

TRIGON Green-Tech Conference 2021

07-09.04.2021, online

Panel z ekspertami | Prezentacje oraz sesje Q&A ze Spółkami

Uczestnicy:

Patronat:

Organizator:

Podsumowanie Konferencji

SPIS TREŚCI

Panel ekspercki	3
Apator	7
Aplisens	8
APS Energia	9
Columbus Energy	11
Edison Energia	12
Elektrotim	13
Erbud / Onde	15
Grodno	16
Herkules	16
Lotos	18
ML System	19
PGE	20
R. Power	21
Radpol	23
Relpol	25
Unimot	27
Tesgas	28

Podsumowanie konferencji

PANEL EKSPERCKI (7 kwietnia)

- Koszt wytworzenia zielonego wodoru z procesu elektrolizy na dzisiaj to 2-7 USD/kg. Najtańsze technologie dostępne są w USA i w Rosji. Jest to 10-krotnie większy koszt niż koszt wydobycia gazu ziemnego w USA i w Rosji. Wodór byłby ekonomicznie uzasadniony przy parytecie ceny uprawnień CO2 rządu 300 EUR/t (vs. 44 EUR/t obecnie), porównując go z innymi rodzajami energii. (Dr A. Sikora, ISE)
- Tylko zielony wodór zasługuje dzisiaj na uwagę. W ost. 10-15 latach koszty źródeł zeroemisyjnych spadły w PV o ok. 80%, a w przypadku energetyki wiatrowej o 60%. Mamy dziś ok. 3 TW mocy z OZE, z czego 90% to źródła pogodowo zależne. Rocznie przybywa 200-300 GW nowych mocy tylko pogodowo zależnych i są to źródła najtańsze. Wodór najlepiej pasuje do energetyki wiatrowej, zarówno lądowej, jak i morskiej, ze względu na olbrzymie moce i większą stabilność mocy w dłuższych okresach (przez co nie musimy magazynować wodoru przez cały rok). Ekonomika energetyki wiatrowej na lądzie jest obecnie w Polsce znacznie tańsza, niż słoneczna. W fotowoltaice wodór mniej się sprawdza: sprowadza się do przesunięć godzinowych, a magazynowanie sezonowe przekreśliłoby ekonomikę jego zastosowania. Energetyka wiatrowa jest o połowę tańsza, niż morska w chwili obecnej. (G. Wiśniewski, IEO)
- Od 40 do 90 EUR/MWh wynosi obecnie koszt produkcji energii z farm wiatrowych z wodorem. Prognozy LCOE wskazują na obniżenie kosztów nawet do 30-40 EUR/MWh. Najdroższe są elektrolizery (gdzie potrzebna jest skala do większego obniżenia kosztów). Obecnie planuje się w UE produkcję elektrolizerów rzędu 50-100 MW, co pozwala na odpowiednie obniżenie kosztów jednostkowych. Najmniejsze elektrolizery i ogniwa paliwowe mają ok. 10 MW. Nie ma odwrotu od ścieżki wodorowej. Ryzykiem dla Polski jest brak zdecydowania co do wyboru wodoru, na którym powinniśmy się skupić. (G. Wiśniewski, IEO)
- Elektroliza nie musi być docelową technologią, przy produkcji zielonego wodoru. Rozwój technologii w najbliższych 10-15 latach powinien doprowadzić do tego, że to wodór będzie nośnikiem energii, a nie prąd elektryczny. (Dr A. Sikora, ISE)
- Polska jest 3-im największym producentem wodoru w Europie, zaraz po Holandii i Niemczech. Zużywamy go w wielkiej syntezie chemicznej i w rafineriach. Największym ryzykiem jest to, że nie zdążymy wykorzystać naszego potencjału: nie stworzymy rynku handlowego, nie będziemy potrafili „zazielenić” wodoru. Jediną szansą na przetrwanie dla elektrowni gazowych, które będziemy musieli stawiać szczególnie po 2025r., będzie ich modyfikacja, żeby mogły spalać biometan lub wodór. Państwo stawia na energetykę wiatrową na morzu, która ma być głównym „koniem pociągowym” dla rozwoju wodoru. Tymczasem najtańsza energia będzie powstawać z wiatru na lądzie i to tam powinny być stawiane moce produkcyjne. Wprowadzenie zasady 10H w energetyce wiatrowej w 2016r. zatrzymało rozwój inwestycji i może przełożyć się na to, że będziemy musieli importować technologie. (R. Tomaszewski, PI)

- Jaka jest logika w tym, żeby zaczynać program wodorowy w kraju, w którym mamy najwyższe ceny energii el. w UE i w którym jest b. płaski profil cenowy (trudno o modele biznesowe na magazyny i na wodór)? Jeśli już zakładamy, że będzie wodór, to wprowadzamy go na morze, czyli tam gdzie współczynniki wykorzystania mocy w off-shore sięgają 5 tys. godzin a na lądzie 3 tys. godzin. Przykładamy wagę tam, gdzie nie będzie dźwigni, natomiast będą niepotrzebne koszty. (G. Wiśniewski, IEO)
- Powinniśmy ograniczyć okres magazynowania, ponieważ aż takiej zmienności cen energii na razie nie ma. One występują w układzie dobowym i tygodniowym. Z czasem będziemy mogli dokładać magazynów. Najpierw nadwyżki energii możemy wykorzystać w technologii „sectors coupling”, przeznaczania energii do produkcji ciepła i na inne formuły „power-to-gas” (P2G). Wodór nie sprawdzi się przy generacji rozproszonej/konsumenckiej. (G. Wiśniewski, IEO)
- Cena dla off-shore wyniesie ok. 320 PLN/MWh (po 2025r.). W on-shore, ceny aukcyjne były w granicach 200 PLN/MWh na starych technologiach i 150 PLN/MWh w nowych technologiach. Wsp. wykorzystania mocy w wietrze na lądzie to ok. 2,5 tys. godzin, natomiast na morzu 5 tys. godzin. Prosty rachunek ekonomiczny, wskazuje że wodór opłaca się wtedy, gdy mamy częste „peak-i” albo „doliny”, a więc do lądowej energetyki wiatrowej. Nie trzeba go również transportować na dalsze odległości. (G. Wiśniewski, IEO)
- Mamy w tej chwili w Polsce prawie 5 GW mocy zainstalowanej w PV, natomiast nowy dokument PEP 2040 (LINK) wskazuje na moc 5,1 GW do 2035r. Prognoza może wynikać z pomyłki, jednak z pewnością dokument będzie aktualizowany (tak jak dokument KPEiK). Na bazie a) zakontraktowanych już projektów w systemie aukcyjnym, b) planu aukcyjnego na ten rok, c) uwzględniając projekty w toku, z warunkami przyłączeniowymi i pozwoleniami budowlanymi d) i tempo rozwoju prosumenta biznesowego, IEO szacuje, że do 2025r. będziemy mieć 15 GW mocy w energetyce słonecznej (a nie 5,1 GW podanych w PEP 2040). Gdyby PEP był dokumentem prawnym to byłby większy kłopot, jednak jest to (przejściowy) dokument polityczny. (G. Wiśniewski, IEO)
- Nie tylko prognozy w PV są niesłusznie niedoszacowane w PEP 2040. Prognoza dla on-shore zakłada wzrost z obecnego poziomu 6,7 GW do 9,7 GW w 2025r. i stopniowy spadek do 7 GW w 2040r. Jedynie doceniony został off-shore, gdzie szacuje się wzrost od ok. 6 GW w 2025r. do 9,6 GW w 2040r. Patrząc jednak na ustalony poziom ceny maksymalnej, można być jednak bardziej sceptycznym co do tych wzrostów. Rząd powinien się skupić na najważniejszym wyzwaniu w tej dekadzie, czyli na braku mocy po 2025r., przy szybkim tempie wyłączeniu mocy węglowych. Zamiast tego rozmowy toczą się m.in. wokół budowy elektrowni jądrowych. (R. Tomaszewski, PI)
- Perspektywa niedoborów mocy po 2025r. jest realnym zagrożeniem, na co wskazują doniesienia prasowe nt. tajnych narad PSE w Ministerstwie. Nieuporządkowana polityka energetyczna wynika z braku przyjętej długofalowej polityki gospodarczej. (Dr A. Sikora, ISE)
- Ceny energii el. przyjęte w PEP 2040 dla gospodarstw domowych w 2025r. wskazują na 820 PLN/MWh i ok. 600-700 PLN/MWh dla odbiorców przemysłowych. Przy takich cenach, żaden przemysł w Polsce tego nie wytrzyma. (G. Wiśniewski, IEO)

- Największe problemy dot. pozwoleń przyłączeniowych dot. obecnie farm PV (inne OZE na razie się nie rozwijają w Polsce). Badanie IEO wskazuje, że jednogłośnie największą barierą/ryzykiem w rozwoju OZE jest brak dostępnych mocy przyłączeniowych, następnie długotrwałe wydawanie zgód przyłączeniowych i kolejno niejasność przepisów. Wśród możliwych rozwiązań tego problemu są: 1) wprowadzenie źródeł hybrydowych, 2) wprowadzenie nowych projektów z bateriami, lub z rozwiązaniami wodorowymi. Jednoczesna decyzja o budowie na północy kraju el. jądrowych i off-shore zabiera możliwości przyłączeniowe dla generacji rozproszonej. Należy wzmacniać sieci niskiego napięcia i sieci rozdzielczych, co zwiększyłoby możliwości przyłączeniowe dla generacji rozproszonej. Koncerny energetyczne powinny starać się o fundusze unijne przeznaczone na rozwój sieci. (G. Wiśniewski, IEO)
- Mamy obecnie 6 GW nowych projektów w PV, które uzyskały warunki przyłączenia pomimo trudności w możliwościach przesyłowych (co oznacza, że ich wpływ na sieć musiał zostać sprawdzony). Oznacza to, że mamy jeszcze olbrzymie możliwości niewykorzystane. W najbliższych 5 latach nie widać zagrożeń dot. przyłączy do sieci w farmach do 1MW. Po 2025r. będzie olbrzymi kłopot z luką podażową w produkcji energii el. w Polsce. Największe możliwości przyłączeniowe mają firmy energochłonne. (G. Wiśniewski, IEO)
- Morska energetyka wiatrowa nie powinna przyczynić się do obniżenia kosztów energii w systemie do 2030r. Spadek kosztów w PV wynika głównie ze spadku kosztów zakupu urządzeń, przy jednoczesnym wzroście kosztów instalacyjnych i serwisowych. Stopniowo widać również wzrost sprawności instalacji PV. Już obecnie farmy wiatrowe na lądzie i farmy PV obniżają cenę energii el. w systemie. W przypadku fotowoltaiki rosnąć będą koszty bilansowania. Widać jednak potencjał do dalszego spadku kosztów w tych 2 technologiach. Wg. IEO, ceny hurtowe energii el. w najbliższych 10 latach wzrosną z obecnych 300 PLN do 400-450 PLN/MWh. Jest duża niepewność co do ścieżki cen energii el. w kolejnych latach, jednak obszarem nieprognozowalnym są szacunki dot. poziomu taryf w przyszłości, co ma istotny wpływ na bankowalność inwestycji. (G. Wiśniewski, IEO)
- Przy tym profilu produkcji w Polsce, ceny energii el. będą rosły (m.in. przez konieczność utrzymania NABE oraz rosnące ceny CO2), nie ma innego kierunku. Szerszą metodą ucieczki od rosnących cen energii może być program dot. wirtualnego prosumenta. (R. Tomaszewski, PI)
- Trzeba zmniejszyć ryzyko dla umów PPA, zwłaszcza w obszarze kosztów zmiennej opłaty dystrybucyjnej (nieprzejrzystość dot. taryfowania dystrybucji). Okazją na usprawnienia po stronie regulacyjnej może być dyrektywa o OZE (wdrożenie do końca czerwca b.r.), która zakłada promowanie tych umów. (G. Wiśniewski, IEO)
- Sam wzrost cen energii elektrycznej zwiększa atrakcyjność umów PPA, jednak nie przekonuje dostatecznie banków do kredytowania projektów (ryzyko, niepewność). Banki chcą mieć gwarancje (np. rządowe) dot. skutków nieprzewidywalnych zdarzeń: np. w wyniku pandemii. PPA jest bardzo obiecującym kierunkiem, obniża on koszty energii el. (Dr A. Sikora, ISE)
- Złote czasy dla umów PPA są jeszcze przed nami, popyt na zieloną energię będzie rosł znacznie szybciej, niż podaż poprzez aukcje OZE. (R. Tomaszewski, PI)

