

Dr Janusz Steller

Instytut Maszyn Przepływowych
Polskiej Akademii Nauk

Ośrodek Hydrodynamiki

ul. J.Fiszera 14, 80-231 Gdańsk



+48 (58) 5225139



+48 (58) 3416144



+48 608 197185

e-mail: steller@imp.gda.pl



Gdańsk, 14 czerwca 2019

SPRAWOZDANIE Z PODRÓŻY STUDYJNEJ PO ELEKTROWNIACH WODNYCH POŁUDNIOWEJ NORWEGII

Podróż odbyła się w dniach 3-7 czerwca 2019 r. w ramach działalności bilateralnej ze środków Funduszy Norweskich w sektorze priorytetowym Środowisko, Energia, Zmiany Klimatyczne i Gospodarka Niskowęglowa. Wzięło w niej udział 22 uczestników - w tym 5 osób z Polski, 10 osób z Rumunii i 7 osób z Norwegii. Polscy uczestnicy reprezentowali następujące podmioty: Ministerstwo Środowiska, PGW Wody Polskie, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Instytut Maszyn Przepływowych PAN i Towarzystwo Elektrowni Wodnych. Koordynatorem ze strony polskiej było Ministerstwo Środowiska, które reprezentował p. Wojciech Łysik z Wydziału Programów Pomocowych w Departamencie Funduszy Ekologicznych. Stroną przyjmującą był Norweski Urząd ds. Zasobów Wodnych i Energii (NVE). NVE nie tylko sprawuje nadzór nad gospodarką i energetyką wodną, ale wydaje również wytyczne techniczne w tym zakresie. Z ramienia NVE wizytę prowadzili pp. Bjørn Aulie i Torodd Jensen. Pełną listę uczestników podano w załączniku 1.



Polscy uczestnicy podróży studyjnej z partnerami norweskimi nad brzegiem Otry.
Od lewej: K. Szczaluba (RZGW Warszawa), D.Karasek (NFOŚiGW), T.Jensen (NVE), B.Aulie (NVE),
W.Łysik (Ministerstwo Środowiska), J.Steller (IMP PAN/TEW), M.Cybura (RZGW Wrocław)

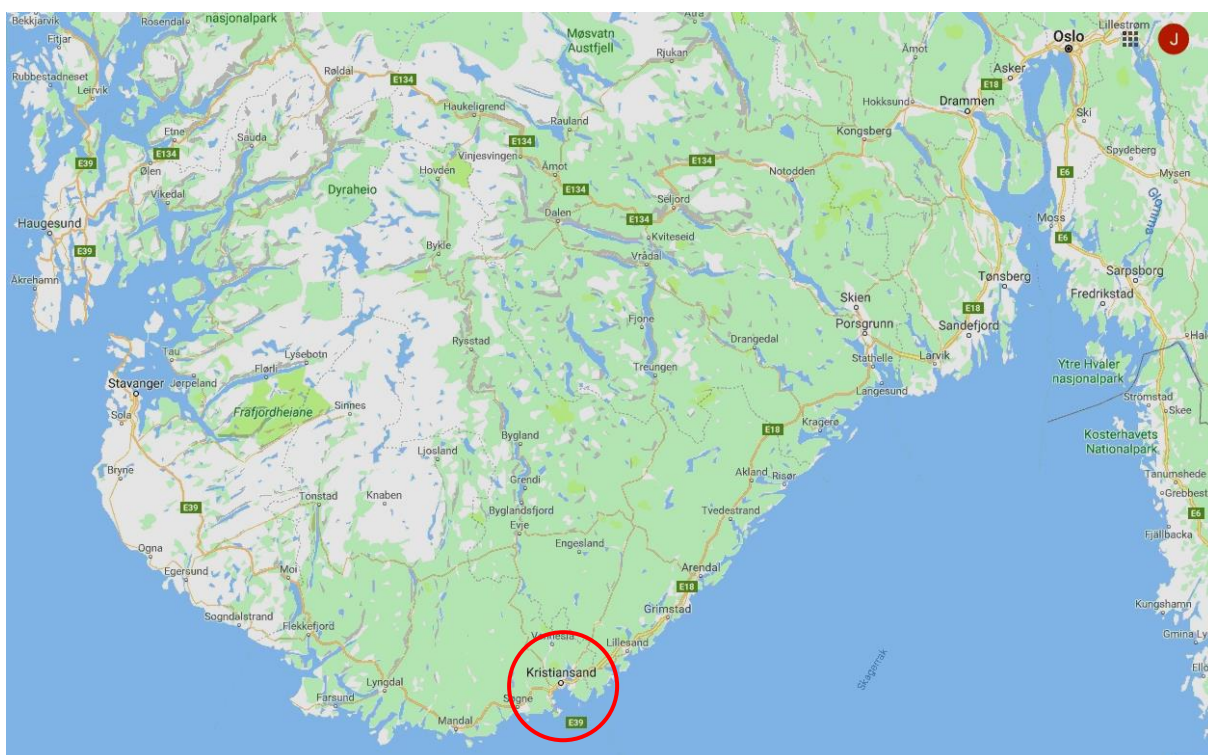
Celem podróży było zapoznanie przedstawicieli polskich podmiotów z doświadczeniami norweskimi w zakresie budowy i eksploatacji obiektów hydroenergetycznych w różnych uwarunkowaniach technicznych i środowiskowych.

Organizacja i program podróży

Część merytoryczną programu podróży podzielono na 3 części:

- dzień 1 (4.06): Spotkania seminaryjne w siedzibie firmy *Agder Energi* oraz *REC Solar Fiskå (Elkem)*;
- dzień 2 (5.06): Wizyty studyjne w dolinie rzeki Otra;
- dzień 3 (6.06): Wizyty studyjne w obiektach hydrotechnicznych dorzecza Mandali.

Bazą wypadową dla podróży było miasto portowe Kristiansand położone nad cieśniną Skagerrak, u ujścia rzeki Otry, w odległości około 320 km na południowy zachód od Oslo. Miasto nosi swoją nazwę od imienia króla Krystiana IV, który przebywał tu z wizytą w 1641 roku. Jego gospodarka została zbudowana w dużej mierze na przemyśle metalurgicznym związanym z niklem. Obecny tu dziś przemysł związany jest także z technologiami wydobywania ropy naftowej, fotowoltaiką i innymi sektorami. Pod względem liczby mieszkańców miasto Kristiansand zajmuje piąte miejsce w Norwegii. Kristiansand jest też stolicą okręgu Zachodni Agder.



Kristiansand usytuowane jest na południowym wybrzeżu Norwegii między Oslo a Stavanger (źródło: Google Maps)

Dla uczestników zarezerwowano pokoje w hotelu *Thon* zlokalizowanym przy ulicy Markensgate 39, w strefie pieszej centralnej dzielnicy o nazwie Kvadraturen. Przyjazd i zakwaterowanie w hotelu nastąpiło w dniu 3 czerwca. Wszyscy uczestnicy otrzymali tu szczegółowy program podróży studyjnej wraz z opisem wizytowanych obiektów. Jego rozszerzoną wersję otrzymaliśmy wkrótce po powrocie do Polski. Dokument ten wykorzystano przy opracowywaniu niniejszego sprawozdania.

Organizacją podróży polskich uczestników do Kristiansand i z powrotem zajęło się Ministerstwo Środowiska, które również dokonało zakupu biletów z przeznaczonych na ten cel środków Funduszy Norweskich. Podróż w dniach 5 i 6 czerwca odbyli uczestnicy wynajętym autokarem przedsiębiorstwa transportowego *Boreal*. Noc z 5/6 czerwca spędzili w hotelu *Revsnes* nad brzegiem jeziora zwanego Fiordem Byglandzkim (*Byglandsfjorden*). Integracji grupy sprzyjały przyjęcia kolacyjne w restauracji *Siøhuset*, przy kei promów pasażerskich, i w hotelu *Revsnes*. Dalsze szczegóły dotyczące programu przedstawiono w załączniku 2 i kolejnych rozdziałach tego dokumentu.



Markensgate i hotel Thon



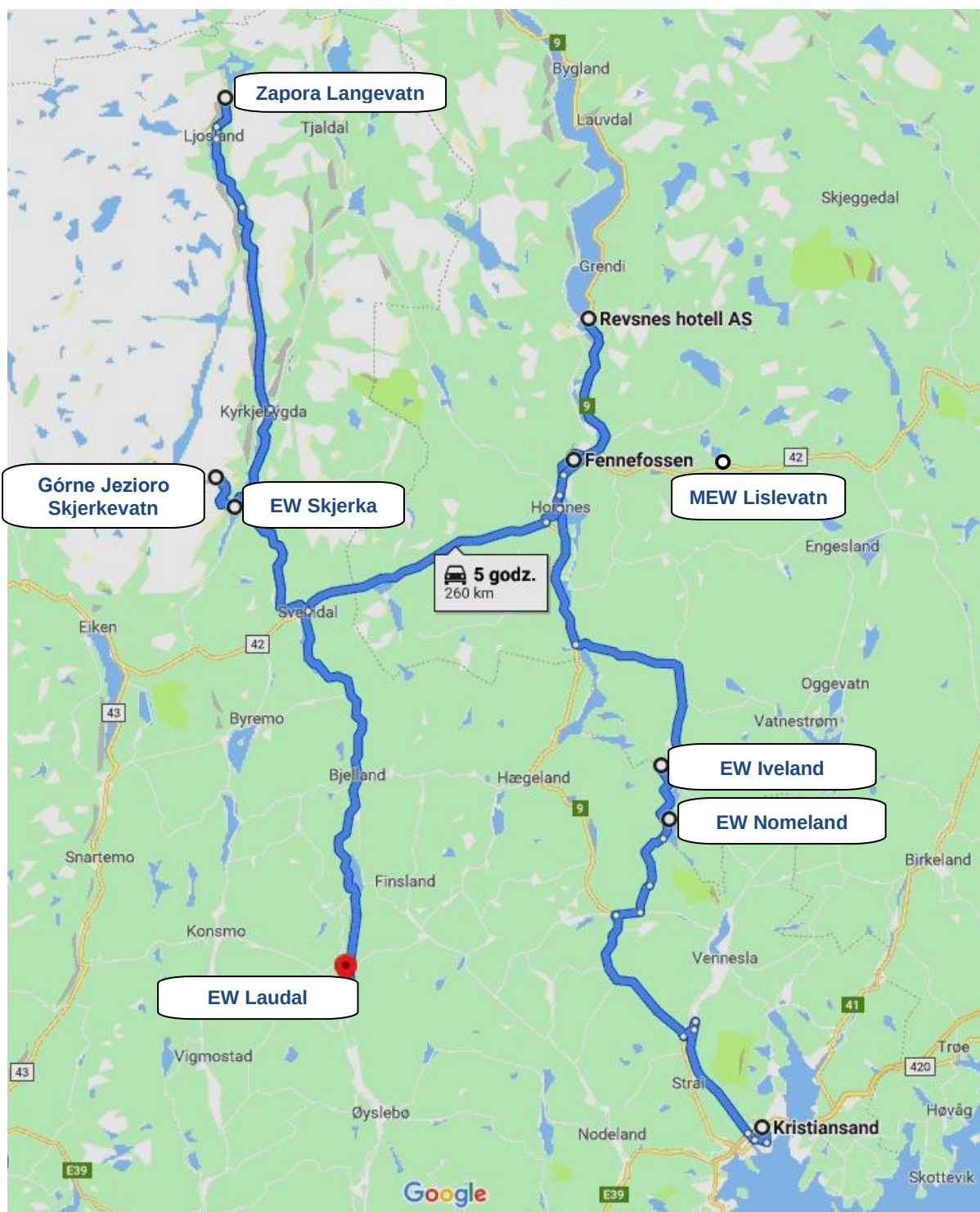
Kościół



Restauracja Sjøhuset



Pozostałości twierdzy morskiej Christianholm



Trasa podróży studyjnej (źródło: Google Maps)

Dzień 1

Agder Energi

Dzień pierwszy rozpoczął się od wizyty w siedzibie lokalnej spółki energetycznej *Agder Energi AS* oraz spotkania seminaryjnego, podczas którego przedstawiciele spółki przedstawili jej zasoby i działalność, projekty inwestycyjne oraz perspektywy rozwojowe - również kontekście wymiany międzynarodowej. Po przerwie na lunch głos zabrali przedstawiciele grupy studyjnej, którzy przedstawili kolejno stan energetyki wodnej w Polsce (autor) oraz działalność koncernu *Hidroelectrica* z Rumunii (L.A.Iovan).

