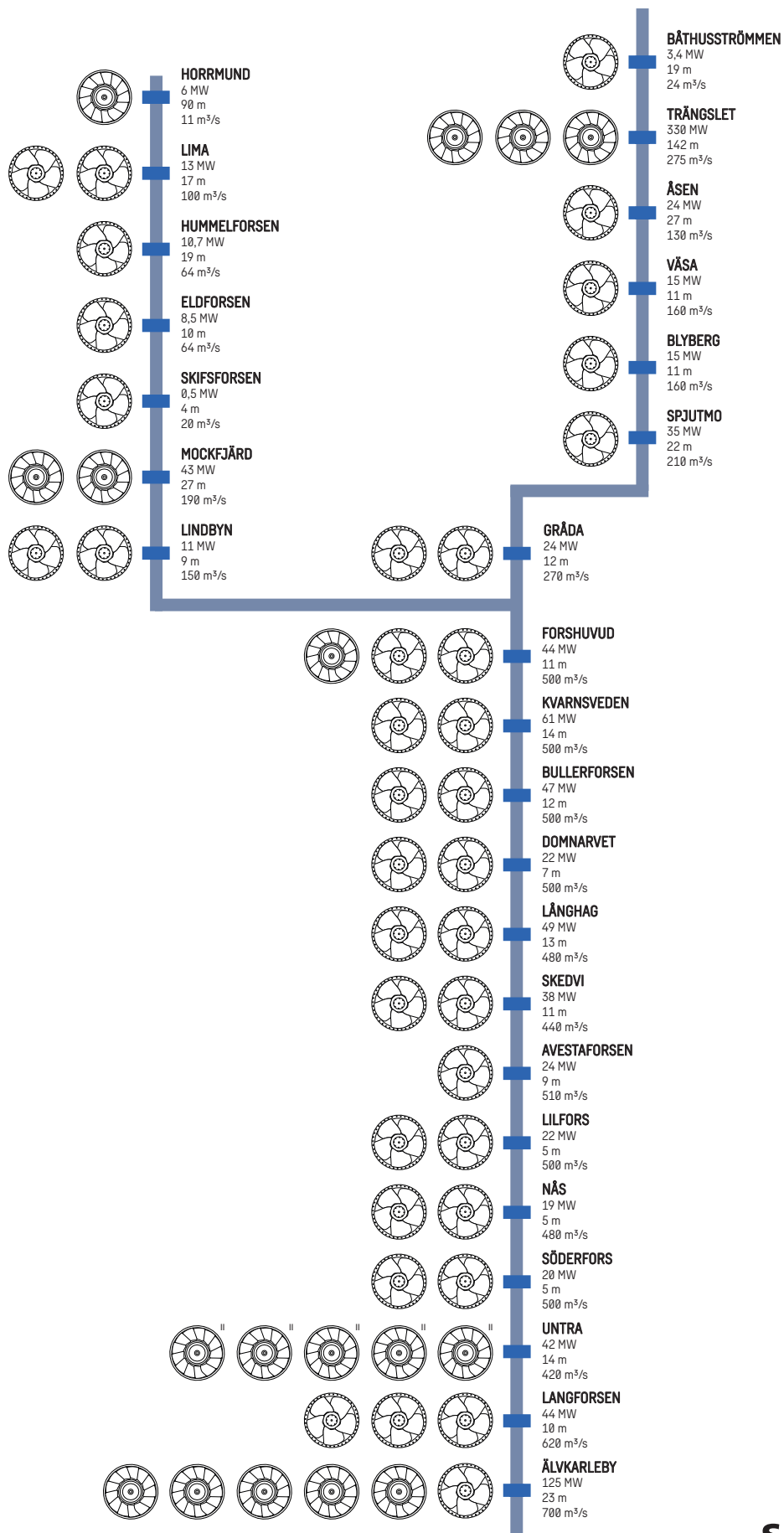


# LJUSNAN

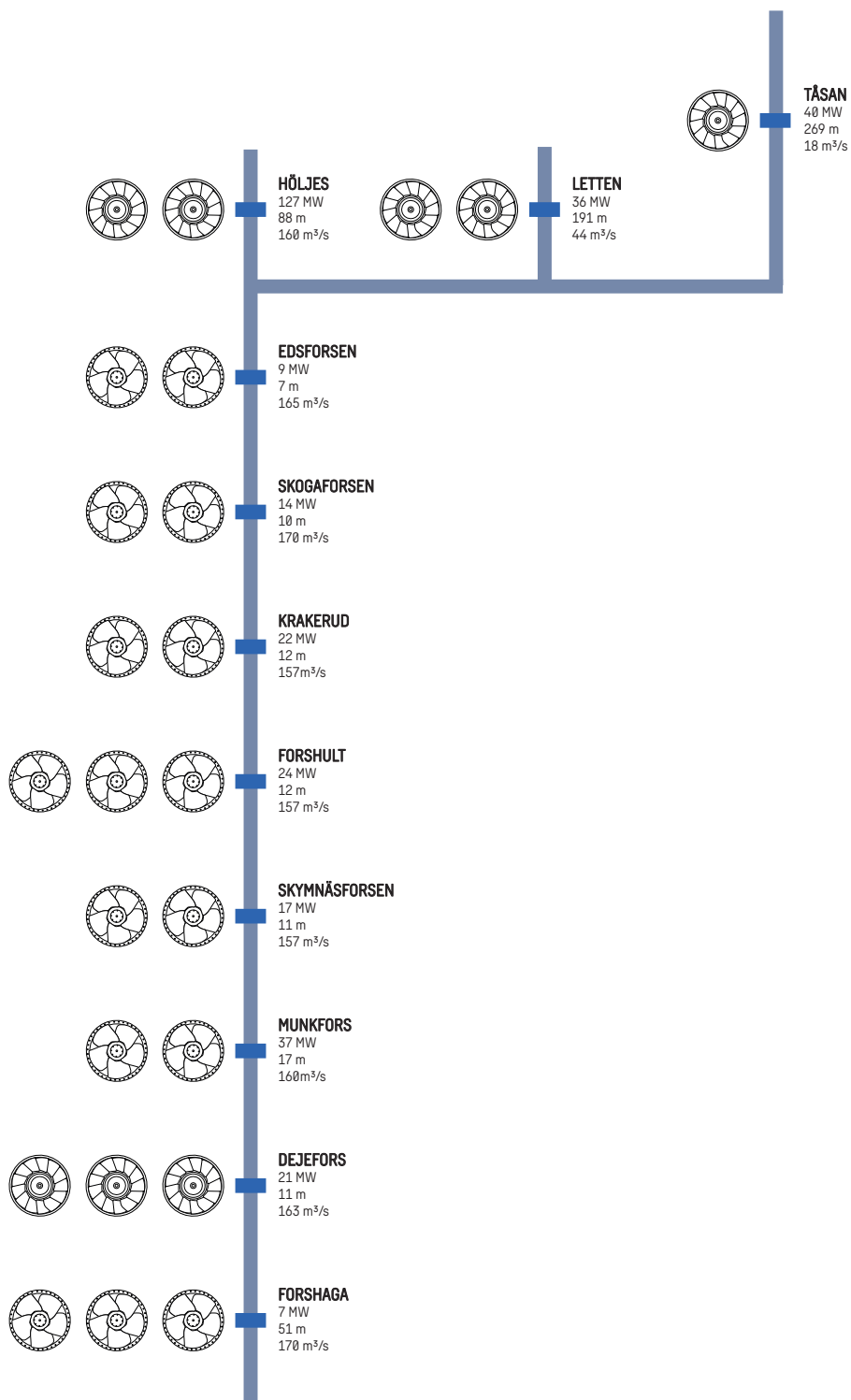


# DALÄLVEN

## Västerdalälven | Österdalälven



# KLARÄLVEN





## About Sweco

Sweco plans and designs the communities and cities of the future. Our work results in sustainable buildings, efficient infrastructure and access to electricity and clean water. With 14,500 employees in Europe, we offer our customers the right expertise for every situation. We carry out projects in 70 countries annually throughout the world. Sweco is Europe's leading architecture and engineering consultancy, with sales of approximately SEK 15.2 billion (EUR 1.7 bn) (pro forma 2014). The company is listed on Nasdaq Stockholm.

Sweco Energy Markets delivers value to our clients through deep insights on energy markets. We work with market design, regulation and market analysis. We support a continuous development of the market and help our clients to effectively participate on the energy markets.

**Insights. Delivered.**