- W obszarze ciepłownictwa niezbędny jest napływ zagranicznego kapitału, szczególnie do samorządów (właścicieli instalacji), żeby ciepłownie mogły przetrwać okres transformacji. Potrzebne są nowe technologie, których krajowe ciepłownictwo nie zna. (R. Tomaszewski, PI; G. Wiśniewski, IEO)
- Branże energochłonne (>100 GWh energii el. rocznie) mają dzisiaj pewne ulgi związane z rosnącymi cenami CO₂ i finalnie cen energii elektrycznej, ale te ulgi będą wygasały (zgodnie z tym co się dzieje w UE). Najbardziej dramatycznie wygląda sytuacja w hutach, cementowniach (koszty energii el. stanowią więcej niż 40/50% w koszcie produktu końcowego). Tam tworzą się nisze dla rozwiązań wodorowych. W branżach, gdzie koszty energii el. stanowią 10-20% (np. branża tworzyw sztucznych, niektóre branże spożywcze), rozwiązaniem mogą być np. umowy PPA. (G. Wiśniewski, IEO)

Komentarz: Kluczowe konkluzje z panelu: **1)** Prognoza z najnowszego dokumentu PEP 2040 dot. rozwoju mocy w fotowoltaice nie powinna być traktowana jako realna. IEO szacuje, że do 2025r. będziemy mieć 15 GW mocy w energetyce słonecznej (a nie 5,1 GW podanych w PEP) vs. obecne ponad 4,2 GW (12,8 GW całościowo w OZE), **2)** Prognoza PEP dot. rozwoju mocy w on-shore również wydaje się być mocno niedoszacowana, zwłaszcza biorąc pod uwagę ostatnie ruchy rządowe dot. liberalizacji zasady 10H. Prognoza dla on-shore w PEP zakłada wzrost z obecnego poziomu 6,7 GW do 9,7 GW w 2025r. i stopniowy spadek do 7 GW w 2040r, **3)** Po 2025r. jest istotne ryzyko braku dostępnej mocy w Polsce, o czym świadczą ostatnie konsultacje PSE z rządem ([LINK](#)), **4)** Jedynym słusznym kierunkiem wydaje się kolor zielony dla wodoru. Szczególne zastosowanie powinien mieć przy farmach on-shore. Rozwój technologii w najbliższych 10-15 latach powinien doprowadzić do tego, że to wodór będzie nośnikiem energii, a nie prąd elektryczny. Opłacalność zastosowania wodoru zielonego uzależniona będzie od skali wzrostów cen CO₂, LCOE pobliskich mocy zeroemisyjnych oraz spadku kosztów w elektrolizerach (gdzie wymagana jest skala). Ciężko jednak planować inwestycje wodorowe w Polsce, w sytuacji gdzie mamy jedne z najwyższych cen energii el. w UE. **5)** W *najbliższych 5 latach* nie powinno być dużych problemów przyłączeniowych w energetyce słonecznej, jednak równolegle muszą być modernizowane sieci przesyłowe (co się dzieje obecnie), **6)** Jest więcej argumentów za tym, że ceny energii elektrycznej w Polsce w najbliższych 10 latach będą rosły. Z jednej strony presję będzie stwarzać rozwój mocy w PV i on-shore, z drugiej rosnące ceny uprawnień CO₂, czy (potencjalnie) uwzględnianie w cenie kosztów np. utrzymania NABE oraz urynkowanie taryf powinny przekładać się na wzrosty cen. Przy analizie cen energii w przyszłości należy również rozpatrywać funkcjonowanie i koszt magazynów energii. **7)** Rynek umów PPA jest obiecujący i staje się coraz bardziej opłacalny (nawet względem systemu aukcyjnego), jednak problemem jest bankowalność projektów i brak gwarancji rządowych (np. wobec zmiennych opłat dystrybucyjnych). (**Michał Kozak, 666 079 133**)

APATOR (9 kwietnia)

- Wyniki za 2020r: przychody: 935 mln PLN, EBITDA: 131 mln PLN, zysk netto: 61,4 mln PLN. Większość wyników stanowi sprzedaż liczników energii elektrycznej i gazomierzy. Dotychczasowa strategia z 2018r. zakładała wzrost EBITDA do 220 mln PLN w 2023r. i przychody rzędu 1,4 mld PLN. Spółka widzi ryzyko weryfikacji poprzednich celów finansowych i prezentacji nowych w 2H21r.
- Profil Spółki: największy w Polsce producent przyrządów pomiarowych w obszarze energii elektrycznej, gazu, wody i ciepła.
- Spółka obserwuje wzrost znaczenia smart meteringu we wszystkich segmentach. Szansą dla Apatora jest nowelizowana ustawa o prawie energetycznym, która zdefiniuje założenia techniczne dla smart meteringu i planowany obowiązek instalacji liczników ze zdalnym odczytem zużycia energii elektrycznej do końca 2028r.
- Apator chce utrzymać udział w rynku dostaw liczników inteligentnych w Polsce na poziomie 50-60% i liczy na kontrakty w ramach planowanych na lata 2023-28 instalacji liczników ze zdalnym odczytem zużycia energii. Obecnie w Polsce w sieci jest zainstalowanych ok. 1,6 mln liczników smart dla indywidualnych użytkowników, ok. 400 tys. zaawansowanych liczników dwukierunkowych prosumenckich i ok. 300 tys. zaawansowanych liczników na rynek mocy. Od 2023r. do 2028 r. do wymiany będzie ok. 13-14 mln sztuk liczników ze zdalnym odczytem. Spółka szacuje wolumen liczników do wymiany na 2,5 mln szt. do 2023r. i następnie 1,6 do 2,5 mln sztuk rocznie do 2028r. „Myślimy, że z tych 13-14 mln sztuk wolumenów otrzymamy połowę” - CEO
- Spółka widzi swoje szanse w: 1) mikrobilansowaniu klastrów energetycznych, 2) zarządzaniu efektywnością energetyczną w budynkach, domach i przemyśle, 3) zarządzaniu stabilnością sieci przy rosnącej liczbie OZE, 4) pomiarach i zarządzania energią dla społeczności energetycznych, 5) narzędziach technicznych do obsługi nowego rynku elastyczności energetycznej (DSF) i do poprawy jakości energii w sieci.
- Na rynku wymiany liczników Apator będzie konkurował z podmiotami chińskimi. „Niestety jest to trudna konkurencja”, ze względu na agresywne wejście na rynki i w efekcie erozję cenową (tańszy produkt). Przewagą Spółki może być lokalizacja blisko klienta i doświadczenie wdrożeniowe. Kilka lat temu Spółka bardziej optymistycznie oceniała trend wymiany liczników, przez wyższe ceny i marże nowych urządzeń. Głównym czynnikiem in plus będzie dodatkowy zarobek na wolumenach, a nie na wyższej marży. Spółka dostarczała rocznie do klientów polskich ok. 1 mln szt. liczników (głównie komunalnych) z marżą jednostkową ok. 6-8%. Korzyść będzie wynikała głównie ze wzrostu rynku o ok. 20% (ilości wynikające z roll-outu). Marża 6-8% w dalszym ciągu jest do utrzymania. Spółka liczy na interwencję rządową ws. konkurencji chińskiej. Ryzykiem jest również odkładanie wymiany liczników na później.

Komentarz: Spółka liczy, że skorzysta na trendzie wymiany liczników do w latach 2023-2028r., głównie na wyższych wolumenach, jednak ryzykiem jest zaostarzająca się konkurencja chińska (stąd Zarząd oczekuje twardej walki konkurencyjnej) i odkładanie wymian liczników na kolejne lata. Apator zamierza zweryfikować swoje cele finansowe z 2018r. w 2H21. **(Michał Kozak, 666 079 133)**

APLISENS (9 kwietnia)

#Podsumowanie 2020r

- W ub.r. w gospodarce brakowało dużych inwestycji, dla których dedykowany są inteligentne przetworniki ciśnienia
- Pandemia wpłynęła na przesunięcie uzyskania certyfikatów dla inteligentnych przetworników ciśnienia w USA i Kanadzie oraz opóźniła pozyskanie klientów w obszarze przepływomierzy
- Sytuacja polityczna na Białorusi negatywnie wpłynęła na sprzedaż na tamtym rynku w ub.r.
- Wykorzystanie mocy produkcyjnych wyniosło w ub.r. ok. 80%

#Perspektywy na 2021r

- Zarząd spodziewa się powrotu dużych inwestycji przemysłowych, co wpłynie na odbicie sprzedaży inteligentnych przetworników ciśnienia na rynku polskim, dynamika wzrostu sprzedaży na rynku polskim powinna być niewielka
- W Europie Zachodniej oczekiwane jest odbicie popytu, aczkolwiek obecnie jest on umiarkowany, wzrosty spodziewane są w 2H21
- W ciągu najbliższych kilku tygodni spodziewane jest uzyskanie certyfikatów na rynek USA i Kanady, certyfikaty te są także uznawane w niektórych krajach na Bliskim Wschodzie
- Utrudnienia w podróży utrudniają jednak marketing tych produktów w związku z czym wyraźne wzrosty sprzedaży na rynku USA będą widoczne dopiero w 2022r
- W związku z sytuacją polityczną na Białorusi rynek ten nieprędko odrobi spadki sprzedaży
- Spółka planuje utworzyć spółki zależne w Uzbekistanie i Azerbejdżanie
- Wyższe ceny stali i innych surowców będą dopiero odczuwalne w wynikach 2H21, natomiast będzie to łagodzone poprzez efekt skali w związku z niską bazą ub.r., cykl rotacji zapasów oraz częściowe podwyżki dla klientów
- Dywidenda powinna powrócić do poziomów z poprzednich lat tj. DPR~25%

#Oferta produktowa

- W perspektywie kolejnych lat będzie rósł udział przetworników inteligentnych w strukturze (obecnie pod względem wartościowym jest ich nieco więcej niż analogowych), co powinno przekładać się na poprawę marży
- Spółka będzie systematycznie pozyskiwać kolejne certyfikaty dla przetworników i czujników temperatury, które zapewniają kompleksowość oferty spółki w dużych przetargach gdzie konkuruje się z zachodnimi rozwiązaniami
- Rozwój przepływomierzy jest dopiero na początku drogi, parę lat zajmie pozyskanie certyfikatów na rynki zachodnie
- Dobre perspektywy ma przed sobą aparatura przeznaczona do opomiarowania wód gruntowych oraz ta dedykowana do biogazowni oraz elektrociepłowni na biogaz, coraz więcej tego typu inwestycji pojawia się w Polsce oraz na obiektach w UE

- Rosnący popyt na aparaturę do spalarni śmieci widoczny jest na rynkach unijnych, natomiast w Polsce obecnie niewiele się dzieje
- Spółka posiada aparaturę do pomiaru ciśnienia wodoru i jest gotowa do uczestniczenia w przetargach w Niemczech i pozostałych krajach UE, w najbliższych kwartałach będą się pojawiać przetargi z tym związane

#Pozostałe

- Udział spółki w krajowym rynku przetworników ciśnienia to ok. 25%
- Wpływy z tarczy antykryzysowej wyniosły w ub.r. 2mln PLN
- Osiągnięcie celów ze strategii jest realne (przychody 142,5mln PLN, EBITDA 32mln PLN)
- W strategii na lata 2020-22 zakładane były wydatki inwestycyjne na poziomie 24mln PLN, obecnie wydaje się że będą one mniejsze, jeżeli popyt znacząco wzrośnie część inwestycji zostanie przyspieszona

Komentarz: W 2H21 powinniśmy zobaczyć przyspieszenie dynamiki wzrostu sprzedaży wynikające z uruchomienia inwestycji w Polsce oraz Europie Zachodniej. Perspektywy dla rynków wschodnich cały czas są niepewne z uwagi na trudną sytuację polityczną na Białorusi, która jest dla spółki istotnym rynkiem. Bez wątpienia spółka będzie korzystać na inwestycjach współfinansowanych z NFOŚiGW jak również inwestycjach związanych z infrastrukturą gazową. W przyszłym roku powinniśmy obserwować istotne wzrosty sprzedaży na rynkach poza europejskich związane ze skalowaniem sprzedaży na rynek USA i Kanady, po uzyskaniu odpowiednich certyfikatów w perspektywie najbliższych tygodni. W najbliższych kwartałach można się spodziewać przetargów na rynkach unijnych związanych z urządzeniami do pomiaru ciśnienia wodoru gdzie spółka również będzie chciała zaistnieć.
(Łukasz Rudnik, 887 309 797)