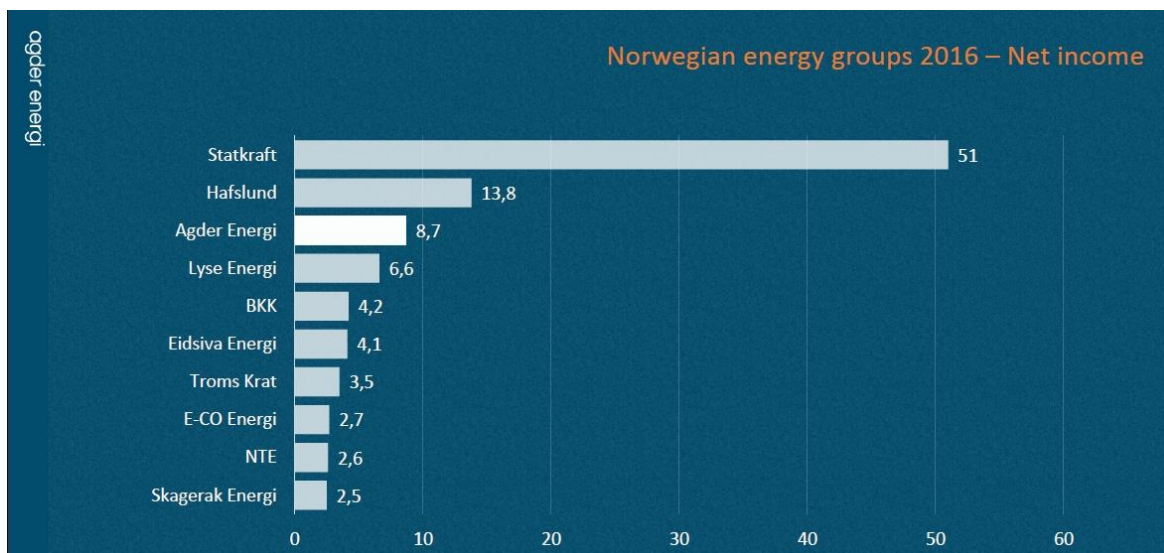


Przedstawiciele spółki *Agder Energi AS*, pp. Øystein Andreassen i Øyvind Stakkeland zaprezentowali jej profil, aktualny działalność oraz perspektywy rozwojowe

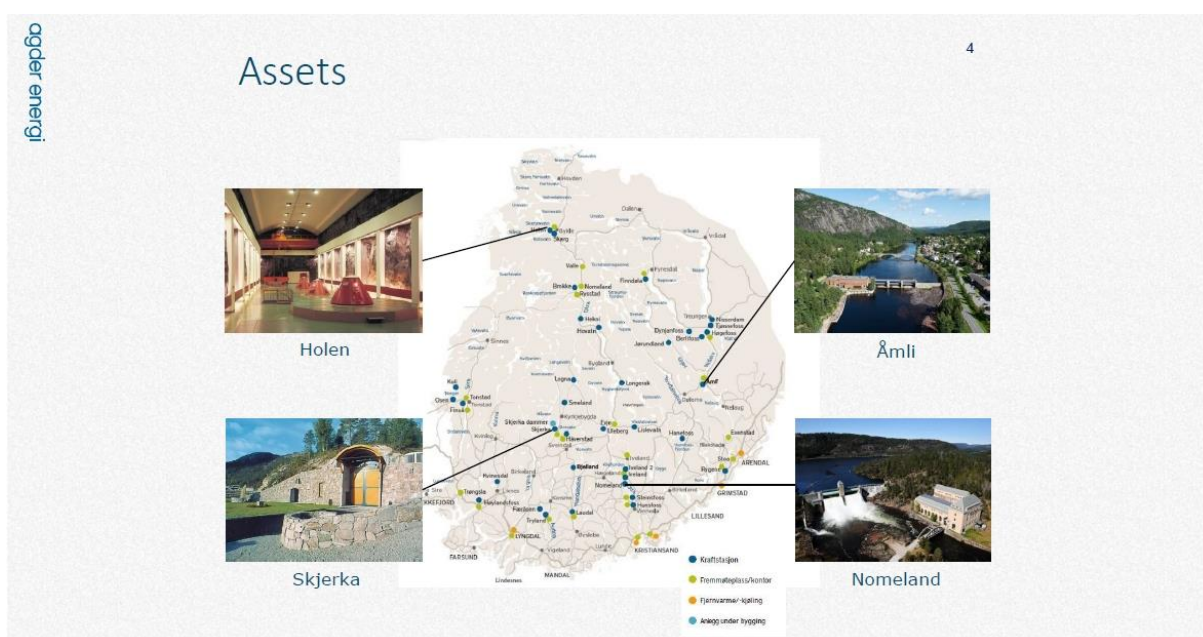
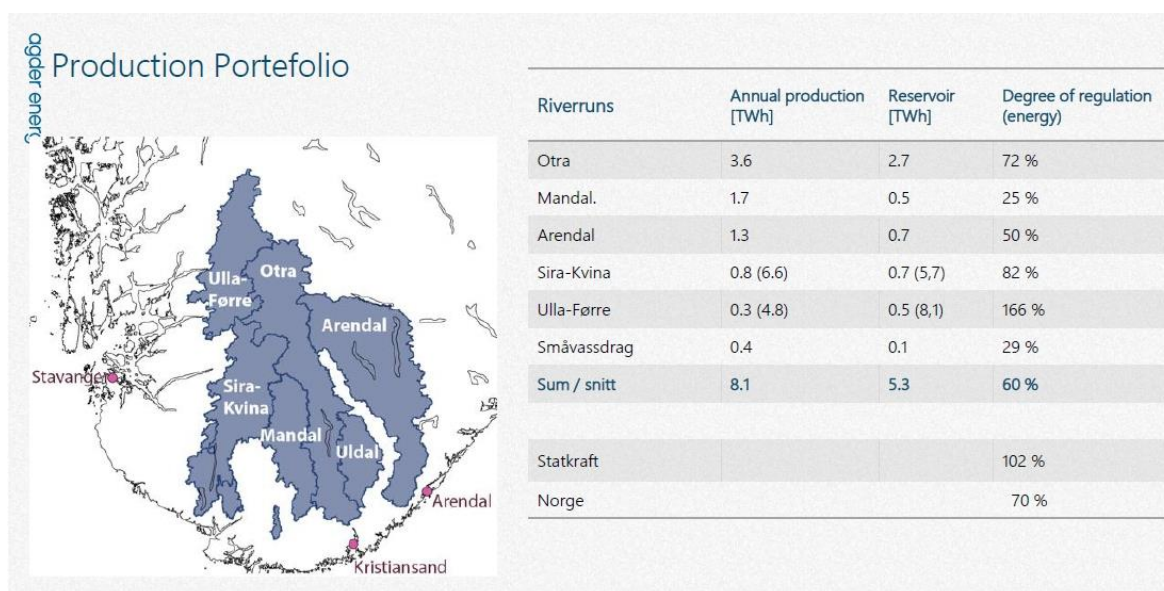
Agder Energi zajmuje w Norwegii trzecie miejsce pod względem produkcji i przychodu netto z działalności w sektorze elektroenergetyki. Działalność ta obejmuje wytwarzanie, dystrybucję i sprzedaż energii na terenie Wschodniego i Zachodniego Agderu, a także związane z energetyką usługi. Większość akcji spółki (54,5 %) należy do 30 gmin na terenie objętym działalnością. Pozostała część - do *Statkraft Industrial Holding AS*. Spółka zatrudnia około 1100 pracowników i jest jednym z największych przedsiębiorstw na terenie Południowej Norwegii.

Norwegia dysponuje olbrzymim, bo szacowanym na 213 TWh/rok, technicznym potencjałem hydroenergetycznym. Potencjał ten wykorzystuje w około 60 procentach dostarczając z tego źródła blisko 96 % energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym. Udział elektrowni ciepłych nie przekracza 2,5 %. Wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym kraju promuje się poprzez system certyfikatów energii elektrycznej. Od roku 2020 zabronione będzie stosowanie oleju opałowego do celów grzewczych.

Agder Energi jest właścicielem lub współwłaścicielem 47 elektrowni wodnych. Zarządza siecią, do której przyłączonych jest 78 elektrowni należących do 8 właścicieli. Średnioroczna produkcja wynosi 8,7÷8,8 TWh i jest oparta głównie o zasoby wytwórcze na rzekach Otra, Mandala i Arendal. Około 10 % wytwarzanej energii elektrycznej trafia poza granice kraju. Praca zbiorników i elektrowni wodnych jest optymalizowana cyfrowo. W horyzoncie długoterminowym wykorzystywane są w tym celu m.in. stochastyczne modele optymalizacji dynamicznej systemów rzecznych *Vansimtap* i *Prodrisk*, a w horyzoncie krótkoterminowym - oprogramowanie dostarczane przez firmę *Powel*, ściśle współpracującą z centrum badawczym SINTEF w Trondheim. Wyniki optymalizacji w postaci planów produkcji są udostępniane m.in. w formie plików programów *Python*, *Matlab* i *Excel*.



Przychody netto (%) norweskich przedsiębiorstw energetycznych, Ø.Andreassen (4.06.2019)

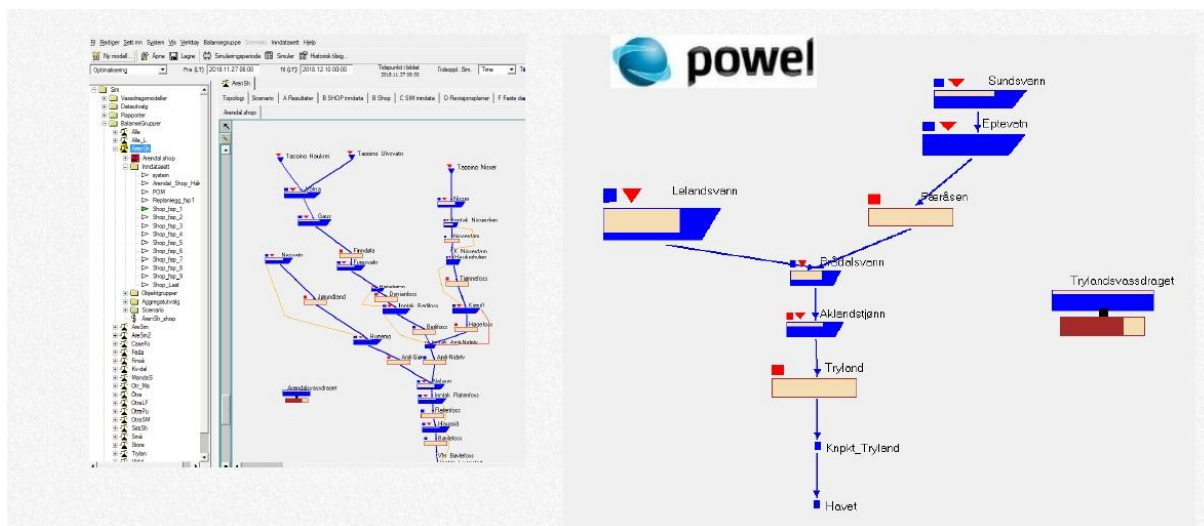


Zasoby wytwórcze spółki Agder SA, Ø.Andreassen (4.06.2019)

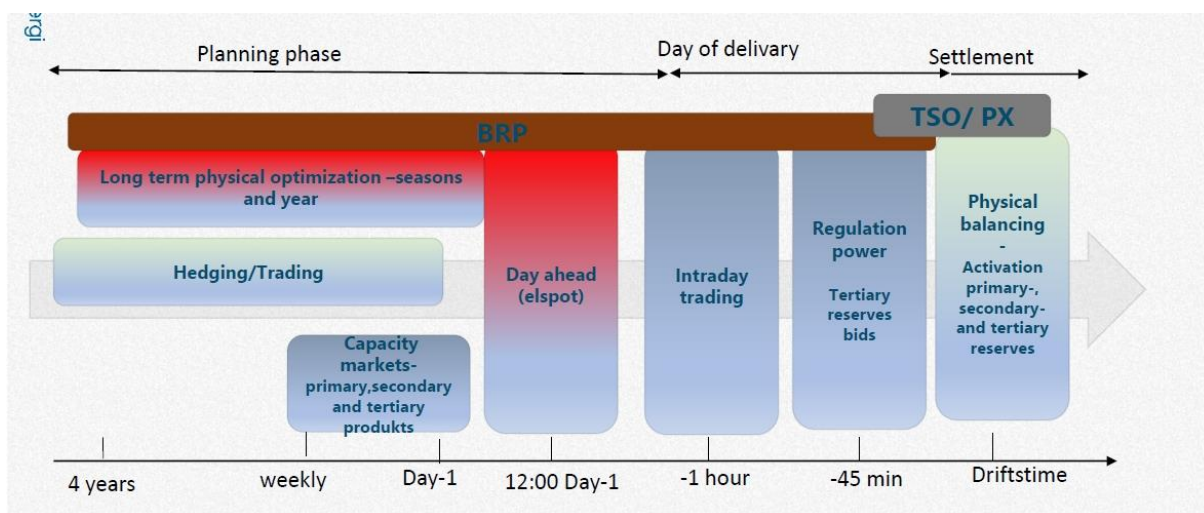
Spółka uczestniczy w rynkach energii i mocy na terenie Norwegii i Skandynawii. Jest uczestnikiem rynku dnia następnego i bieżącego w spocie *Nord Pool*. Oprócz tego bierze udział w aukcjach następujących rynków bilansujących rezerw mocy *Statnett*:

- rynek rezerw pierwotnych (FCR), uruchamianych automatycznie w ciągu 30 sekund;
- rynek rezerw wtórnych (aFRR), uruchamianych automatycznie w ciągu 3 minut;
- rynek rezerw trójnych (mFRR), uruchamianych ręcznie w ciągu 15 minut.

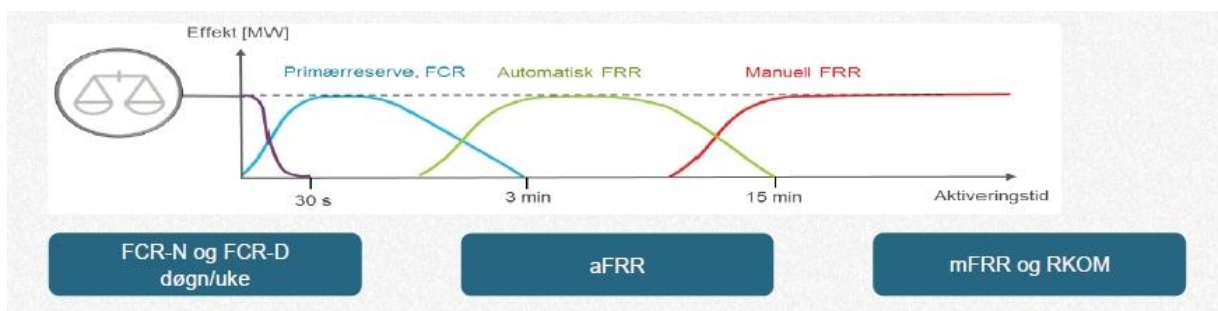
W ostatnim przypadku chodzi o klasycznie rozumianą moc regulacyjną.



Krótkoterminowa optymalizacja pracy elektrowni wodnych jest prowadzona przy użyciu oprogramowania dostarczanego przez firmę Powel ściśle współpracującą z ośrodkiem SINTEF w Trondheim, Ø.Andreassen (4.06.2019)



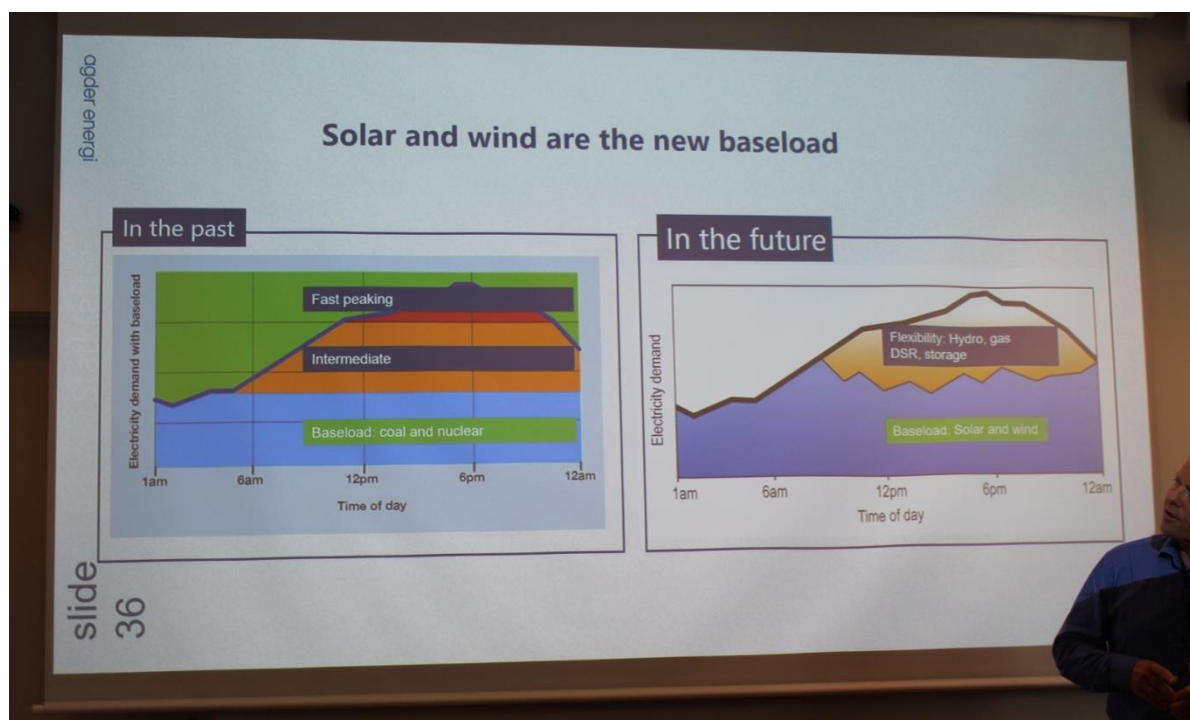
Spółka uczestniczy w różnych rynkach energii i mocy na terenie Norwegii, Ø.Andreassen (4.06.2019)



Transakcje na rynku mocy Statnett dotyczą różnych produktów, Ø.Andreassen (4.06.2019)

Duże oczekiwania związane są ze wzrostem możliwości oferowania usług na kontynencie europejskim i na wyspach brytyjskich dzięki planowanemu uruchomieniu nowych linii stałoprądowych (HVDC) - do Niemiec w roku 2020 i do Wielkiej Brytanii w roku 2021. Za pośrednictwem operatora systemu przesyłowego Agder Energi zamierza też wnieść swój wkład w takie planowane inicjatywy europejskie, jak MARI (*Manually Activated Reserves Initiative*), czy PICASSO (platforma automatycznie uruchamianej rezerwy ARCzM)

Wzrost zapotrzebowania na moc regulacyjną związany będzie przede wszystkim ze zmianą struktury zasilania sieci elektroenergetycznych w podstawie obciążenia, gdzie miejsce instalacji węglowych i jądrowych zajmą ostatecznie elektrownie wiatrowe i słoneczne - stwierdził w swojej prezentacji p. Øyvind Stakkeland. Jak wynika z prognoz centrum badawczego SINTEF, należy oczekiwać rozwoju sieci elektroenergetycznej łączącej morskie farmy wiatrowe. Niezbędną elastyczność systemu elektroenergetycznego zapewnią: energetyka wodna, gazowa, reakcja strony popytowej (DSR - *Demand Side Response*) i magazyny energii. Jak wynika z prognoz stowarzyszenia *Euroelectric* udział trzech ostatnich czynników wyraźnie wzrośnie w stosunku do stanu w dniu dzisiejszym.



P. Ø.Stakkeland omawia przewidywaną zmianę struktury zasilania europejskich sieci elektroenergetycznych

Agder Energi przygotowuje się do wzrostu popytu na moc regulacyjną wykorzystując swoje dobre wyniki ekonomiczne. Znacząca część przychodów jest inwestowana w rozwój zasobów wytwórczych. Najpoważniejsze inwestycje ostatnich lat dotyczą infrastruktury hydrotechnicznej elektrowni wodnej Skjerka położonej nad jeziorem Øre w dolinie Mandal. W roku 2018 oddano do eksploatacji dwie zapory na jeziorze Skjerkevatn, stanowiącym zbiornik górny elektrowni. Pozwoliło to na podniesienie poziomu wody w jeziorze o 23 m i ostateczne połączenie go w jeden wielki zbiornik z sąsiednim jeziorem Nåvatn. Obecnie trwają prace przy budowie nowej zapory przy jeziorze Langevatn w górnym biegu Mandal, skąd woda dostarczana jest do zbiornika górnego elektrowni Skjerka. Zapora pozwoli na zwiększenie poziomu wody w jeziorze Langevatn o około 10 m.