APS ENERGIA (7 kwietnia)

- Profil Spółki: 1) Producent i dostawca przemysłowych systemów zasilania, magazynów energii i technologii wspierających zrównoważony rozwój, 2) Sprzedaż krajowa stanowiła w 2020r. 45% a najważniejszym rynkiem eksportowym był rynek rosyjski. Dwa z zakładów produkcyjnych mieszczą się w Polsce, jeden w Rosji (planowane jest otwarcie kolejnego zakładu w Rosji, możliwe że w tym roku), 3) Największymi klientami w Polsce są: PKN, LTS i Gaz-System.
- Wyniki: Przychody za 2020r. sięgnęły 85,4 mln PLN, EBITDA 0,7 mln PLN (16,1 mln PLN w 2019r.). Spadek wyników ubiegłorocznych wynikał z efektów pandemii, obecnie wykorzystanie mocy jest bliskie max. Ze względu na opóźnione odbiory zagraniczne i ograniczony ruch graniczny, stany magazynowe były znacznie podwyższone pod koniec 2020r. Od początku 2021r. rynek wraca do normalnego funkcjonowania, wznowiane są projekty i pojawiają się nowe zlecenia.
- Wraz z WB Electronics Spółka podpisała w lutym b.r. list intencyjny dot. współpracy przy produkcji systemów do magazynowania energii. Rozważana jest również sprzedaż większościowego pakietu akcji w spółce zależnej Enap (wykonawca instalacji elektrycznych) na rzecz WB Electronics. Projekt jest już w zaawansowanej fazie. Kompetencją APS będzie produkcja systemów przetwarzania energii el., w WB Electronics technologia pakietowania ogniw litowo-jonowych, a w firmie Enap możliwości produkcyjne magazynów energii, instalacyjne i serwisowe. Zakończenie „due dilligence” w Enap i podpisanie umów zw. z projektem może zakończyć się w ciągu 2-2,5 msc – zgodnie z wcześniejszym planem. Spółka szacuje chłonność krajowego rynku

magazynów energii do docelowej mocy 4 GW w przemysłowych systemach. Koszty magazynów w kolejnych latach z pewnością będą spadać, firmy będą miały problem z dostawą ogniw litowo-jonowych. Obecne projekty w kraju skupiają się wokół instalacji testowych (badanie zachowania magazynów w sieci). Spółka nie planuje angażować się w obszar magazynów prosumenckich/detalicznych. Aspiracją Spółki jest dostarczanie przekształtników i systemów sterowania do magazynów wodorowych. Konkurencją mogą być magazyny zagraniczne, m.in. takich firm jak Tesla czy SMA. Wg. Spółki w najbliższych latach „królować” będą baterie litowo-jonowe. Trwają prace nad innymi, tańszymi technologiami - w tym opracowana w Rosji membrana grafenowo-krzemowa, która w przypadku komercjalizacji może być przełomem.

- Spółka w lutym b.r. podpisała list intencyjny z NEO Energy Group (jeden z największych deweloperów farm PV w Polsce) dot. wniesienia do Spółki aktywów (duże projekty, nawet o mocy 200 MW; działki na różnym etapie rozwoju, doprowadzenie do uzyskania pozwolenia na budowę), w zamian za wydanie akcji nowej emisji Spółki. Rolą APS byłoby dostarczenie (na tereny wniesione przez NEO) magazynów energii i systemy przetwarzania energii, wraz z innymi urządzeniami towarzyszącymi (Battery&Energy Management System). Przewagą wartości wnoszonej przez APS jest lokalizacja i miejscowy serwis. Projekt z NEO ma być związany z efektem prac z WB Electronics.
- Zarząd Spółki traktuje okres rozwoju OZE jako okres przejściowy. Docelowo rozwiązaniem będzie opanowanie procesu syntezy termojądrowa (perspektywa 10-30 lat), gdzie najb. zaawansowane prace nad reaktorami termojądrowymi trwają we Francji (projekt ITER; współpraca 35 państw).
- Planowane inwestycje w off-shore w Polsce będą musiały być skojarzone z magazynami sezonowymi, w tym wodorowymi.
- Spółka planuje za kilka miesięcy ogłosić nową strategię, z planami wielowymiarowego wzrostu. Potencjalna skala prowadzonego biznesu może być 10-krotnie większe od stanu obecnego w perspektywie 3-4 lat.

Komentarz: Magazyny będą musiały być coraz bardziej powszechne w kolejnych latach w Polsce, biorąc pod uwagę planowany przyrost mocy w PV, liberalizację zasady 10H w *wietrze* i nadchodzące aukcje hybrydowe. Na chwilę obecną ciężko ocenić konkurencyjność rozwiązań APS dla konkretnych zastosowań biznesowych, natomiast kierunek inwestycji i posiadane kompetencje z WB Electronics, wraz z zapowiadaną strategią w ciągu kilku msc., mogą istotnie poprawić sentyment i skalę firmy. **(Michał Kozak, 666 079 133)**

COLUMBUS ENERGY (9 kwietnia)

- Wyniki za 2020r.: 670 mln PLN przychodów, 99 mln PLN EBITDA, 70,5 mln PLN zysku netto. Dług netto (z leasingiem) wyniósł 275 mln PLN. Inwestycje w jedn. stowarzyszonych i zależnych: 44 mln PLN.
- Lockdowny w zeszłym roku przełożyły się na ok. 20% niższe przychody i zyski w Spółce.
- W spółce New Energy Investments (100% udziałów Columbusa) portfolio projektów farm PV obejmuje ok. 5,8 GW mocy na różnym etapie rozwoju (z czego prawie 1,1 GW dotyczy projektów po uzyskanych warunkach przyłączenia lub w trakcie uzyskiwania. 63 MW projektów jest obecnie w trakcie budowy, a 34 MW już w eksploatacji; zakupione/rozwijane samodzielnie przez CLC: ~800 MW). 1 MW gotowej farmy to koszt ok. 3-3,5 mln PLN. Spółka szacuje, że z tych 5,8 GW uda się wybudować ok. połowę. 85% capexu na projekty ma być finansowane w formie 15-l. zielonych obligacji (project finance, bez regresu).
- Zainstalowana moc w mikroinstalacjach w PV wyniosła w 2020r. 241 MW a liczba instalacji wyniosła 33 tys.
- CLC zainwestował w Saule (komercjalizacja ogniw perowskitowych) 10 mln EUR (20% udziałów). W 2021r. ma się rozpocząć sprzedaż pierwszych produktów.
- Spółka czeka na zgodę UOKiK ws. przejęcia kontroli nad Vortex Energy -Obrót. W segmencie obrotu CLC planuje sprzedawać energię z farm PV na TGE, planowane jest też wprowadzenie usług tokenizacji energii i bilansowania 1:1.
- Columbus Energy planuje posiadać ok. 85% udziałów w Spółce Archeton, wchodząc tym samym na rynek pierwotny domów.
- Po planowanej ostatniej emisji opcji managerskich, docelowa liczba akcji ma wynieść 69 mln akcji.
- Spółka nie widzi aktualnie problemów z przyłączeniami do sieci w farmach PV.
- Obecnie fundusze inwestycyjne są w stanie zainwestować w gotowe farmy PV z IRR rzędu 7-9%, w Europie fundusze inwestują już w gotowe farmy z IRR rzędu 5-6%. W zależności od projektu, Columbus potrafi realizować marżę deweloperską, generalnego wykonawcy, na equity i z tyt. upside-u na cenie energii el.
- W dłuższej perspektywie, bardziej opłacalne będzie nieuczestniczenie w aukcjach PV. Wyzwaniem jest bankowalność projektów poza-aukcyjnych. Finansowanie projektów zielonymi obligacjami i sprzedaż energii el. do klientów końcowych powinien być bardziej opłacalny od aukcji czy umów PPA.
- Farmy PV nie powinny być głównym driverem wzrostu wyników w kolejnych latach. Obecnie udział farm PV w wynikach CLC jest zerowy. Szacunkowe NPV na farmie 1 MW wynosi między 0,5 mln a 1 mln PLN. Przy cenach aukcyjnych rzędu 240 PLN/MWh, ceny zakupu projektów mieszczą się w przedziale 80-100 tys. EUR, m.in. w zależności od położenia linii średniego napięcia. Projekty tylko z warunkami przyłączeniowymi kosztują ok. 40-50 tys. EUR, projekty z wygraną aukcją potrafią kosztować 120-130 tys. EUR („w dobrej cenie aukcyjnej”).

- Columbus nie odczuwa aktualnie efektu wzrostu cen modułów PV, ponieważ zabezpiecza ceny na ok. 1 rok. Obecnie pewien negatywny wpływ na marże może wywierać względnie wysoki kurs EUR/PLN. Widoczne jest duże spowolnienie na rynku instalatorów, co może mieć wpływ na wyniki hurtowników. Do nasycenia rynku mikroinstalacji jest jeszcze bardzo daleko.

Komentarz: Model biznesowy Spółki wydaje się adresować wiele obszarów, w których oczekiwany jest istotny wzrost popytu w kolejnych latach: farmy PV, magazyny energii, pompy ciepła. Ciekawym rozwiązaniem wydaje się bilansowanie energii 1:1 i realizowanie wyższego IRR w przypadku sprzedaży energii do klienta końcowego. Portfel farm PV rzędu 5,8 GW, z czego ok. połowa (wg. Spółki) może zostać zrealizowana, może kreować wartość NPV ponad 2 mld PLN, co nie jest oczywiście jeszcze uwzględniane w obecnych wynikach. Nie widzimy istotnego ryzyka wyhamowania rynku mikroinstalacji w najbliższych latach, a dostrzeganie kolejnych wzrostowych obszarów w procesie transformacji energetycznej (wraz z synergiami między poszczególnymi produktami i cross-sellingiem), powinno przekładać się na dalszy wzrost wyników. **(Michał Kozak, 666 079 133)**

EDISON ENERGIA (8 kwietnia)

- Profil firmy: 1) TOP5 dostawców w Europie w obszarze energetyki prosumenckiej w PV, 2) Wicelider wśród instalatorów PV w Polsce 2) powołana spółka Menlo Electric dostarcza sprzęt PV dla hurtowni i instalatorów fotowoltaiki w całej Polsce i Europie, 3) Firma jest w TOP3 w Polsce pod względem wartości sprzedaży w pompach ciepła. Segment ma być podobnej skali jak biznes PV, obecnie sytuacja w tym segmencie przypomina rynek PV z 2018r. 4) Firma planuje posiadać własne źródła wytwórcze w farmach PV (rozpoczęcie produkcji energii w połowie tego roku).
- Wyniki: W 2020 roku spółka miała ok. 200 mln PLN przychodów (41 mln EUR). EBITDA wyniosła ok. 8 mln PLN (5% marży). W 2020r. spółka nie korzystała z zadłużenia. Spółka planuje uruchomienie linii kredytowych w 1H21, nie wyklucza pozyskania kapitału od funduszy, inwestorów branżowych lub z IPO. Na zagranicznych rynkach spółka chce się rozwijać zarówno organicznie, jak i poprzez przejęcia. Na 2021r. prognozowane przychody wynoszą ponad 100 mln EUR, przy ponad 100 MW zainstalowanych mocy. Marżowość wynosi obecnie między 10 a 15% EBITDA (powyżej średniej w branży).
- Segment instalacji PV: 1) Obecnie oferta dotyczy dwóch marek: Edison (premium) i Zielony Ryś (value-for-money), 2) Prognoza ok. 100 mln EUR w 2021r., 3) 10 tys. wykonanych instalacji u klientów w Polsce, 4) Prawie 54 MW sprzedaży w 2020r. i 23 MW w 1Q21., 5) Aspiracją firmy jest bycie liderem w zaopatrywaniu kanału B2B w PV w Europie, 6) Do 4Q20 widoczny był trend spadku kosztów modułów PV, obecnie widać wyraźny wzrost tych kosztów. Inwestycje zaczęły wyprzedzać dostępne moce produkcyjne. Powrót do globalnego trendu spadkowego na cenach modułów może nastąpić w perspektywie roku, 7) Spółka dostrzega większą wartość w rozwoju obszaru obsługi klienta końcowego (B2B i B2C), w tym w segmencie pomp ciepła, niż w farmach PV., 7) Wielkość rynku instalacji <50 kWp w Polsce to 2 mld EUR w 2020r.