Łącząca oba jeziora 13-kilometrowa sztolnia jest poddawana renowacji. Na odcinku 7 km woda płynąć będzie nową sztolnią o czterokrotnie większym przekroju. Z uwagi na niejednorodny charakter górotworu sztolnia będzie wyłożona okładziną betonową, co zwiększy poziom bezpieczeństwa i zmniejszy straty hydrauliczne. Jest możliwe, że w kolejnych latach nowa sztolnia zostanie poprowadzona aż do zbiornika górnego jeziora Skjerka, a u jej wylotu zbudowana zostanie kolejna elektrownia.

Inwestycje nie ominęły również samej elektrowni Skjerka. Już w roku 1997 zbudowano nową halę maszyn w kawernie wewnątrz masywu górskiego, w odległości około 800 m od dotychczas użytkowanego budynku. Wyposażono ją w hydrozespół o mocy znamionowej około 100 MW. W ostatnich latach wycofano z ruchu wcześniej eksploatowane hydrozespoły, a obecnie trwają prace montażowe drugiego hydrozespołu w nowej lokalizacji. Przewiduje się, że niezależnie od wzrostu mocy regulacyjnej, poczynione inwestycje pozwolą na zwiększenie produkcji rocznej o około 42 GWh.

Wystąpienia przedstawicieli *Agder Energi* zakończyło się przerwą, po której przewidziano prezentacje przedstawicieli delegacji z Polski i Rumunii. Autor tego dokumentu wystąpił z prezentacją pt *Energetyka wodna w Polsce - wyzwania i szanse*. W swoim wystąpieniu omówił krótko historię rozwoju polskiej hydroenergetyki. Wskazał, że nasz stosunkowo skromny potencjał techniczny (ca. 12 TWh/rok) wykorzystujemy w bardzo niewielkim stopniu (poniżej 20 %), a w ostatnich dwóch latach obserwowano spadek mocy zainstalowanej polskich elektrowni wodnych z uwagi na utrzymującą się przez dłuższy czas dramatyczną sytuację ekonomiczną małych elektrowni wodnych. Zwrócił też uwagę na obserwowany spadek udziału OZE w polskim miksie energetycznym.

Wśród szans rozwojowych zwrócił w pierwszym rzędzie uwagę na rosnącą świadomość postępujących zmian klimatycznych oraz konieczności rozwoju niestabilnych źródeł energii - a zwłaszcza energetyki słonecznej i wiatrowej. Od pewnego czasu świadomość ta narasta również wśród władz centralnych kraju. Stan ten powinien przyczynić się także do zrozumienia konieczności rozbudowy regulacyjnych źródeł energii, szerszego sięgania do możliwości, jakie oferują zbiornikowe elektrownie wodne i kaskady rzeczne, a także - do wznowienia inwestycji w elektrownie szczytowo-pompowe.

Istotną szansą rozwojową jest obserwowana od pewnego czasu zmiana krajowej polityki wobec gospodarki wodnej. Składane deklaracje świadczą, że deficyt wody, sygnalizowany już od lat siedemdziesiątych ubiegłego wieku, jest coraz lepiej dostrzegany przez władze państwowe. Z drugiej strony narasta świadomość postępującego zagrożenia anomaliami pogodowymi zwiększającymi m.in. zagrożenie powodziowe. Nadzieję budzą pierwsze działania zmierzające do odtworzenia i rozbudowy szlaków żeglugi śródlądowej, co wymaga budowy stopni wodnych – zwłaszcza na największych polskich rzekach – Wiśle i Odrze.

Powołane 2 lata temu do życia Państwowe Gospodarstwo Wodne „Wody Polskie” zamierza angażować się inwestycyjnie zarówno w budowę stopni wodnych, jak i zlokalizowanych przy nich elektrowni niskospadowych. Zyski ze sprzedaży energii elektrycznej mają wspierać dalszą działalność inwestycyjną na rzecz gospodarki wodnej. Zaplanowane na bieżący rok uruchomienie EW Świnna Poręba i EW Malczyce powinny w końcu przełamać spadek mocy zainstalowanej w sektorze energetyki wodnej. Satysfakcji nie może oczywiście budzić 30-letni czas trwania procesu inwestycyjnego. Zagrożeniem dla ambitnych planów PGW Wody Polskie jest brak kadry przygotowanej do realizacji zadań w tak szerokim zakresie oraz ryzyko braku środków finansowych na pokrycie nakładów inwestycyjnych. Dlatego środowisko hydroenergetyków polskich opowiada się za ścisłym współdziałaniem krajowej gospodarki wodnej z energetyką zawodową.

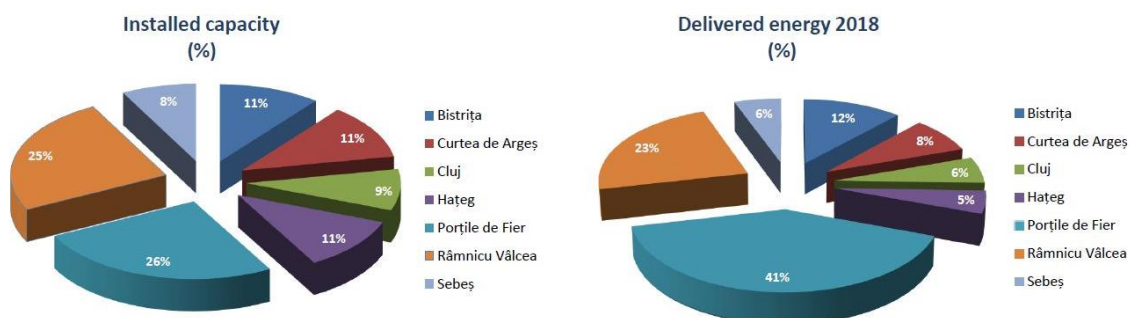
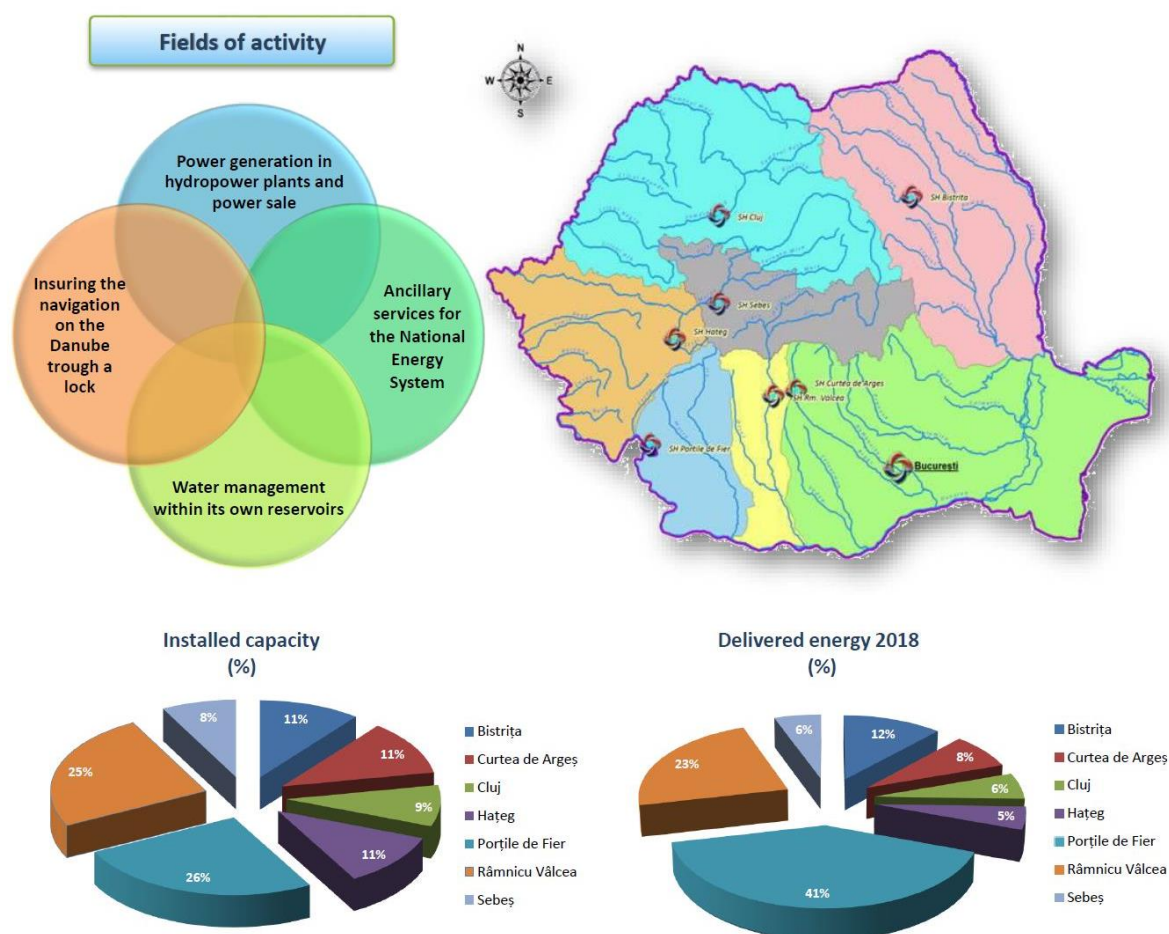
Kończąc swoją wypowiedź autor zaprosił uczestników do udziału w tegorocznej Polskiej Konferencji Hydroenergetycznej HYDROFORUM 2019. Tym razem konferencja obradować będzie w Polańczyku nad Zalewem Solińskim i zostanie połączona z wizytą techniczną w EW Solina. Osobom zainteresowanym rozdał autor komunikat konferencyjny oraz foldery Towarzystwa Elektrowni Wodnych i Ośrodka Hydrodynamiki Instytutu Maszyn Przepływowych PAN.

Spotkanie zakończyła prezentacja koncernu *Hidroelectrica* z Rumunii. Profil firmy, jej zasoby wytwórcze, wyniki produkcyjne oraz zamierzenia inwestycyjne przedstawił p. Laurențiu A. Iovan, kierownik Działu Zabezpieczenia Ruchu Elektrowni. Techniczny potencjał hydroenergetyczny Rumunii (34,5 TWh/rok) jest blisko 3 razy większy niż potencjał Polski, lecz jest wykorzystywany w około 50 %, co stanowi 28 % energii elektrycznej wytwarzanej w kraju. Lwią część produkcji hydroenergetyki rumuńskiej dostarcza koncern państwowy *Hidroelectrica*, który jest właścicielem wszystkich dużych elektrowni wodnych. Łączna moc zainstalowana wynosi 6444 MW (stan na 31.12.2018). Fir-

ma prowadzi działalność wytwórczą poprzez 7 oddziałów z obszarami działania wynikającymi częściowo z hydrografii. 41 % energii elektrycznej wytworzonej w roku 2018 pochodziło z Oddziału Żelazne Wrota (*Porțile de Fier*). Oprócz produkcji energii elektrycznej i świadczenia usług systemowych, *Hidroelectrica* jest odpowiedzialna za żeglugę przez śluzy Żelaznych Wrót i prowadzi gospodarkę wodną na przynależnych jej zbiornikach.

Wzrost cen energii sprzyja rentowności firmy, lecz duże część przychodu jest oddawana państwu w formie dywidendy. Niemniej, *Hidroelectrica* prowadzi działalność inwestycyjną w formie modernizacji swoich zasobów, a w latach 2019-23 przewiduje wzrost swoich mocy wytwórczych o 228 MW, co powinno spowodować przyrost produkcji o około 647 GWh rocznie.

Hidroelectrica has 7 branches, entities without legal personality:
Bistrița, Curtea de Argeș, Cluj, Hațeg, Porțile de Fier, Râmnicu Vâlcea and Sebeș



No.	Branch	Installed capacity (MW)	Delivered energy (GWh)	Delivered energy (GWh)	2018/2017
		31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	
1	Bistrița	683	1,502	1,991	133%
2	Curtea de Argeș	740	1,013	1,335	132%
3	Cluj	556	659	988	150%
4	Hațeg	719	498	852	171%
5	Porțile de Fier	1,660	6,521	6,918	106%
6	Râmnicu Vâlcea	1,585	2,983	3,888	130%
7	Sebeș	501	642	940	146%
Total		6,444	13,818	16,913	122%

REC Solar Norway

REC (*Renewable Energy Corporation*) jest czołową europejską marką w produkcji paneli słonecznych i globalnym dostawcą produktów związanych z energią słoneczną. Firma została założona w Norwegii w 1996 roku i zatrudnia 2000 osób na całym świecie, w tym w Singapurze, gdzie zlokalizowana jest duża część produkcji. Od roku 2015 *REC Norway* należy do korporacji *Elkem* z siedzibą w Oslo, która specjalizuje się w technologiach krzemowych i której właścicielem jest chiński gigant *Bluestar*. Siedzibą operacyjną spółki *Bluestar Elkem* jest Singapur.

Od początku swego istnienia spółka wyprodukowała 34 miliony paneli o łącznej mocy generacyjnej 8,7 GW. Obecnie produkcja roczna odpowiada mocy 1,5 GW. Zastosowana technologia produkcji krzemu solarne pozwoliła na czterokrotne zmniejszenie zużycia energii w porównaniu z konwencjonalną technologią firmy Siemens. Według zapewnień firmy, produkowane panele charakteryzują się wyjątkowo wysokim współczynnikiem wykorzystania energii promieniowania słonecznego i dużą odpornością na trudne warunki środowiskowe.

Działalność produkcyjna i badawczo-rozwojowa firmy *REC Solar Norway* jest zlokalizowana w Kristiansand, w portowej dzielnicy Fiskå. Grupa studyjna przyjechała tu bezpośrednio z siedziby *Agder Energi*. Proces technologiczny stawia wyjątkowo duże wymagania dotyczące utrzymania czystości. Przed wejściem do pomieszczeń produkcyjnych wszyscy uczestnicy grupy studyjnej zostali poproszeni o założenie specjalnego obuwia oraz ubrania ochronnego. Wykonywanie zdjęć nie było możliwe. Zdjęcia z przebiegu procesu produkcyjnego w Kristiansand nie są również upubliczniane na stronach internetowych. Z uwagi na fakt, że w procesie wytwarzania silikonu fotowoltaicznego korzysta się z pieców magnetycznych, autor nie miał możliwości zapoznać się z działalnością firmy jedynie na podstawie prezentacji na początku wizyty oraz materiałów zamieszczonych na stronach internetowych.



Firma zlokalizowana jest bezpośrednio przy nabrzeżu, w dzielnicy portowej Fiskå (źródło: *Google Maps*)

Dzień 2

Nomeland

Nomeland jest jedną ze starszych elektrowni wodnych w Norwegii. Uruchomiona została w roku 1920. Elektrownia wyposażona jest w 4 hydrozespoły z turbinami firmy *Kvaerner* i generatorami wyprodukowanymi przez zakłady *Brown Boveri* z Kristianii (dziś: Oslo). Łączna moc instalowana hydrozespołów wynosi 28,9 MW, zaś produkcja średnioroczna - około 169 GWh. Trzy hydrozespoły wyposażone są w rzadko już dziś spotykane poziome turbiny Francisa w wersji „kotłowej”. Podobne – lecz znacznie mniejsze – turbiny spotkać można w Polsce w EW Straszyn w pobliżu Gdańska. Trzeci hydrozespół wyposażony jest w klasyczną turbinę pionową zainstalowaną prawdopodobnie w roku 1922. W elektrowni zachowała się nastawnia z szafami rozdzielczymi i pulpitem sterowniczym sprzed czasów komputeryzacji.



Elektrownia wodna Nomeland. Widok z zapory

Elektrownia zlokalizowana jest w gminie Iveland, około 35 km na północ od Kristiansand. Zamek wodny i budynek elektrowni usytuowano na lewym brzegu rzeki Otry. Do produkcji energii elektrycznej wykorzystuje spad o wartości średniej 20,44 m. Spad ten uzyskiwany jest wskutek piętrzenia wód rzeki zaporą z jazem segmentowym. Woda doprowadzana jest do budynku elektrowni ujściem bocznym i 10-metrową sztolnią, za którą znajduje się niecka wlotowa z zamkiem wodnym. Stąd woda jest kierowana krótką derywacją ciśnieniową bezpośrednio do poszczególnych turbin. Z uwagi na stosunkowo niewielką pojemność niecki wyposażono ją w upust przelewowy, który zapobiega nadmiernemu piętrzeniu wody w przypadku gwałtownego odstawienia turbin. Po prawej stronie jazu znajduje się upust dennej oraz miejsce przerzutu napływających zanieczyszczeń. Niegdyś w tym miejscu przerzucano spławiane rzeką pnie drzew. Sprawność turbin i ogólny stan techniczny niektórych budowli hydrotechnicznych pozostawiają wiele do życzenia i stąd właściciel rozważa modernizację elektrowni.

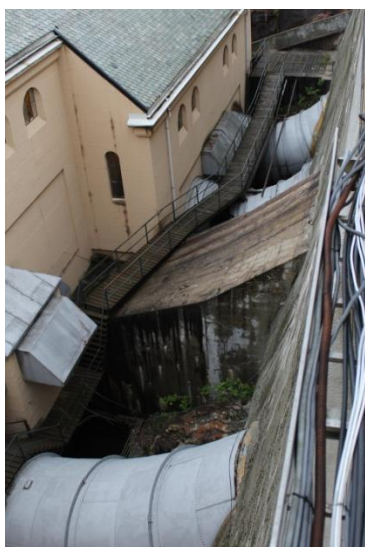
Przed wejściem do elektrowni na grupę studyjną oczekiwał dyżurny inżynier wspólnie z inż. Edgarem Ommundsenem przybyłym tu z Kristiansand. Inż. E.Ommundsen oprowadzał grupę także podczas wizyt w kolejnych obiektach *Agder Energi*.



EW Nomeland: hala maszyn



EW Nomeland: Pulpit sterowniczy w nastawni



EW Nomeland: Budowle i urządzenia hydrotechniczne

Iveland

Elektrownie wodne Iveland 1 i 2 położone są około 6 km w górę rzeki, na jej lewym brzegu. Obie pracują pod spadem średnim 50,45 m wykorzystując wody jeziora zaporowego Gåseflå dostarczane do elektrowni osobnymi sztolniami o długości 2,6 i 2 km. Pierwszą z nich uruchomiono w roku 1949. Elektrownia wyposażona jest w 3 hydrozespoły z turbinami Francisa o łącznej mocy instalowanej 44,3 MW i produkcji średniorocznej 324 GWh. Ponieważ elektrownia nie jest w stanie samodzielnie wykorzystać dużej części wody, na początku tego stulecia zdecydowano o budowie drugiego obiektu.

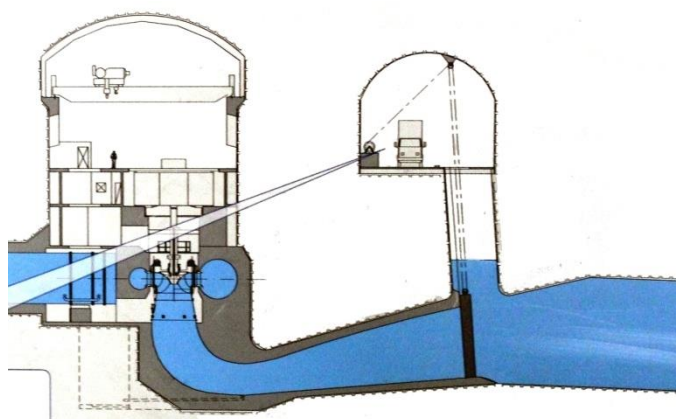


Elektrownie wodne Iveland 1 i 2 położone są na lewym brzegu Otry (źródło: Agder Energi)

Elektrownię Iveland 2 zdecydowano się umieścić w kawernie wewnątrz masywu górskiego. Wyposażono ją w jeden pionowy hydrozespół z turbiną Francisa produkcji *Alstom Hydro Iberica* o mocy znamionowej 45 MW przy spadzie netto 49 m. Koncern *Alstom* jest również dostawcą generatora. Moc pozorna generatora wynosi 52 MVA, zaś szybkość obrotowa hydrozespołu - 176 obr/min.

Roboty budowlane przy elektrowni rozpoczęto latem 2013 roku, zaś w maju roku 2016 elektrownię oddano do ruchu. Elektrownia pracuje bezobsługowo. Produkcja średnioroczna wynosi 150 GWh.

Przy wyjściu z sztolni komunikacyjnej uczestnicy otrzymali lekki lunch, po czym udali się w kierunku miejscowości Evje, gdzie znajduje się bystrze o nazwie Fennefoss. Podjęta próba odwiedzenia zapory na jeziorze Gåseflå okazała się nieudana. Gabaryty autokaru były zbyt duże dla tuneli drogowych prowadzących w kierunku jeziora.



**Z wizytą w EW Iveland 2 (źródło: Agder Energi i zdjęcia własne).
Zdjęcie dolne: wyjaśnień udziela inż. Edgar Ommundsman**

Fennefoss

Bystrze Fennefoss zlokalizowane jest w miejscowości Evje, w odległości około 30 km w górę rzeki od elektrowni Iveland. Jest to już ostatnie takie miejsce na dolnym odcinku Otry. Uczestnicy podróży studyjnej mieli możliwość obserwować je z brzegu, na którym do roku 1946 funkcjonowała huta niklu związana z pobliską kopalnią. Jedynym śladem jest drobny czarny szlam pozostały po wytopie. Rozważana elektrownia wodna pracowałaby przy spadzie 7 m i przepływie znamionowym 110 m³/s. Wyposażona byłaby w dwie turbiny gruszkowe o mocy po 4,5 MW. Przewidywana produkcja średnioroczna wynosi 54 GWh.