- Segment pomp ciepła: 1) Głównie ofertowane są rozwiązania marki Buderus (lidera globalnego), 2) 3 mln EUR sprzedaży w pierwszych 4 miesiącach działania, 150 pomp ciepła sprzedawanych miesięcznie, 3) Wolumenowa dynamika wzrostów na rynku pomp w Polsce może być 2-cyfrowa (56 tys. pomp w 2020r). 4) Wielkość rynku pomp w 2020r. wyniosła 0,5 mld EUR, w perspektywie 3-4 lat może to być 1,5-2 mld EUR., 5) Okres zwrotu dla klienta przy inwestycji w pompy ciepła z PV to ok. 10 lat (6-8 lat w samych mikroinstalacjach PV).
- Segment usług dystrybucyjnych: 1) Rozpoczęcie działalności w 4Q20r., 2) Współpraca z takimi partnerami jak: Serqphim, Trinasolar, Sungrow, W2allbox.
- Portfolio firmy zawiera 5 projektów farm PV o mocy 4,8 MW (~perspektywa niecałych 2 mln PLN przychodów rocznie), z wygranymi aukcjami w 2018 r. Spółka nie planuje agresywniejszej rozbudowy portfolio w tym obszarze.

Komentarz: Spółka dostrzega większą wartość w jakościowej obsłudze klienta w formule B2B/B2C w obszarze mikroinstalacji oraz pomp ciepła, niż w rozbudowie portfolio PV. Obecnie rynek pomp ciepła jest silnie rozdrobniony, w perspektywie 3-4 lat wielkość tego rynku w Polsce może zwiększyć się z 0,5 mld EUR do 1,5-2 mld EUR, obecnie jest na etapie rynku mikroinstalacji z 2018r. Aspiracją Spółki jest bycie jednym z czołowych graczy na tym rynku, obecnie Edison Energia jest 2-gim graczem w mikroinstalacjach w Polsce. Ciekawym i wzrostowym obszarem w obsłudze klienta w PV powinien być segment SME – większe skomplikowanie instalacji i wyższe marże. **(Michał Kozak, 666 079 133)**

ELEKTROTIM (7 kwietnia)

#Perspektywa na 2021r

- Portfel zamówień na koniec '20 wyniósł 291mln PLN, w tym ELT 247mln PLN, Procom 27mln PLN, Zeus 14,6mln PLN, 2,3mln PLN
- Na koniec Q1'21 backlog w ELT spadł (ok. 30mln PLN zamówień pozyskanych przy większej sprzedaży), natomiast w pozostałych spółkach nastąpił jego wzrost: Procom 40mln PLN, Zeus 20mln PLN, Ostoya 3,5mln PLN
- W kwietniu widać jest odbicie portfela zamówień w ELT (backlog grupy zbliżony do 290mln PLN)
- W bieżącym roku planowane jest osiągnięcie ponad 200mln PLN sprzedaży jednostkowej oraz ponad 300mln PLN na poziomie grupy (brakuje jeszcze ok. 40mln PLN w portfelu żeby zrealizować 240mln PLN jednostkowo w br.)
- Obserwowana jest trochę większa presja na ceny niż była, dotyczy to wszystkich segmentach w związku z czym nie należy oczekiwać poprawy marży r./r.
- Powtórzenie wyników 2020r jest jak najbardziej realne
- Najwyższe marże osiąga się na kontraktach gdzie startuje 4-5 podmiotów (duże kontrakty), obecnie w mniejszych przetargach widać po kilkanaście spółek
- W przypadku mniejszych kontraktów spółka skupia się na usługach serwisowania
- Na rynku pojawia się dużo przetargów na kwoty ok. 60mln PLN co jeszcze kilka lat temu było rzadkością

- Spółka startuje w konsorcjum w przetargu dla Orlenu o wartości szacunkowej ok. 400mln PLN, gdzie udział ELT wynosi 120mln PLN, rozstrzygnięcie planowane w najbliższych tygodniach
- Upsidem dla tegorocznych przychodów są przetargi związane z systemami zasilania dla trakcji, gdzie zabudżetowane jest 5mln PLN, natomiast obecnie toczy się kilka postępowań w których spółka startuje, jeżeli niektóre z nich uda się wygrać może to być ok. 15mln PLN
- Procom startuje z kolei w przetargach związanych z robotyzacją w segmencie motoryzacji (zupełnie nowe projekty, niebudżetowane)
- Patrząc pod kątem popytu w poszczególnych sektorach: 1) przemysł – wzrost inwestycji, duże przetargi, 2) Dystrybucja OSD – 2 lata zastoju, 3) Utrzymanie dróg/oświetlenia – słabe perspektywy, mało zleceń, brak środków w budżetach samorządów, zastój w tematach komunalnych i miejskich, 4) Wojsko – spore wydatki obserwowane, dobre perspektywy, 5) Segment trakcji – obecnie stabilny poziom, bardzo dobre perspektywy, modernizacje układów zasilania, 6) Farmy wiatrowe i fotowoltaiczne – dużo się dzieje, aktywny udział przy budowie instalacji elektrycznych (wyprowadzenie linii na farmie Budzyń za 9mln PLN)

#Oferta produktowa

- Oferta spółki ma być uzupełniona w najbliższych latach energetykę rozproszoną engineering w zakresie elektrycznym dla klastrów energii oraz wspólnot energetycznych, automatyzacji kontroli i sterowania tymi urządzeniami (kompetencje Procom System), planowane stworzenie własnego software'u który będzie zarządzał pracą urządzeń wytwórczych, rejestrację poboru i wymianę energii z siecią w klastrach
- Magazyny Energii o większej pojemności – spółka ma doświadczenie w systemach zasilania dla transportu tramwajowego, kompetencje te miałyby zostać także przeniesione do sektora energetycznego
- OZE 1) Farmy wiatrowe – budowa linii elektroenergetycznych, Farmy wiatrowe o dużej mocy 10-20 MW – wyprowadzanie mocy, kable i linie zasilające, GPO, nie są zainteresowani małymi instalacjami gdzie jest duża konkurencja i nie są wymagane kompetencje, 2) Biogazownie / energetyka skojarzona – wyprowadzanie mocy, układy automatyki

#Strategia

- Strategia do 2022r zakłada osiągnięcie 340-400mln PLN na poziomie skonsolidowanym oraz 230-270mln PLN jednostkowo
- Cel ten zostaje podtrzymany, jednostkowo 240mln PLN jest realne już w tym roku
- Spółka chce skupić się na projektach do 100mln PLN o czasie realizacji 1-2 lata, dłuższe projekty wiążą się z ryzykiem wzrostu cen miedzi a tym samym kabli co obniża rentowność

#Pozostałe

- Ten rok jeżeli chodzi o inwestycje dystrybutorów nie będzie jeszcze najlepszy podobnie zresztą jak przyszły
- Potrzeby inwestycyjne pojawia się na napięciu 110kV jak i na średnim 10-20kV

Komentarz: Pomimo przestoju inwestycyjnego w OSD perspektywy dla spółki na br. wyglądają bardzo dobrze. Ubiegłoroczna prognoza zakłada wyniki jednostkowe na poziomie: przychody 214mln PLN, EBIT 18,1mln PLN, zysk netto 12,6mln PLN oraz skonsolidowane przychody 293mln PLN, EBIT 22mln PLN, zysk netto 14,8mln PLN. Wydaje się że ub.r. wyniki będą powtórzone w br., co przy ok. 6mln PLN zadłużenia netto implikuje wskaźniki EV/EBITDA

3,3x oraz P/E 6,1x. Słabszy popyt inwestycyjny w OSD oraz samorządach jest rekompensowany inwestycjami modernizacyjnymi, poprawiającymi efektywność w przemyśle ciężkim, zamówieniami z wojska oraz instalacjami elektrycznymi związanymi z podpięciami farm wiatrowych oraz fotowoltaicznych. **(Łukasz Rudnik, 887 309 797)**

ERBUD/ONDE (8 kwietnia)

- Portfel zamówień Grupy na koniec roku wynosił 2,55mld PLN (+7% r./r.), z czego na samo Onde przypadało ok. 1,075mld PLN;
- W portfelu zleceń na koniec '20 ok. 1900mln PLN przypada na '21, reszta na dalsze lata;
- Sprzedaż Onde w '20 wyniosła 586mln PLN (+54% r./r.), Grupa szacuje, że tegoroczne przychody spółki zależnej mogą przekroczyć 1mld PLN;
- Kontraktacja w '20 wyniosła 2,5mld PLN, celem Zarządu jest taki poziom kontraktacji w '21, który pozwoli na osiągnięcie backlogu w wysokości 3mld PLN;
- Udział zamówień publicznych w backlogu wynosi 32%;
- Kubaturówka stanowiła w backlogu na koniec '20 48% vs. 64% na koniec '19
- W '21 (do 8 kwietnia br.) ERB podpisał kontrakty o wartości 541mln PLN, z czego 155mln PLN przypadało Onde;
- Pandemia COVID-19 miała materialny wpływ na wyniki grupy. Wg szacunków Zarządu, z uwagi na COVID-19 przychody w segmencie kubaturowym były niższe o ok. 500mln PLN;
- W Onde 82% przychodów w '20 pochodziło z kontraktów OZE;
- Udział kontraktów drogowych w backlogu Onde powinien spadać w '21;
- Spółka nie zdecydowała jeszcze w jaki sposób odbędzie się sprzedaż akcji Onde (czy poprzez IPO czy poprzez sprzedaż części udziałów do inwestora), jednak na pewno planuje zachować kontrolę nad Onde.
- Spółka rozważa przejęcia w segmencie kubaturowym;
- W najbliższym czasie Spółka rozważy uruchomienie programu skupu akcji własnych.

Komentarz: Pomimo ostatniego wzrostu kursu, naszym zdaniem Spółka pozostaje atrakcyjnym pickiem w sektorze. Backlog Erbudu wyróżnia się in plus na tle sektora, głównie za sprawą wysokomarżowych kontraktów OZE i drogowych, stanowiących ponad 40% backlogu. Co do nowej części budownictwa modułowego – jesteśmy zdania, że właśnie w tym segmencie można upatrywać zauważalnego upside'u w kolejnych latach, nawet zakładając niższe od komunikowanych przez Zarząd, obłożenie linii produkcyjnych. Wspierającym w tym segmencie jest również potencjalna lokalizacja fabryki w SSE, co może zapewnić tarczę podatkową na poziomie kilkunastu mln PLN. **(David Sharma, 603 173 749)**

GRODNO (9 kwietnia)

- Profil Spółki: jeden z czołowych dystrybutorów produktów elektrotechnicznych i oświetleniowych na rynku krajowym
- Wyniki: przychody w ost. 12m wyniosły wg. szacunków 712,5 mln PLN (z czego ok. 30% z OZE, 70% z dystrybucji). EBITDA w okresie 4Q19-3Q20: blisko 26 mln PLN. Spółka spodziewa się mocnych pozytywnych przepływów w OCF, większość dużych inwestycji zakończy się w tym roku. Ze względu na dużą niepewność na rynku i syt. pandemiczną, sytuacja może być zmienna.
- Spółka rozwija również segment OZE w obszarze instalacji PV, pomp ciepła i stacji ładowania pojazdów. Obecny udział rynkowy Spółki w mikroinstalacjach PV wynosi ok. 15%. Planowany udział w obszarze instalacji komercyjno-przemysłowych w PV ma wynieść również 15% do 2024r.
- Zakładany wzrost sprzedaży w okresie 2020-2024 wynosi co najmniej 10% rocznie, a głównym triggerem ma być segment OZE.
- Duże perspektywy są w małych instalacjach PV komercyjnych (przemysłowych; 50-500 kWp). Obecnie segment ten stanowi 3% rynku fotowoltaiki
- Widoczne są duże synergie zastosowania pomp ciepła z fotowoltaiką. W 2020r. segment pomp typu powietrze/woda miał wielkość 42 tys. szt. (x2 vs. 2019r.; x5 vs. 2017r.). Wraz z pompami typu powietrze/woda CWU rynek wynosił 51 tys. szt. Rynkowe prognozy rynkowe na 2020r. były istotnie niższe. Grodno planuje sprzedaż min. 2000 szt. pomp ciepła w 2022r. i min. 5000 szt. w 2024r, przez co Grodno ma osiągnąć ok. 5% udziałów w rynku. Głównymi klientami Grodna w pompach są obecnie instalatorzy fotowoltaiczni. Spółka jest przekonana, że w kolejnych latach będą większe systemy wsparcia w pompach ciepła w Polsce.