Fennefoss: lokalizacja planowanej elektrowni niskospadowej

Lislevatn

W odległości około 12 km od Evje, po lewej stronie prowadzącej do Arendalu drogi nr 42, zlokalizowana jest mała elektrownia wodna Lislevatn. Znakomicie wkomponowany w otoczenie budynek elektrowni wzniesiono na prawym brzegu potoku Tøldalstrasvage¹, który na mapach Google udało się autorowi odnaleźć pod nazwą Håtveitåna. Potok ten wypływa z położonego około 100 m wyżej jeziora Vikestølvatnet, a nieco poniżej elektrowni - po drugiej stronie drogi - wpada do jeziora Lislevatnet. Elektrownia jest wyposażona w hydrozespół z turbiną Francisa. Woda jest doprowadzana do niej wprost z jeziora Vikestølvatnet za pomocą ukrytej pod ziemią derywacji ciśnieniowej. Parametry eksploatacyjne elektrowni są następujące:

- moc instalowana: 4,2 MW
- spadek: 97 m
- produkcja średnioroczna: 18,5 GWh.

Elektrownię wybudowała dla *Agder Energi* spółka *Småkraft AS*. Uruchomienie nastąpiło w roku 2015. Po 40 latach eksploatacji elektrownia przejdzie na własność właściciela gruntu. Uczestnikom podróży nie udało się zajrzeć do środka, gdyż trwały właśnie prace montażowe związane z wymianą elementów generatora, który uległ awarii.

Potencjał techniczny małej energetyki wodnej ocenia się w Norwegii na 25 TWh/rok. Przez najbliższe 15 lat przewiduje się intensywny rozwój tego sektora.

¹ Autor nie ma pewności czy prawidłowo zapisał usłyszaną nazwę.



MEW Lislevatn - elektrownia derywacyjna na potoku Tøldalstravge (?)

Bleke

Po drodze na miejsce spoczynku, uczestnicy podróży zatrzymali się na krótki postój nad brzegiem Otry, nieco poniżej bystrza o nazwie Syrtveitfossane. Znajduje się to placówka organizacji pozarządowej zajmującej się ochroną łosia znanego pod nazwą *bleke* (nie należy mylić z podobnie nazywaną rybą dorszowatą). Łosoś ten stanowi podgatunek endemiczny, którego początki sięgają około 9 000 lat p.n.e., kiedy to skutkiem działania sił natury (lodowiec) jego populacja została odizolowana od morza. Odtąd jest to ryba słodkowodna, żyjąca tylko na tym odcinku Otry. Z uwagi na trudne lokalne warunki, największe osobniki osiągają rozmiar zaledwie 30 cm. W budynku nad wodą znajduje się mętne akwarium, w którym można dostrzec pływające łosie *bleke*.

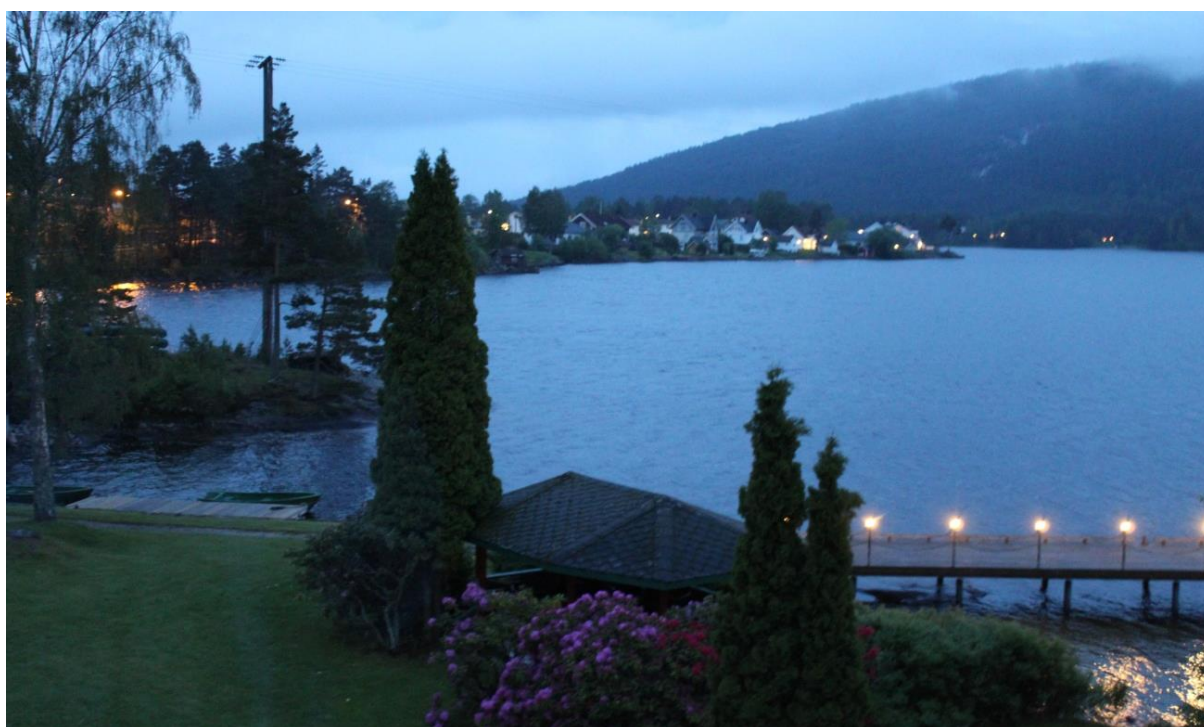
Bystrza Syrtveitfossane i Lislefoss są też miejscem uprawiania różnorodnych sportów wodnych.



Bystrza Syrtveitfossane i Lislefoss są miejscem występowania endemicznego gatunku łosia i uprawiania różnorodnych sportów wodnych

Byglandsfjorden

Do hotelu Revsnes uczestnicy podróży studyjnej dotarli około godziny 18:00. Hotel jest pięknie położony nad jeziorem Byglandsfjorden, którą to nazwę można przetłumaczyć jako Fiord Byglandzki od nazwy położonej nieco wyżej miejscowości. Warto zaznaczyć, że nazwę fiord stosuje się w Norwegii nie tylko do wąskich zatok morskich głęboko wrzynających się w ląd, ale również do wąskich i postrzępionych jezior położonych w otoczeniu górkim. Organizatorzy zapewnili tu znakomitą kolację, która była okazją do kolejnych rozmów i nawiązywania kontaktów. Rankiem następnego dnia udaliśmy się w dolinę rzeki Mandali.



Organizatorzy zapewnili nocleg w eleganckim hotelu *Revsnes* nad brzegiem jeziora Byglandsfjorden

Dzień 3

Skjerka

Pierwsza elektrownia wodna o tej nazwie została uruchomiona w dolinie Mandali w roku 1932, piętnaście lat po tym, jak państwo nabyło prawa własności do wodospadów o tej samej nazwie. Wykorzystano spad, wynikający z różnicy poziomów między jeziorami Skjerkavatnet i Øre. Elektrownia została wyposażona w dwa hydrozespoły. Kolejne zainstalowano w latach 1937 i 1940, a następnie w latach 1954 i 1958. Równolegle w górze rzeki budowano kolejne zapory służące tworzeniu zbiorników wodnych na potrzeby elektrowni. Jeszcze do niedawna cztery takie zapory oddzielały Skjerkavatnet od jeziora Návatn. Zbudowano też zaporę piętrzącą wody jeziora Langevatn w górnym biegu Mandali (Ivre). Dla stabilizacji poziomu wody w zbiorniku dolnym zbudowano jaz przy ujściu do wody z jeziora do rzeki. Łączna moc instalowana elektrowni wynosiła 81 MW.



Dotychczasowy budynek EW Skjerka

Przez wiele lat woda dostarczana była do elektrowni rurociągami derywacyjnymi, których stan techniczny wyraźnie się pogarszał. Zapewne był to jeden z mniej ważących argumentów za budową nowej elektrowni z halą maszyn i doprowadzeniem wody sztolnią o długości 1830 m, wydrążoną w masywie górkim. Elektrownia znajduje się w odległości około 800 m od budynku elektrowni dotychczasowej. Uruchomiono ją w roku 1997. Do niedawna wyposażona była w jeden hydrozespół o mocy znamionowej 102,6 MW pracujący przy spadzie oraz 346 m. Produkcja średnioroczna wynosiła 612 GWh.

W ostatnim czasie zarząd *Agder Energi* podjął decyzję o ostatecznej rezygnacji z eksploatacji dotychczasowych hydrozespołów oraz uzupełnieniu wyposażenia elektrowni nowej o hydrozespół dodatkowy. Rankiem 6 czerwca br., kiedy grupa studyjna zajęła przed dotychczasowy budynek elektrowni Skjerka, nie było już w nim żadnych maszyn. Z kolei na terenie nowej elektrowni trwały wciąż prace montażowe związane z instalacją nowego hydrozespołu. Uniemożliwiało to wizytę dużej grupy gości.

Ostatecznie sprzed dotychczasowego budynku elektrowni Skjerka zabraliśmy tylko oczekującego tu nas inż. Edgara Ommundsmana i udaliśmy w górę Mandali, w kierunku zapory Langevatn. Podróż wzdłuż jeziora Øre a następnie doliną górnej Mandali - zwaną na tym odcinku „Yvero” - okazała się bardzo malownicza.

W budynku kierownictwa budowy oczekiwał nas kierownik projektu, inż. Tor Åmdal, który wcześniej prowadził już projekty związane z budową zapór na zbiorniku górnym EW Skjerka. Z udzielonych wyjaśnień wynika, że bezpośrednim powodem podjęcia inwestycji związanej z zaporą Langevatn były względy bezpieczeństwa. Obecna zaporę betonowa liczy sobie ponad 50 lat. Niestety, jej konstrukcja nie odpowiada już wymaganiom wynikającym z dzisiejszych norm (stateczność?). W tej sytuacji właściciel obiektu został postawiony przed koniecznością jej modernizacji zapory dotychczasowej lub budowy nowego obiektu.



Kierownik projektu, inż. Tor Åmdal, objaśnia koncepcję nowej inwestycji Agder Energi

Z drugiej strony dotychczas eksploatowana sztolnia doprowadzająca wodę do jezior połączonych ze zbiornikiem górnym EW Skjerka okazała się zupełnie realnie narażona na ryzyko katastrofy budowlanej. Przyczyną jest niejednorodny charakter górotworu w pierwszym jej odcinku.