Komentarz: Spółka chce rozwijać segment OZE, gdzie widzi istotne synergie w sprzedaży mikroinstalacji, wraz z pompami ciepła. Wskazuje też na dobre perspektywy dla małych instalacji komercyjnych, które na dzisiaj stanowią tylko 3% rynku. Wcześniejszy guidance dot. 10% wzrostów sprzedaży do 2024r. należy traktować jako wariant konserwatywny. **(Michał Kozak, 666 079 133)**

HERKULES (8 kwietnia)

#Podsumowanie 2020r

- Po zastoju w montażu turbin w latach 2018-2019 w ub.r. nastąpiło wyraźne odbicie
- Ok. 1000 realizacji, 40 realizacji turbin wiatrowych, w tym 24 wykonane sprzętem własnym oraz 4 modernizacje
- Projekty wiatrowe realizowane w ub.r. pochodziły z aukcji z lat 2018-2019
- W 2015r marża na dźwigach gąsienicowych (dedykowane pod farmy wiatrowe) wyniosła 34%, przy 26mln PLN przychodów, natomiast w ub.r. przychody wzrosły do 20mln PLN (+140% r./r.)
- Po 9M20 marża dla dźwigów gąsienicowych wzrosła do 13% z -10% rok wcześniej

#Perspektywy na 2021r

- W obecnym backlogu na 2021r jest ok. 30 instalacji turbin wiatrowych oraz 7 remontów
- Backlog ten jest zbliżony do tego co było rok wcześniej, cały czas napływają nowe zapytania
- Docelowo marża na dźwigach gąsienicowych będzie wyższa niż w przypadku żurawi wieżowych
- Za wynikami segmentu żurawi gąsienicowych będzie podążał także segment żurawi hydraulicznych (przemysł, infrastruktura)
- Widoczny jest wzrost zapytań o modernizacje turbin wiatrowych
- Trwają rozmowy z klientami, którzy realizowali farmy wiatrowe w Polsce i zamierzają je realizować w przyszłości odnośnie potrzeb na kolejne lata pod kątem rozbudowy parku maszynowego, rozważane jest nawiązanie umów długoterminowych w współpracy
- Biorąc pod uwagę wielkość spływających zamówień w DG spodziewany jest rozwój tego obszaru i w strukturze marży może on osiągnąć udział na poziomie 37% wobec 41% w żurawiach wieżowych
- W segmencie żurawi wieżowych po zapaści w ub.r. od lutego widoczny jest wzrost popytu, tym samym utylizacja sprzętu poprawia się
- Stawki na żurawiach pod farmy wiatrowe są stałe od paru lat, podobnie wygląda sytuacja w żurawiach hydraulicznych

#Flota urządzeń dźwigowych

- Flota urządzeń dźwigowych spółki składa się z 300 żurawi
- Spółka posiada 2 maszyny do realizacji turbin wiatrowych, przy czym 1 maszyna dedykowana jest do budowy farm a druga do modernizacji
- Planowany jest zakup dwóch kolejnych dźwigów do budowy farm wiatrowych, decyzja zapadnie po ewentualnej liberalizacji ustawy odległościowej
- Capex na ten cel to ok. 15mln EUR, czas oczekiwania na realizację takiego zamówienia to 6-12msc w przypadku żurawi gąsienicowych oraz 12msc w przypadku żurawi kołowych

#Kontrakt GMS-R

- Wielkość kontraktu dla Herkules Infrastruktura w perspektywie do 2023r to 270mln PLN
- Zakupy stali bazują na umowach ramowych z dostawcami, dopiero niedawno spółka zaczęła odczuwać skutki wzrostu cen stali, kontrakt z PKP PLK nie przewiduje waloryzacji cen materiałów ale w przypadku nadzwyczajnych wzrostów cen materiałów istnieje możliwość składania roszczeń do zamawiającego rekompensujących wzrost cen,
- Nie ma obecnie problemów z dostępem do finansowania pod kontrakt GSM-R

#Pozostałe

- Planowany przyrost liczby turbin wiatrowych w Polsce: '20=1,5k; '25=3k; '30=5k; '35=5k; '40=7,75k; '45=9,75k 9bazując na umieszczeniu w wiatrakach 35 GW do 2050r)
- Planowane udziały Herkules w rynku w latach 2021-2030: Herkules 17%, Lewandowska 30%, Sarens 30%, BMS 15%

- Zarząd rozpoczął prace nad 5-letnią strategią, spółka nie wyklucza aktywnego udziału w konsolidacji rynku, ewentualne wejście na rynki zagraniczne jest łatwiejsze do zrealizowania poprzez akwizycje
- Aktywa hotelowe wyceniane są na bilansie na kwotę ok. 10mln PLN, zarząd rozważa także dezinvestycje związane z pozostałymi aktywami nieoperacyjnymi (działka przy ul. Kaczorowej (Białoleka), działka na Annopolu)
- Wskaźnik DN/EBITDA wpisany z umowy z bankami to <4x

Komentarz: *Widoczne jest ożywienie popytu na żurawie dedykowane do farm wiatrowych, gdzie backlog już jest zbliżony do poziomów z ub.r., a cały czas napływają kolejne zapytania. Segment ten powinien istotnie zwiększyć udział w zysku EBIT w perspektywie 2022r. Historycznie w segmencie żurawi gąsienicowych spółka osiągała marże sięgające 34%, istotnie powyżej poziomu marż w segmencie żurawi wieżowych. Widoczna jest także poprawa sytuacji w segmencie żurawi hydraulicznych. Po zapaści rynku w żurawiach wieżowych w 2020r, perspektywy na bieżący rok także wydają się dużo lepsze. Niewiadomą są dla nas wyniki związane z projektem GSM-R. Widzimy tutaj ryzyko związane z rosnącymi cenami stali oraz cementu i ich ewentualny wpływ na marże w spółce Gastel Prefabrykacja (wieże strunobetonowe). (Łukasz Rudnik, 887 309 797)*

LOTOS (8 kwietnia)

- Spółka zaprezentowała kluczowe plany dot. budowy wielkoskalowej instalacji (Green H2) do produkcji zielonego wodoru:
- instalacja ma się składać z parku elektrolizerów o mocy ok. 100 MW, magazynów wodoru oraz ogniw paliwowych/turbin wodorowych (w celu zamiany wodoru na energię el. i załączenie jej do sieci),
- projekt ma być zlokalizowany na terenie rafinerii Grupy Lotos, a 100% wyprodukowanego wodoru ma być wykorzystane w produkcji rafinerijnej do „zazieleniania” paliw klasycznych. Przełoży się to na redukcję min. 100 tys. ton CO2 rocznie (co może ułatwić finansowanie ze źródeł bezzwrotnych, nawet do 60% nakładów inwestycyjnych i dofinansowywanie Opex-u przez pewien okres czasu). Dzięki temu zrealizowane zostaną cele środowiskowe zapisane w dyrektywie RED II. Po pewnym czasie, wódór będzie paliwem sam w sobie i Spółka będzie go dystrybuować do innych odbiorców w regionie.
- spółka planuje kupować zieloną energię poprzez umowy PPA (z farm off-shore, on-shore lub farm PV) i wykorzystywać ją do produkcji zielonego wodoru. Będą to zakupy z zewnątrz. Lotos dysponuje dużą ilością wolnych terenów przy rafinerii, które można pokryć farmami PV. Lotos posiada również dostęp do dużych wolumenów oczyszczonej wody, co dodatkowo przemawia za lokalizacją.
- Lotos liczy również, że projekt będzie źródłem dodatkowych przychodów z tyt. wysyłania energii i bilansowania systemu energetycznego w Polsce.
- instalacja za 6 lat może być w TOP10 największych tego typu inwestycji w Europie.
- możliwość magazynowania w przyszłości nadwyżek energii el. z offshore na Bałtyku.
- wg. Lotosu przez najbliższe 10 lat w Polsce sektor wodoru w obszarze rozproszonego transportu będzie w dużej części korzystał z produkcji

wodoru szarego. W przypadku małych instalacji tego typu, kwestie CO₂ powinny mieć mniejsze znaczenie a produkcja tego typu wodoru jest względnie tańsza. Rozwój zielonego wodoru w Polsce powinien się opierać o regionalne huby.

- ze względu na wysokie koszty sprężania, dystrybucji, transportu i magazynowania wodoru, najbardziej efektywnym rozwiązaniem jest produkcja wodoru w miejscu jego wykorzystania. Trudno jest odpowiedzieć na pytanie przy jakiej cenie energii el., ekonomika wykorzystania zielonego wodoru jest opłacalna, ze względu na różne źródła energii (z sieci, czy własnych źródeł o niższym LCOE?) będące wsadem, oraz specyfikę odbiorców (np. w rafineriach, przez koszty środowiskowe, wykorzystanie zielonego wodoru może być bardziej opłacalne, niż w innych gałęziach). Wg. analiz Lotosu, kluczowym czynnikiem warunkującym opłacalność produkcji czystego wodoru jest koszt produkcji zielonej energii elektrycznej (który odpowiada za 80-90% kosztów produkcji zielonego wodoru), a nie koszt elektrolizera.



Komentarz: Spółka zaprezentowała swoją wizję rozwoju zielonego wodoru w Polsce. Trudno o przedstawienie progowych cen energii el., CO₂, czy kosztu elektrolizera, przy badaniu ekonomiki zielonego wodoru, inaczej będą ją kalkulowały spółki rafineryjne (przez normy środowiskowe w paliwach), a inaczej inne branże. Wydaje się jednak, że kluczową kwestią jest bezpośredni dostęp do taniego źródła OZE (zakup energii z zewn. lub własna instalacja PV/wiatrowa), który warunkuje 80% kosztów projektu wodorowego w danej lokalizacji. Ciekawą kwestią jest też możliwe uzyskanie do ok. 60% bezzwrotnego dofinansowania capexu ze źródeł europejskich na instalację wodorową, czy nawet dopłat do kosztów operacyjnych. Silny akcent KE w obszarze zielonego wodoru powinien przekładać się na istotny spadek kosztów technologii w kolejnych latach (przy odpowiedniej skali) i eliminować inne warianty wodoru, takie jak niebieski i oczywiście szary, w dłuższej perspektywie. **(Michał Kozak, 666 079 133)**

ML-SYSTEM (7 kwietnia)

- Spółka zaprezentowała swój profil działalności: 1) fotowoltaika klasyczna, 2) fotowoltaika zintegrowana z budynkami. Na produktach BIPV Spółka osiąga najwyższe marże, 3) obiekty małej architektury miejskiej (m.in. zadaszenia parkingów, wiaty przystankowe), 4) zaawansowana obróbka szkła.
- Wyniki: Przychody za 2020r. sięgnęły 127 mln PLN, EBITDA 22,1 mln PLN.
- Spółka wymieniła również elementy opublikowanej w ub. roku strategii na lata 2020-2024, której główne punkty to: 1) osiągnięcie ponad 400 mln PLN przychodów w 2024r. (vs. 127 mln w 2020r.) i poprawa marży EBITDA. Wzrost ma wynikać głównie z nowych inwestycji dot. powłok kwantowych. 2) uruchomienie seryjnej produkcji innowacyjnych w skali światowej szyb z powłokami kwantowymi: Quantum Glass, 2D Glass, Active Glass, 3) prace B+R w obszarze QDrive, ogniw tandemowych, 3) w latach 2020-2024r. planowane nakłady inwestycyjne mają wynieść 159-216 mln PLN, z czego ok. 60% na rozwój projektu Active Glass (wraz z dotacją na poziomie 88 mln PLN). Projekt ma zostać zakończony w 2023r. i dotyczy produkcji energetycznie aktywnej szyby o rozmiarze 2m x 4m, o ulepszonych właściwościach konwersji, z możliwością gięcia. Wśród kluczowych projektów jest jeszcze m.in. Quantum Glass z planowanym zakończeniem w połowie 2021r. i dotyczący energetycznie aktywnej szyby o rozmiarze do 1,2m x 2m.
- Trwają prace nad projektem Covid Detector: urządzeniem, który w czasie rzeczywistym ma wykrywać koronawirusa a w przyszłości inne patogeny, m.in. z wydychanego powietrza. Spółka zaraz po informacji dot. skuteczności detektora (spodziewane zakończenie badań w tym tygodniu) będzie publikowała strategię wejścia.

Komentarz: Kluczową informacją jest przewidywany termin zakończenia badań nad skutecznością urządzenia „Covid Detector”, wypadający w tym tygodniu (zgodnie z RB z początku kwietnia). Wpływ na prognozowany wzrost przychodów ze 127 mln w 2020 do ponad 400 mln PLN będą miały inwestycje w powłoki kwantowe: m.in. zakończenie projektu Quantum Glass w połowie 2021r i Active Glass w 2023r. **(Michał Kozak, 666 079 133)**

PGE (8 kwietnia)

- Spółka przytoczyła kluczowe punkty swojej strategii, wg. której aspiracją PGE jest: 1) 50% udział OZE w portfelu w 2030r. i 100% w 2050r., 2) połowa planowanych nakładów inwestycyjnych w 2021-2030r. (z 75 mld PLN) ma dotyczyć segmentu OZE a ponad 30% działalności regulowanej, 3) do 2030r. wybudowanie 2,5 GW nowych mocy w off-shore (i ponad 6,5 GW w 2040r.), ponad 3 GW w farmach PV (i 0,8 GW w mikroinstalacjach) i rozbudowa portfela on-shore o co najmniej 1 GW. 4) wielkoskalowym projektem ma towarzyszyć program magazynowania energii na co najmniej 0,8 GW. Koszt budowy modułowego magazynu energii w Żarnowcu o mocy 200 MW Spółka szacuje na ok. 900 mln PLN, przy oczekiwanym wsparciu na poziomie 600 mln PLN.
- W tym roku PGE planuje wystawić do aukcji w PV ok. 150 MW projektów. Obecnie priorytetem grupy jest pozyskiwanie terenów pod inwestycje w tym obszarze OZE. Obecnie zabezpieczone (głównie w formie dzierżawy) są grunty o powierzchni 2300 ha, co może zapewnić budowę farm o łącznej mocy do 1,4 GW, czyli połowy tego, co planuje zbudować PGE do 2030 r. Wg. harmonogramu aukcje dla PV odbędą się 8 i 11 czerwca.

- Offshore: Na przełomie 2022/2023 powinny zostać podjęte decyzje dot. inwestycji (po decyzji URE dot. przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda). Ostateczna decyzja ws. projektu Baltica-3 może zapaść w 2023r., w Baltica-2 w 2024 (łącznie 2 projekty mają 2,5 GW mocy, z czego 50% przypadnie na PGE). Capex na projekty to ok. 35-40 mld PLN, oczekiwany okres eksploatacji: 30 lat. Projekt Baltica-1 (realizowany tylko przez PGE) może zostać zrealizowany po 2030r. PGE na chwilę obecną podtrzymuje chęć inwestycji w off-shore, po zmianie ceny max.

Główne założenia do wyliczenia ceny maksymalnej za energię elektryczną (rok uruchomienia farmy 2026)

	Projekt rozporządzenia	Rozporządzenie	Wpływ na zmianę ceny (PLN/MWh) Łącznie +18,1
Maksymalna cena za energię elektryczną	301,5 PLN/MWh (~70 EUR/MWh)	319,60 PLN/MWh (71,82 EUR/MWh)	
Okres eksploatacji	25 lat		
CAPEX			
Capex na MW	11,37 mln PLN	11,67 mln PLN	
Koszt likwidacji/MW	0,22 mln PLN		
Koszt przyłącza i wyprowadzenia mocy	20%-30% capexu		
Odległość od brzegu	45 km	55 km	+7,7
OPEX			
FOM-koszty operacyjne stałe	0,302 mln PLN/MW/rok	0,309mln PLN/MW/rok	
Opłata koncesyjna	0,023 mln PLN/MW/rok		
Koszty bilansowania	PLN 0/MWh	PLN 2/MWh	+2,0
Podatek od nieruchomości	-	0,4 PLN/MWh	+0,4
Opłata PSZW	1% CAPEX-u	+opłata za przedłużenie PSZW	+0,1
Load factor	45,7%		
WACC (pre—tax)	6,03% (realny), 8,9% (nominalny)	6,03% (realny), 8,8% (nominalny*)	
WACC (post-tax)	7,2% (nominalny)	7,1% (nominalny*)	
Kursy walut	3,81 USD/PLN 4,31 EUR/PLN	3,81 USD/PLN 4,45 EUR/PLN	
Inflacja	2,7%	2,6%	+7,9

*Szacunki PGE

Komentarz: Spółka podała kilka ciekawych parametrów dot. inwestycji w off-shore. Uważamy, że na chwilę obecną rynek nie powinien dyskontować pozytywnego NPV w tym obszarze w kontekście PGE, ponieważ zarówno decyzje inwestycyjne, jak i komponenty kosztowe (np. koszty przyłączenia) i przychodowe (cena max, czy niższa?) mogą ulec zmianie. Większe znaczenie dla sentymentu wokół Spółki ma wypracowywany obecnie schemat wydzielania el. węglowych do spółki NABE, który powinien pozytywnie wpływać na kurs w najbliższym czasie. (Michał Kozak, 666 079 133)

R. POWER (9 kwietnia)

- Czołowy deweloper farm PV w Polsce i jeden z 10 największych deweloperów w Europie. Strategią spółki jest wzrost własnego portfela elektrowni oraz ekspansja zagraniczna. Model biznesowy Spółki składa się z fazy developmentu (do etapu „ready-to-build” i fazy komercjalizacji poprzez aukcje lub PPA), finansowania bankowego (w formule „project finance”) oraz budowy i serwisu elektrowni (EPC poprzez spółkę Nomad Electric, O&M). Następnie projekty są zatrzymywane w Spółce lub sprzedawane do inwestorów. Historycznie spółka większość projektów sprzedawała do inwestorów, teraz może się to zmienić.
- Spółka w okresie 2019-2020 sprzedała ok. 200 MW w elektrowniach PV, przy pozyskanym finansowaniu bankowym na budowę ponad 700 mln PLN. Ponad 4 GW projektów rozwijane jest w Polsce i zagranicą na

lata 2021-2025. Portfolio wybudowanych lub w budowie we własnym portfelu wynosi 124 MW. Portfolio projektów w Polsce: >3 GW. Działalność dotyczy również innych rynków: Włochy (>100 MW rozwijanych projektów PV), Niemierlandy, Portugalia.

- W przywołanych prognozach (ARE, BNEF, PV Infolink): 1) moc elektrowni PV globalnie wzrośnie z 770 GW w 2020r. do ponad 4500 GW w 2040r, 2) moc elektrowni PV w Europie ma wzrosnąć ze 158 GW w 2020r. do ponad 950 GW w 2040, 3) moc elektrowni PV w Polsce wzrośnie z 3,5 GW w 2020r. do ponad 20 GW w 2040r. Wg. Zarządu są to b. konserwatywne założenia wzrostu dla rynku polskiego.
- Prognozy R. Power wskazują na wzrost mocy farm PV w Polsce z 1,3 GW w 2020r. do 2,5 GW w 2021r., 4 GW w 2022r., 5,5 GW w 2023r., 7,2 GW w 2024r. i 8,8 GW w 2025r. Wielkość rynków PV w poszczególnych krajach: a) Polska: ~2,5 GW rocznie, b) Niemcy: ~2,5 GW rocznie, c) Włochy: ~3 GW rocznie, d) Niemierlandy: > 2GW rocznie, e) Francja: >2,9 GW rocznie, f) Portugalia: >4 GW rocznie
- Publiczne spółki zagraniczne o porównywalnym modelu biznesowym do R. Power (development+budowa+sprzedaż+własność) to m.in.: a) Solaria (moc IPP: 450 MW; MCap: 2,2 mld EUR), b) Scatec (moc IPP: 1,57 GW; MCap: 4 mld EUR), c) Neoen (moc IPP: 1,98 GW; MCap: 3,6 mld EUR), d) Solar Pack (moc IPP: 252 MW; MCap: 0,7 mld EUR).
- Portfel 1 MW w Polsce w R. Power wynosi 1,36 GW, z czego 0,8 GW dotyczy wczesnego developmentu. Średni poniesiony capex, przy modułach polikrystalicznych, wyniósł ok. 2,3-2,4 mln PLN, przy IRR rzędu 25-30%. Pełen proces inwestycyjny był realizowany przez Spółkę. Portfolio spółki dla dużych projektów PV w Polsce obejmuje 2,37 GW, z czego 1,8 GW we wczesnym developmentie. Przy rozwijanych dużych projektach, średni capex, przy modułach „tracker+mono bi-facial” (podnoszących produktywność o ok. 7% w warunkach polskich), Spółka szacuje na ok. 2,1 mln PLN/MW (średnia moc ok. 100 MW), przy średnim oczekiwanym IRR rzędu 18%.
- Studium przypadku – ekonomia elektrowni (na przykładzie budowanej obecnie elektrowni Koniń Żagański IV w 1 roku działalności): 1) 8 MW z wygraną aukcją w 2020r., 2) Przychody: 2,42 mln PLN/r, 3) 550 tys. PLN/r kosztów operacyjnych bez amortyzacji (70 tys. PLN/r per MW). Średnio po 25% stanowią koszty dzierżawy i serwisowania (O&M), 22% podatki., 4) EBITDA: 1,86 mln PLN (marża 77%), 4) amortyzacja: 1,12 mln PLN (księgowo ~ok. 15 lat), 5) koszty finansowania bankowego: 350 tys. PLN/r (2,5% marża, LTV 80%), 6) zysk netto: 360 tys. PLN/r, 6) cash flow dostępny dla właściciela: 590 tys. PLN/r., 7) Zakładany okres eksploatacji: 30 lat (akceptowalne przez banki; standardem jest przyjmowanie długości umowy dzierżawy), bardziej optymistyczne prognozy mówią o 40-letnim okresie eksploatacji, 8) Capex: 16,8 mln PLN (~2,1 mln PLN/MW), 8) NPV=15,4 mln PLN, IRR: 20,6%, 9) co 10 lat należy doliczyć ok. 20 tys. EUR dodatkowego kosztu per 1 MW (głównie inwestycja w wymianę inwerterów).
- Developer (w małych projektach, z „dobrymi cenami”) jest w stanie zarobić ok. 10-15% „value pool” projektu, generalny wykonawca i spółka serwisująca: po 2-3%.
- Projekty po-aukcyjne historycznie miały w Polsce ceny w zakresie 100-200 tys. EUR, przed-aukcyjne 200-350 tys. PLN
- Jakie inwestycje muszą zostać przeprowadzone, w celu zwiększenia mocy przesyłowych w Polsce? Na pewno inwestycje w lokalne GPZ-y (są sukcesywnie przeprowadzane)

Komentarz: Firma działa w całym łańcuchu wartości inwestycji w farmy PV, co przekłada się na imponujące IRR inwestycji rzędu 20%, bez ponoszenia kosztów zakupu projektów. Średni mnożnik EV/EBITDA dla przytoczonych porównywalnych spółek wynosi 20x na 2021r, 13,5x na 2022r. i 10,3x na 2022r. Perspektywy rozwoju segmentu farm PV w kolejnych latach w Europie i kompetencje firmy powinny nastrajać pozytywnie, co do kreowanej wartości. (Michał Kozak, 666 079 133)

RADPOL (8 kwietnia)

#Perspektywy na 2021r

- Rok 2020 był postrzegany jako rok słaby pod względem zamówień, w tym roku widać więcej realizacji, tym samym konkurencja ma wyższe obciążenie mocy produkcyjnych w rezultacie nie widać presji cenowej na rynku
- Marże powinny być utrzymane na poziomie z ub.r., wzrost sprzedaży powinien wynieść ok. 20% r./r.
- Ceny tworzyw rosną w ostatnich miesiącach o kilkanaście %, w kwietniu wzrosły o 18%
- W przypadku podpisywania umów ramowych uwzględniany jest mechanizm indeksacji co pozwala przerzucić koszty na klienta, pozostała sprzedaż odbywa się z miesiąca na miesiąc, opóźnienie przełożenie to najwyżej 30 dni
- Wzrost cen stali uległ wyłączeniu, największe wzrosty obserwowano w styczniu i lutym, obecnie te wzrosty są jednocentowe, w tym przypadku jest trudniej przerzucić ceny ponieważ są to rury sprzedawane w procesach przetargowych
- Portfel zamówień na koniec 2020 był wyższy w ujęciu r./r., po Q1'21 widoczne jest dalsze zwiększanie portfela, obecnie jest on wyższy o 10-15% względem okresu przed pandemią
- Efekt podniesienia cen w Q1'21 dodaje do przychodów ok. 1,5-2mln PLN, natomiast w całym 2020r przez spadek cen przychody były niższe o 9mln PLN