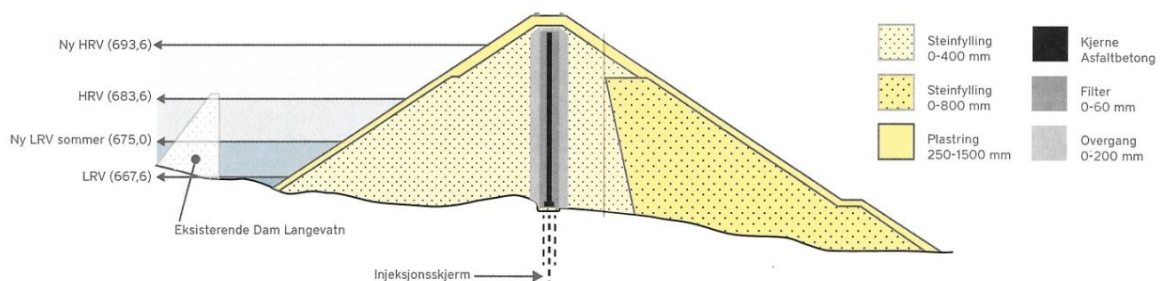
Ostatecznie spółka *Agder Energi* zdecydowała się na budowę nowej zapory poniżej zapory dotychczasowej i wydrążenie nowej sztolni na odcinku 7 km, obejmującym newralgiczny fragment górotworu. To stosunkowo drogie rozwiązanie umożliwia nie tylko dostosowanie się do wymagań współczesnych przepisów bezpieczeństwa i zażegnanie ryzyk budowlanych, ale otwiera także dalszą perspektywę rozwojową. Zwłaszcza w kontekście obserwowanego wzrostu zapotrzebowania na usługi regulacyjne. Zwiększenie wysokości piętrzenia podwyższy zdolności akumulacyjne zbiornika, a jednocześnie spad elektrowni wodnej, która mogłaby być zbudowana u wylotu sztolni do ciągu jezior połączonych ze zbiornikiem Skjerkevatn. Możliwość podwyższenia spadu netto i mocy instalowanej ewentualnej elektrowni służyć będzie także radykalne powiększenie przekroju sztolni doprowadzającej. Na razie na pierwszym odcinku.

Nowa zaporę jest budowana jako zaporę narzutowa (*rock-fill dam*) z rdzeniem asfaltowym. Na obu powierzchniach planuje się też licowanie wykonane z kamienia brukowego. Uczestnicy podróży studyjnej mieli okazję przyjrzeć się z fragmentowi narzutu kamiennego oraz procesowi wykonywania rdzenia asfaltowego. Po zakończeniu budowy przewiduje się obniżenie poziomu zbiornika Langevatn, wyburzenie starej zapory, wykonanie ujęcia wody do nowego tunelu i ostatecznie – ponowne napełnienie zbiornika i oddanie inwestycji do użytku. Zakończenie budowy powinno nastąpić w roku 2020, zaś oddanie inwestycji do eksploatacji – w roku 2021.

Okolice Ljosland, gdzie budowana jest zaporę, to teren bogaty w zwierzynę i atrakcyjny narciarsko. W myśl uzgodnień poczynionych w trakcie przygotowywania inwestycji miejscowa społeczność uzyska m.in. dobrej jakości drogę prowadzącą wzdłuż doliny Ivero i brzegów jeziora Langevatn, a także fragment nowego szlaku narciarskiego.



Prace budowlane przy rdzeniu asfaltowym nowej zapory Langevatn



Przekrój przez dotychczasową i nową zapórę Langevatn

Wizytę przy zaporze Langevatn zakończył posiłek w pobliskiej gospodzie narciarskiej. Serwowano miejscowego dzikiego pstrąga. Stąd grupa udała się do Elektrowni Skjerka, gdzie ostatecznie pożegnała się z inż. Edgarem Ommundsmanem. Dalszy plan podróży przewidywał wizytę na nowej zaporze Skjerkevatn, piętrzącej wody górnego zbiornika elektrowni.

Nowa zapora Skjerkevatn i zapora Heddersvika zostały oddane do eksploatacji w roku 2018. Umożliwiło to podniesienie poziomu wody w zbiorniku górnym o 23 m i radykalne jego powiększenie poprzez swobodne połączenie z ciągiem sąsiadujących z nim zbiorników Náváttn. Wyrównanie poziomów wody w jeziorach nastąpiło już nieco wcześniej – po wyburzeniu jednej z dotychczasowych zapór Náváttn w kwietniu tego samego roku.

Zapory Skjerkevatn i Heddersviky zostały zbudowane również jako zapory kamienno-narzutowe z rdzeniem asfaltowym. Charakterystyczny, esowaty kształt zapory Skjerkevatn wynika z warunków terenowych u jej podłoża. Po lewej stronie zapory (patrząc od strony wody) znajduje się upust przelewowy z bystrotokiem. Po zakończonej wizycie na zaporze Skjerkevatn uczestnicy podróży mieli jeszcze okazję spojrzeć z okien autokaru na w dużej mierze zatopione zapory Náváttn, po czym udali się w drogę powrotną wzdłuż doliny Mandali.



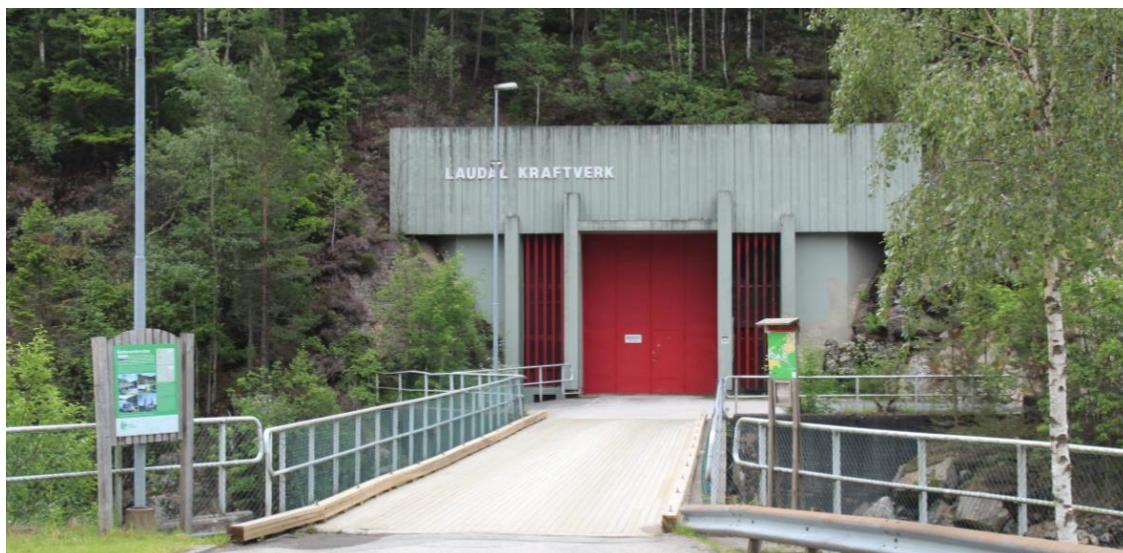
Budowa nowych zapór Skjerkevatn i Heddersvika umożliwiła podwyższenie poziomu piętrzenia o 23 m i radykalne zwiększenie objętości górnego zbiornika EW Skjerka (z prezentacji T.Åmdala)



Z wizytą na nowej zaporze Skjekevatn

Dolna Mandala (Marna)

Elektrownia Laudal była jedynym punktem postojowym w drodze znad jeziora Skjerkevatn do Kristiansand. Elektrownia zlokalizowana w sztucznej kawernie na lewym brzegu Mandali, która na tym odcinku nosi też nazwę Marna. Jest ostatnią elektrownią w drodze Mandali do morza. Na przeciwległym brzegu znajduje się wioska, od której elektrownia bierze nazwę. Elektrownia Laudal wyposażona jest w dwa hydrozespoły z turbinami Francisa pracujące pod spadem 36 m. Łączna moc instalowana wynosi 26 MW, a produkcja roczna – 146 GWh. Woda dostarczana jest do turbin sztolnią o długości 5900 m z jeziora zaporowego Mannflåvann.



EW Laudal umiejscowiona jest wewnątrz masywu górskiego



Ten odcinek Mandali (Marna) uchodzi za krainę łososia

Uruchomienie elektrowni nastąpiło w roku 1981. W tym czasie w rzece nie było już łososi, które znikły wskutek kwaśnych deszczy, jakie opadały przez lata na Norwegię Południową jako produkt uboczny działalności przemysłu brytyjskiego i niemieckiego. Z biegiem lat sytuacja się poprawiła, a przyrodnikom udało się odtworzyć populację łososia – dumę lokalnej społeczności. Celem jej utrzymania niezbędne jest kierowanie w koryto Mandali dużych ilości wody. W okresach suszy – nawet 40 % całkowitego przepływu. Na razie wędrówka łososia kończy się na zaporze Mannflåvatnet. W najbliższych latach planuje się budowę przepławki w tym miejscu.

Uwagi końcowe i wnioski

1. Norwegia jest krajem o urzekającym krajobrazie i bogatych zasobach wodnych. Dużą część jej południowych regionów pokrywają zielone lasy, pod każdym względem bogate przyrodniczo. Mimo, dużej liczby zapór (336 duże zapory i 2500 zapór o wysokości większej niż 4 m) i silnie rozwiniętej energetyki wodnej, nie ma subiektywnego odczucia szkodliwej ingerencji człowieka w przyrodę. Zapewne, także z uwagi na dużą dbałość o integrację nowych budynków elektrowni z otaczającą przyrodą, lokalizowanie wielu elektrowni w wydrążonych kawernach, a także szerokie wykorzystanie derywacji ciśnieniowej w postaci sztolni drążonych w skałach.
2. Mimo wyżej opisanych wrażeń subiektywnych, lokalne oddziaływanie na środowisko jest niewątpliwe. Zdaniem przedstawicieli NVE wiele zrealizowanych w przeszłości projektów dziś nie dostałoby zgody środowiskowej. Najbardziej typowym efektem niepożądanym jest przerwanie ciągłości biologicznej cieków nie tylko przez zaporę, ale i przez niski przepływ biologiczny na długim odcinku łóżyska rzeki, omijanym przez sztolnię energetyczną. Należy tu zaznaczyć, że z uwagi na silny spadek, wymagania dotyczące przepływu biologicznego (nienaruszalnego) w rzekach górskich są znacznie wyższe niż w rzekach płynących przez teren równinny lub łagodnie pofałdowany. Z drugiej strony należy zwrócić uwagę, że utrzymywanie określonego przepływu dotyczy również okresu zmniejszonych opadów, a nierzadko uwzględnia cykl wędrówek ryb - zwłaszcza anadromicznych.

Użycie derywacji ciśnieniowej jest często jedynym rozsądnym rozwiązaniem dla uzyskania odpowiednio wysokiego spadku. Pozwala też na ograniczenie wysokości zapory. Wszystkie zapory odwiedzane przez grupę studyjną były jednak zaporami dużymi (wysokość powyżej 15 m i bardzo duża pojemność zbiornika), w związku z czym, przy żadnej z nich nie zaobserwowaliśmy przepławki lub windy dla ryb. Widoczne są jednak starania, by - tam, gdzie to możliwe - istniejący stan poprawić.

Rozwiązaniem zastępczym w przypadku utraty ciągłości biologicznej cieków jest oczywiście zarybianie odcinka za zaporą. Dla niektórych elektrowni (Nomeland), problemem pozostaje jednak przedostawanie się małych ryb do turbin poprzez kraty wlotowe. Przedyskutowaliśmy niektóre znane nam sposoby odstraszania i kierowania ryb w wybrane miejsca.

3. Oddanie nadzoru nad zasobami wodnymi i energetyką wodną temu samemu urzędowi okazało się w Norwegii bardzo dobrym rozwiązaniem. Udzielając wymaganych prawem pozwoleń NVE umiejętnie zabiega o rozsądny kompromis między priorytetami środowiskowymi, a potrzebami energetyki. Wydaje też wytyczne normujące ważne zagadnienia techniczne i środowiskowe. Na uwagę zasługuje fakt, że część kadry NVE wywodzi się z byłych pracowników przedsiębiorstw energetycznych.
4. Dobrym stosunkom energetyki wodnej ze społecznościami lokalnymi sprzyja struktura własnościowa niektórych przedsiębiorstw energetycznych. Poważnym współudziałowcem spółki *Agder Energi SA* są gminy okręgów Agder Wschodni i Zachodni. W sposób oczywisty są one zainteresowane wzrostem przychodów z produkcji energii elektrycznej. Z drugiej strony odnoszą jednoznaczne korzyści z podatków i innych świadczeń uzgodnionych przed rozpoczęciem inwestycji. Oczywiście, wymagania dotyczące oddziaływania na środowisko muszą dziś być spełnione na zupełnie innym poziomie niż przed laty.

Ciekawym rozwiązaniem - zastosowanym m.in. w MEW Lislevatn - jest zwrot działki gruntowej właścicielowi po 40 latach eksploatacji zbudowanej na niej elektrowni wodnej. Zwrot obejmuje oczywiście i samą elektrownię.
5. Budowa nowych dużych zapór - a zwłaszcza zapór w nowych lokalizacjach - jest już w Norwegii zjawiskiem rzadkim, choć nie niespotykanym. Nowa zaporą Skjerkevatt (55 m) jest najwyższą zaporą zbudowaną od 20 lat. Nie znaczy to jednak, że w tym czasie nie powstawały zapory niższe.

Tym bardziej nie znaczy to, że rozwój energetyki wodnej w Norwegii został zatrzymany. Oprócz nowych projektów trwają prace modernizacyjne dotyczące nie tylko wyposażenia elektromechanicznego, ale również części hydrotechnicznej elektrowni. Istnieją ambitne plany dotyczące rozwoju sektora MEW. W końcu rozważa się budowę elektrowni pompowych - głównie z myślą o eksporcie usług na kontynent europejski i do Wielkiej Brytanii.

6. Znamionną cechą obserwowanych przez nas procesów inwestycyjnych jest ich dobra organizacja i krótki czas realizacji. Typowy czas trwania dużego projektu - takiego jak budowa zapory Langedvatn - to 3 do 4 lat.

Z uwagi na warunki lokalne, stosowana technologia i napotykanne problemy są inne niż w naszym kraju. Z jednej strony granit - niezwykle trudny w obróbce materiał konstrukcyjny i potrzeba drążenia w nim wielokilometrowych tuneli. Z drugiej strony częsta możliwość ograniczenia infrastruktury hydrotechnicznej piętrzenia do zapory czołowej oraz niezwykle wysoka szczelność prawidłowo wykonanej konstrukcji. Przecieki mierzone są często w pojedynczych decylitrach na sekundę.

7. Blisko 98 % energii w norweskim systemie elektroenergetycznym pochodzi ze źródeł odnawialnych, głównie (96 %) - z energetyki wodnej. Norwegia posiada też nadwyżki w wytwarzaniu energii elektrycznej. Mimo, to zamierza nadal rozwijać sektor OZE i poprawiać udział odnawialnych źródeł energii w ogólnym bilansie energetycznym poprzez większe wykorzystanie energii elektrycznej z OZE w pokrywaniu potrzeb komunalnych (również grzewczych), technologicznych i - zapewne - transportowych. Zamierza też pozostać eksporterem energii elektrycznej z OZE. W kraju trwa dyskusja nad zwiększeniem znaczenia energetyki wiatrowej w krajowym bilansie energetycznym.
8. Cyfryzacja elektroenergetyki norweskiej jest rozwinięta na bardzo wysokim poziomie. Dotyczy to zwłaszcza optymalizacji pracy zespołów elektrowni wodnych z uwzględnieniem zmiennych hydrologicznych, ale także rynkowych.
9. Ze względu na dominującą pozycję energetyki wodnej i niewielki udział niestabilnych źródeł energii w miksie energetycznym, Norwegia nie ma też własnych problemów z kompensacją fluktuacji parametrów sieci elektroenergetycznej. Mimo to, widać, że sektor energetyczny intensywnie przygotowuje się do funkcjonowania w warunkach z silną penetracją źródeł niestabilnych. Przygotowania obejmują inwestycje w moce regulacyjne i wytwórcze, rozbudowy sieci przesyłowej na kontynent europejski i Wyspy Brytyjskie, udział w różnych inicjatywach na rynku europejskim. Wszystko - z myślą o eksporcie energii elektrycznej i usług systemowych.

Jest rzeczą zdumiewającą, że Polska - kraj, w którym niedostateczne inwestycje sieciowe i brak mocy regulacyjnych uważa się za jedną z przeszkód w rozwoju sektora OZE i który zmuszony będzie ponosić wysokie koszty z tytułu niewywiązania się ze swoich zobowiązań - od dziesiątków lat nie dostrzega, jak wielkie możliwości pokonania obecnych trudności otwiera rozwój energetyki wodnej. Zwłaszcza energetyki pompowo-szczytowej, która jest najmniej kontrowersyjna od strony środowiskowej i nie jest związana z wysokością potencjału hydroenergetycznego kraju. Dzieje się tak na przekór obserwowanym tendencjom europejskim i globalnym.

Załącznik 1

UCZESTNICY PODRÓŻY STUDYJNEJ

Rumunia (10 osób):

1. **Iulian-Robert Tudorache**, Ministerstwo Energii, sekretarz stanu;
2. **Andreea Mihalache**, Ministerstwo Energii, dyrektor generalny;
3. **Stelian Samson**, Ministerstwo Energii, zastępca dyrektora generalnego
4. **Gabriela Teodorescu**, Ministerstwo Energii, doradca.
5. **Laurențiu Alexandru Iovan**, *Hidroelectrica*, kierownik Działu Zabezpieczenia Ruchu Elektrowni;
6. **Ioana-Laura Chiriță**, Rumuński Urząd Regulacji Energii ('ANRE'), doradca prawny;
7. **Bogdan Năfureanu**, Ministerstwo Środowiska, osobisty doradca Ministra Środowiska
8. **Dorin-Octavian Corcheș**, Zarząd Funduszu Środowiskowego, wiceprezes
9. **Andrei Chivu**, Ministerstwo Funduszy Europejskich, dyrektor;
10. **Serban Țigănaș**, TEB, prezes (przedstawiciel środowiska biznesowego w energetyce).

Polska (5 osób)

1. **Janusz Steller**, Instytut Maszyn Przepływowych PAN, Ośrodek Hydrodynamiki; Towarzystwo Elektrowni Wodnych;
2. **Michał Cybura**, Regionalny Zarząd Gospodarki Wodnej we Wrocławiu;
3. **Karolina Szczaluba**, Regionalny Zarząd Gospodarki Wodnej w Warszawie;
4. **Dawid Karasek**, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Departament Energetyki;
5. **Wojciech Łysik**, Ministerstwo Środowiska, Departament Funduszy Ekologicznych;

Norwegia

***Innovation Norway* (1 osoba):**

1. **Mihai-Lucian Toniuc**, specjalista ds programu, Urząd *Innovation Norway* w Bukareszcie;

***Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii* (2 osoby):**

1. **Ragnar Semundseth** (3-4 czerwca);
2. **Monica Skog Jackson**;

***Narodowy Zarząd Zasobów Wody i Energii, NVE* (4 osoby):**

1. **Bjørn Aulie**, dyrektor programowy, Wydział Międzynarodowy;
2. **Torodd Jensen**, główny inżynier, Departament Energetyki;
3. **Michael Steinfeld**, dyrektor programowy, Wydział Międzynarodowy;
4. **Alexander Volden** (pracownik krótkoterminowy) (3-5 czerwca).



Uczestnicy wizyty studyjnej na terenie budowy nowej zapory Langevatn (zdjęcie autora)

Załącznik 2

PROGRAM PODRÓŻY STUDYJNEJ

3 czerwca: Przybycie do Kristiansand z Bukaresztu i Warszawy

- Indywidualny przyjazd uczestników do hotelu Thon (adres: Kristiansand, Markensgate 39).
- Zakwaterowanie w hotelu Thon na 2 noce, 3-5 czerwca.

4 czerwca: 09.00-16.00 – Energetyka odnawialna

- 08:30: Przejazd do siedziby spółki *Agder Energi AS*
- 09:00 – 12:00: Spotkanie seminaryjne - prezentacje spółki *Agder Energi*
+ prezentacje uczestników z Polski i Rumunii.
- 12:00 – 12:30 Lunch w siedzibie *Agder Energi*
- 13:00 – 16:00: Wizyta w firmie *REC Solar Norway*, Fiskå.
- 19:00: Wspólny obiad w restauracji *Sjøhuset*. (Kristiansand, Østre Strandgate 12).

5 czerwca: 08.00-18.00 – Energetyka wodna nad rzeką Otra

- 08:00 – 09:00: Przejazd do EW Nomeland
- 09:00 – 10:00: Wizyta techniczna w EW Nomeland
- 10:00 – 11:00: Przejazd do EW Iveland
- 11:00 – 12:00: Wizyta techniczna w EW Iveland II
- 12:00 – 13:00 Lunch
- 13:00 – 16:30 Oględziny lokalizacji planowanej elektrowni wodnej (bystrze Fennefoss),
MEW Lislevatn oraz ośrodka rozmnażania łososia *bleke*
(Syrtveitfossane/Lislefoss).
- 17:00 Przyjazd i zakwaterowanie w hotelu *Revsnes* nad Byglandfjorden.
- 19:30 Wspólna kolacja w hotelu.

6 czerwca: 08.00-18.00 – Energetyka wodna nad rzeką Mandalą

- 08:30 - 09:15: Przejazd na teren dawnej elektrowni Skjerka.
- 09:30 – 10:30: Przejazd na teren budowy zapory Langevatn.
- 10:30 – 12:00: Seminarium kierownika projektu i oględziny miejsca budowy
- 12:00 – 13:00: Lunch
- 13:00 - 14:00: Przejazd nad zaporę Skjerkevatn (przez teren dawnej elektrowni Skjerka)
- 14:00 – 15:00: Oględziny zapory i zbiornika Skjerkevatn
- 15:00 – 16:00: Przejazd doliną Mandali pod EW Laudal
- 16:00 – 16:30: Oględziny doliny Mandali u wejścia EW Laudal; informacja
o miejscowych problemach ekologicznych oraz sposobach ich rozwiązania.
- 17:15 Przyjazd do Kristiansand i zakwaterowanie w hotelu Thon
- 20:00 Obiad pożegnalny w restauracji *Sjøhuset* (Kristiansand, Østre Strandgate 12).

7 czerwca: Powrót z Kristiansand do Bukaresztu i Warszawy

- Indywidualny przejazd na lotnisko Kjevik i powrót do Polski drogą lotniczą