#Oferta produktowa

- Spółka jako jedyny zakład w Polsce oraz jeden z trzech zakładów w Europie (Niemcy, Szwajcaria) posiada systemy rurowe sieciowane radiacyjnie na całej długości (wraz z mufą) co zapewnia wysoką efektywność energetyczną instalacji
- Obecnie prowadzone są dwa projekty innowacyjne: 1) systemy antydyfuzyjne dla ciepłownictwa przemysłu – prawie zakończony oraz 2) rury termokurczliwe sieciowane radiacyjnie do nadruku termotransferowego – dedykowane dla energetyki, projekt ma zostać zakończony w przyszłym roku, są to produkty zwiększające bezpieczeństwo (bezhalogenowe opóźniacze rozprzestrzeniania płomieni), koszt 8,3mln PLN, dofinansowanie 3,4mln PLN
- Zarząd chce się skupiać na produktach o wyższej wartości dla klienta, które dają wyższą marżę
- Spółka mocno odchodzi od produkcji rur standardowych z tworzywa najniższej jakości przeznaczonych do rur kanalizacyjnych
- W zeszłym roku zrealizowano pierwszą inwestycję systemu rurowego z barierą dyfuzyjną (EVOH)

- Oferta została wzbogacona także o rury UV PROTECT COLOR – odpowiednik dla rur z blachy SPIRO
- W ofercie znajdują się także Rury ochronne dla farm wiatrowych do zabezpieczenia połączeń kablowych pomiędzy wiatrakami, dla onshore dominują tanie rozwiązania, natomiast w przypadku wiatraków na morzu wymagania powinny być dużo wyższe i tam spółka upatruje swojej szansy
- Dynamicznie rośnie także sprzedaż rur MAXIprotect dedykowanych dla infrastruktury przesyłowej gazu

#Strategia

- Nowa strategia zostanie opublikowana pod koniec tego roku lub na początku kolejnego
- W strategii na lata 2018-2021 zakładane było osiągnięcie przychodów oraz zysku EBITDA na poziomie odpowiednio 239mln PLN oraz 27mln PLN
- W związku z pandemią i opóźnieniem inwestycji oraz rozwoju sprzedaży eksportowej cel przychodów nie zostanie raczej osiągnięty, pomimo wzrostu cen materiałów osiągnięcie celu marży EBITDA jest natomiast realne
- Obecnie rynku zagraniczne odpowiadają za ok. 15% przychodów natomiast w perspektywie 3 lat zakładane jest osiągnięcie sprzedaży eksportowej na poziomie 40% przychodów (wyższe marże, łatwiejsza budowa sprzedaży dla rur termokurczliwych)

#Konkurencja

- W segmencie ciepłowniczym w Polsce jest 5 dostawców rur, są to dwie firmy z Międzyrzecza o obrotach rzędu 100-130mln PLN oraz spółki Logstor i Izoplus, udziały Radpolu wynoszą ok. 15%
- W segmencie rur RC z tworzyw sztucznych spółka ma ok. 20% rynku, cały rynek rur z tworzyw szacowany jest na 1,5mld PLN ale większość to rury niższej jakości gdzie Radpol nie jest obecny
- W segmencie Wod-Kan-Gaz główni konkurenci to Kaczmarek, Uponsor, Gamrat, Simona, Gerodur

#Pozostałe

- Na rynku widoczny jest trend dywersyfikowania źródeł dostaw, klienci europejscy chcą mieć dostawców suportujących z produkcją w Europie
- Obecnie ponad 80% systemów ciepłowniczych to systemy nieefektywne energetycznie
- Dostosowanie ciepłownictwa do celów PEP2040 wymaga budowy 2500km nowych sieci oraz modernizacji i przebudowy ok. 6500km obecnie istniejących sieci, co wiąże się z nakładami 11-30mld PLN (30% z tego to wartość materiałów, głównie rur)
- W kolejnych latach zakładany jest głównie capex odtworzeniowy, na poziomie 6-7mln PLN, jeżeli rynek mocniej ruszy mogą pojawić się inwestycje w dodatkową linię, w tym roku capex wyniesie 12mln PLN m.in. nowa linia do termokurczu (1mln EUR),
- Nie jest wykluczone że analiza opcji strategicznych zakończy się decyzją o sprzedaży zakładu elektroporcelany

Komentarz: W br. zarząd spodziewa się ok. 20% wzrostu przychodów. Na rynku widocznych jest więcej realizacji, tym samym presja konkurencyjna

osłabia się. Pomimo dynamicznego wzrostu cen tworzyw sztucznych, możliwe jest utrzymanie ub.r. marż dzięki mechanizmowi indeksacji w przypadku umów ramowych oraz miesięcznej aktualizacji cenników w przypadku sprzedaży dystrybucyjnej. W przypadku rur stalowych gdzie sprzedaż odbywa się na zasadzie przetargów możliwe jest przejściowe pogorszenie marży, jednak w ostatnich miesiącach widać wypłaczczenie się dynamik cen. Pozytywnie na marże wpływać będzie z kolei efekt skali (większe wykorzystanie mocy) oraz systematyczna poprawa mixu produktowego. Pod koniec roku lub na początku przyszłego zostanie przedstawiona nowa strategia. W perspektywie 3 lat zarząd chciałby osiągać ok. 40% przychodów ze sprzedaży eksportowej. Przychody spółki w kolejnych okresach powinny być napędzane nie tylko innowacjami produktowymi, ale także rosnącym poziomem inwestycji w obszarze gazownictwa, elektrociepłowni oraz gospodarki wodnej. W br. spółce co prawda nie uda się zrealizować celów na 2021r, jednak uważamy że w perspektywie najbliższych lat osiągnięcie przychodów na poziomie 239mln PLN, przy 11% marży EBITDA jest jak najbardziej możliwe (EBITDA 27mln PLN, netto ok. 15mln PLN), co przekłada się na wskaźniki EV/EBITDA 4,7x i P/E 7,1x. **(Łukasz Rudnik, 887 309 797)**

RELPOL (8 kwietnia)

#Perspektywa na 2021r

- W br. spółka powinna korzystać na osłabieniu PLN wobec EUR, przychody realizowane w EUR dwukrotnie przewyższają koszty w tej walucie
- Branże dotykają wzrosty cen miedzi, srebra oraz tworzyw sztucznych
- W przypadku partnerów strategicznych spółka korzysta z mechanizmu indeksacji, który pozwala podnieść cenę w przypadku wzrostu cen kosztów o >10%
- W przypadku sprzedaży do dystrybutorów cenniki są okresowo zmieniane
- Rok 2021 powinien być zbliżony do roku 2020, dwaj najwięksi klienci wskazują na ok. 5-7% wzrosty
- Pomimo wysokiego udziału sprzedaży na rynku niemieckim, spółka dalej dostrzega tam największy potencjał do wzrostu sprzedaży, pozostałe perspektywiczne rynki to Skandynawia, Bliski Wschód oraz rynki wschodnie
- W Polsce nie widać jeszcze dynamicznego wzrostu ładowarek zamachowych do osób indywidualnych tak jak ma to miejsce w przypadku rynków zachodnich
- Tegoroczne wydatki odtworzeniowe wyniosą ok. 3-5mln PLN, do tego dojdzie budowa nowej hali za 9mln PLN
- Struktura wg kanałów będzie rosła na plus dla dystrybutorów, gdzie spółka chce zwiększyć swoją obecność na rynkach Skandynawii/ Wschodnich,

#Strategia

- Zarząd wskazuje na trzy strategiczne obszary, w których planuje się rozwijać: 1) OZE- kontynuacja penetracji rynku dla przekładników do inwerterów solarnych oraz przekładników przemysłowych dla infrastruktury przyłączeniowej i dystrybucyjnej OZE; 2) Elektro mobilność i transport przekładnik dla OEM producentów ładowarek samochodowych, p[przekładniki dla taboru szynowego oraz energetycznej infrastruktury szynowej; 3) Automatyka energetyczna i przemysłowa gniazda push-in, zwiększenie potencjału produkcyjnego

przełączników miniaturowych, rozbudowa linii produktów modułowych i do automatyki budynkowej (BMS)

- Obecnie realizowane inwestycje rozwojowe dotyczą: 1) nowych przełączników bi-stabilnych – 31mln PLN, w tym dofinansowanie z NCBiR na kwotę 12,7mln PLN, zmniejszenie energochłonności przełączników, 2) przełączniki dla infrastruktury krytycznej – 7,7mln PLN, w tym dofinansowanie z NCBiR na kwotę 3,6mln PLN -zwiększenie bezpieczeństwa, dedykowane na rynek Polski, wykorzystywane w układach logicznych; 3) budowa nowej hali produkcyjno-magazynowej – 9mln PLN, podniesienie jakości i potencjału produkcyjnego, ukończenie inwestycji w 3Q21, realokacja maszyn i urządzeń w 4Q21
- Spółka zamierza zwiększyć sprzedaż do ponad 180mln PLN w '26 wobec 118mln PLN w '20, najdynamiczniej ma rosnąć segment przełączników miniaturowych, solarnych oraz modułowych (automatyka budynkowa)
- Od strony sektorów największe dynamiki spodziewane są w automatyce budynkowej, transporcie samochodowym, elektronice oraz automatyce przemysłowej
- Prognozowany poziom przychodów nie zakłada pełnego wykorzystania mocy produkcyjnych
- Z zakładanego wzrostu przychodów ok. 35% (tj. 22mln PLN) przypadając będzie na lata 2021-2023, przyspieszenie wzrostu w latach 2024-2026 (65% tj. 42mln PLN) będzie wynikać z zakończenia projektów inwestycyjnych współfinansowanych z NCBiR
- Większość wydatków inwestycyjnych będzie przypadać na lata 2022-2023

#Oferta produktowa

- Spółka posiada własny dział projektowy oraz laboratorium, produkcja narzędzi odbywa się wewnątrz
- Rocznie spółka sprzedaje ok. 25mln sztuk różnego rodzaju produktów
- Przełączniki solarne są 3-cią największą grupą produktową, stanowią 20% przychodów
- Przełączniki przemysłowe oraz miniaturowe odpowiadają odpowiednio za 30,6% i 26,5% przychodów

#Pozostałe

- Polityka dywidendowa nie powinna zmienić się w najbliższych latach pomimo planowanych inwestycji
- Udział spółki w europejskim rynku przełączników to ok. 5%
- Ok. 90% komponentów produkcyjnych pochodzi z Europy, a ~10% przypada na kraje azjatyckie

Komentarz: Naszym zdaniem w krótkim terminie spółka będzie beneficjentem zakłócenia łańcuchów dostaw na przełomie roku, ponieważ znaczną część europejskiego rynku stanowią przełączniki importowane z krajów azjatyckich. Spółka szacuje swój udział w rynku europejskim na 5% co oznaczałoby wielkość europejskiego rynku na poziomie ~2,5mld PLN. Wg danych WorldBank import przełączników do 60volt do UE wynosi 500mln USD, z czego 200mln USD przypada na Chiny, 90mln USD na Japonie, a 40mln USD na Filipiny. Korea Płd, Tajlandia i Indonezja to kolejne 50mln USD. Zarząd sygnalizuje rosnącą liczbę zapytań ze strony klientów. Naszym zdaniem obowiązujące formuły cenowe oraz osłabienie PLN wobec EUR pozwolą

zrekompensować wzrost cen surowców. Jednocześnie ograniczona dostępność przełączników z krajów azjatyckich może przełożyć się na wyższe marże osiągnięte na dystrybucji w sytuacji kiedy, dystrybutorzy będą potrzebowali uzupełnić zapasy. Spółka działa w obszarach związanych z OZE, elektromobilnością oraz automatyką budynkową (BMS), gdzie perspektywy kolejnych lat wydają się bardzo dobre. Zwracamy również uwagę na praktycznie zerowe zadłużenie oraz profil dywidendowy. Przy założeniu braku poprawy wyników w br. spółka handlowana jest na wskaźniku EV/EBITDA 4,2x i P/E 9x. (**Łukasz Rudnik, 887 309 797**)

UNIMOT (7 kwietnia)

- Profil Spółki: największy niezależny importer paliw w Polsce, z przychodami na poziomie 4,8 mld PLN rocznie. Dominującą część wyników stanowi obszar hurtu olejem napędowym i biopaliwami. Od 2H20r. w strukturze wyników pojawił się obszar fotowoltaiki.
- Wyniki: EBITDA skor. za 2020r. wyniosła ponad 87 mln PLN, zysk netto 35,2 mln PLN.
- Tradea posiada portfolio operacyjne na ponad 250 MW zakontraktowanej energii w farmach PV i el. wiatrowych. Perspektywy dla Spółki są optymistyczne, zwłaszcza w otoczeniu niestabilności profili energetycznych OZE.
- Avia Solar wykonała w 2020r. montaż instalacji o mocy 1,4 MWp. Planowana sprzedaż roczna ok. 20 MWp i docelowo 276 mln PLN przychodów do 2023r. W tym roku oczekiwane jest osiągnięcie w segmencie dodatniej rentowności i pozytywnego wyniku EBITDA. Unimot Energia i Gaz będzie zaangażowana w program Słoneczna Żywiecczyzna, w ramach którego będzie budować prosumenckie mikroinstalacje PV pod marką Avia Solar w projekcie o całkowitej mocy ponad 11 MW.
- Planowane jest wejście w rozwiązania „custom-made” w produkcji paneli fotowoltaicznych, współpracując z partnerem strategicznym, firmą PZL Sędziszów. Moc początkowa: 15 MW, docelowo 150 MW. Start w połowie 2021r. Koszty linii produkcyjnej: max 0,5 mln EUR.
- Farmy fotowoltaiczne: 1) w grudniu 2020r. Spółka nabyła 80% udziałów w spółce Naturalna Energia, posiadająca portfolio projektów farm PV na różnym etapie rozwoju. W pipeline są projekty o łącznej mocy 122 MW (zwiększenie mocy ze 108 MW), z uzgodnionymi warunkami przyłączeniowymi. Do końca 3Q21 mają być uzyskane wszystkie decyzje pozwolenia na budowę. Dodatkowe projekty w rozwoju 28 MW są na etapie uzyskiwania decyzji środowiskowych i warunków przyłączenia, 2) wcześniejszy guidance dot. capexu na 108 MW w PV (z przyłączeniami) rzędu 350 mln PLN na chwilę obecną wydaje się niższy. Spółka jest na etapie wyboru pierwszych wykonawców i decyzji dot. współpracy z partnerami (np. dot. developmentu). Uzyskiwanie zgód przyłączeniowych dla farm na pewno będą dużym wyzwaniem w najbliższych latach dla developerów w Polsce, 3) Spółka preferuje wariant PPA sprzedaży energii el., jest bardziej opłacalny, ale gorzej bankowalny. Wg. opinii rynkowych, nawet połowa wygranych aukcji (z grudnia ub.r.) w PV może nie zostać wybudowana, przez zakontraktowanie zbyt niskiej ceny energii el. Dziś na rynku spotykane są już umowy PPA na 10 lat, 4) Na chwilę obecną Spółka nie widzi dodatkowej wartości w sprzedaży projektów PV. 5) Ceny projektów w PV wahają się między 60 a 100 tys. EUR.

- Segment stacji paliw już jest „na plusie”, Spółka planuje zmienić sposób prezentacji wyników segmentu (marża hurtowa księgowana w segmencie handlu, zamiast stacji paliwowych). Przy ok. 100 stacjach, wg. starej metodologii, segment stacji paliw będzie rentowny.
- Duży udział LPG w sprzedaży (o niższej emisyjności vs. ON i benzyny) i ekspozycja w gazie ziemnym (paliwie przejściowym w UE) stwarza pewne przewagi nad konkurencją w kontekście zaostrzających się norm środowiskowych, w tym NCR.
- Potencjalne zmiany w pakiecie paliwowym (zaskarżenie do TSUE) nie powinny istotnie zmienić obrazu krajowego rynku.

Komentarz: Wejście Spółki w segment PV, zarówno od strony mikroinstalacji, produkcji paneli „custom-made”, oraz rozwijanie portfolio farm PV, odbieramy pozytywnie, choć pytaniem jest skala capexu per MW, które Spółka poniesie (kwota 350 mln PLN wydawała się wysoka, mocno ograniczająca IRR z inwestycji). Jesteśmy pozytywnie nastawieni zarówno z uwagi na trend globalny/krajowy w PV oraz wykorzystanie dotychczasowych kompetencji UNT poprzez spółkę Tradea (część sprzedaży energii el. z OZE będzie miała w naturalny sposób charakter umowy PPA, z uwagi na prowadzoną już działalność). Nowy segment PV w strukturze powinien przełożyć się na re-rating Spółki, choć brak obecności UNT w całym łańcuchu inwestycji w farmy będzie ograniczał IRR. **(Michał Kozak, 666 079 133)**

TESGAS (8kwietnia)

#Perspektywy na 2021r

- Po spadku przychodów w segmencie gazownictwa do 67mln PLN w '20, w br. spodziewany jest powrót do poziomu z '19 tj. 97mln PLN
- Obecnie nie widać dużej ilości przetargów w PSG, w ub.r. realizowano 9 przetargów strategicznych z czego 4 realizowane były przez Tesgas
- W br. realne wydaje się osiągnięcie 50mln PLN przychodów w segmencie OZE (vs. 30,5 w '20 i 24 w '19), głównie poprzez wzrost sprzedaży dla klientów biznesowych (mniejsze firmy i rolnictwo)
- W segmencie gazownictwa utrzymanie marży na ub.r. poziomie będzie dobrym wynikiem, natomiast w segmencie OZE wynik będzie rósł liniowo do przychodów
- Gru-lut było widoczne spowolnienie w instalacjach fotowoltaicznych, zamówienia już wróciły do poprzednich poziomów
- Obróbka metali skierowana jest obecnie na potrzeby segmentu gazownictwa z uwagi na wysoki popyt w tym segmencie
- Obecny backlog to ok. 145mln PLN, w zeszłym roku wynosił natomiast 130mln PLN, rentowność backlogu nie odbiega od tego przed rokiem
- Kontrakt listopadowy pomimo, że był istotnie niższy od budżetu zamawiającego nie obniża rentowości portfela
- Pomimo ostatniego wzrostu cen stali nie jest spodziewane pogorszenia marżowości, zakupy stali pod wygrane przetargi odbywają się na samym początku inwestycji

#Pozostałe

- Spółka zamierza także uczestniczyć w budowie farm fotowoltaicznych o mocy do 1MW, co będzie widoczne w wynikach przyszłego roku
- W perspektywie kilku lat segment OZE ma się zrównać pod względem przychodów z segmentem gazownictwa (>90mln PLN)

- Widoczny jest wzrost zainteresowania klientów pompami ciepła
- W latach 2020-2029 GAZ-System ma zbudować 3,8 tys. km gazociągów, co przełoży się na 40% wzrost długości infrastruktury przesyłowej
- W przetargach na inwestycje dot. wysokiego ciśnienia startuje z reguły 4-5 podmiotów, podobnie wygląda sytuacja w budowie obiektów (m.in. stacje gazowe), największa konkurencja obserwowana jest na gazociągach średniego ciśnienia
- Spółka jako jedyna w Polsce wykonuje próby ciśnieniowe rurociągów o DN700 i DN1000 (od 2 lat)
- Obecnie GAZ-System skupia się na budowie nowych gazociągów, przynajmniej na to wskazują ogłaszane przetargi, remonty to perspektywa kolejnych lat chociaż gazociąg z lat '70 powinny być już wymieniane, priorytetem dla operatora jest dokończenie Baltic Pipe (musi ruszyć przed końcem 2022 roku, ponieważ wtedy kończy się umowa z Rosją na dostawy gazu, planowany termin ukończenia to październik 2022r)
- Tegoroczny capex utrzymany będzie na poziomie odtworzeniowym, w ub. latach spółka skupiała się na inwestycji związanej z technologią prób ciśnieniowych rurociągów
- W przyszłym roku spółka może wypłacić dywidendę

Komentarz: Spółka będzie w tym roku w stanie odbudować przychody w segmencie gazownictwa do poziomu z 2019r tj. do 97mln PLN (+46% r./r.). Pomimo wzrostu cen stali realnie wydaje się utrzymanie marży z ub.r. tj. 6% marży EBIT (zakupy rur stalowych pod wygrane przetargi odbywają się w pierwszej kolejności). Przychody w segmencie OZE powinny rosnąć szybciej niż w 2020r z uwagi na większe ukierunkowanie sprzedaży na klientów biznesowych. Natomiast w przyszłym roku segment ten planuje rozpocząć także budowę farm fotowoltaicznych do 1 MW. W tym roku segment OZE może wygenerować 50mln PLN przychodów przy stabilnej marży EBIT wynoszącej 10%, co przekłada się na ok. 5mln PLN zysku operacyjnego (+60% r./r.). Naszym zdaniem w tym roku spółka może osiągnąć ok. 15mln PLN zysku EBITDA oraz 8,5mln PLN zysku netto, co przekłada się na wskaźnik EV/EBITDA 4,1x oraz P/E 6,8x. Biorąc pod uwagę perspektywy dla segmentu gazownictwa w kolejnych latach, spodziewamy się utrzymania wysokich poziomów sprzedaży, natomiast marże mogą ulec poprawie w sytuacji skumulowania się inwestycji gazowych (mniejsza presja cenowa w przetargach). W perspektywie kilku lat segment OZE ma osiągnąć przychody porównywalne do segmentu gazownictwa. **(Łukasz Rudnik, 887 309 797)**

Trigon Dom Maklerski S.A.

Plac Unii, Budynek B, ul. Puławska 2

02-566 Warszawa

T: +48 22 330 11 11 | F: +48 22 330 11 12

<http://www.trigon.pl> | E: repcja@trigon.pl

Research:

Grzegorz Kujawski , Head of Research <i>Konsumenci, Finanse</i>	22 433 83 69	grzegorz.kujawski@trigon.pl
Maciej Marcinowski , Deputy Head of Research <i>Strategia, Banki, Finanse, Przemysł drzewny</i>	22 433 83 75	maciej.marcinowski@trigon.pl
Kacper Kopron <i>Gaming, TMT</i>	22 433 83 71	kacper.kopron@trigon.pl
Katarzyna Kosiorek <i>Biotechnologia</i>	22 433 82 72	katarzyna.kosiorek@trigon.pl
Michał Kozak <i>Paliwa, Chemia, Energetyka</i>	22 433 83 68	michal.kozak@trigon.pl
Dominik Niszczyński <i>TMT</i>	22 433 83 90	dominik.niszczy@trigon.pl
Łukasz Rudnik <i>Przemysł, Wydobycie</i>	22 433 83 65	lukasz.rudnik@trigon.pl
David Sharma <i>Budownictwo, Deweloperzy</i>	22 433 83 49	david.sharma@trigon.pl

Sales:

Paweł Szczepański , Head of Sales	22 433 83 63	pawel.szczepanski@trigon.pl
Paweł Czupryński	22 433 82 69	pawel.czuprynski@trigon.pl
Sebastian Kosakowski	22 433 83 93	sebastian.kosakowski@trigon.pl
Michał Sopiński	22 433 82 70	michal.sopinski@trigon.pl
Hubert Kwiecień	22 433 83 61	hubert.kwiecien@trigon.pl

DISCLAIMER

Trigon Dom Maklerski S.A. | ul. Mogińska 65 | 31-545 Kraków | Sąd Rejonowy dla Krakowa-Śródmieście w Krakowie XI Wydział Gospodarczy KRS | NIP 676-10-44-221 | KRS 0000033118. Trigon Dom Maklerski S.A. działa pod nadzorem Komisji Nadzoru Finansowego. Niniejsze opracowanie ma charakter promocyjny i została przygotowana przez zespół analityczny Trigon Dom Maklerski S.A. wyłącznie w celach informacyjnych i nie stanowi rekomendacji w rozumieniu przepisów "Rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 19 października 2005 r. w sprawie informacji stanowiących rekomendacje dotyczące instrumentów finansowych, lub ich emitentów lub wystawców (Dz. U. z 2005 r. Nr 206, poz. 1715). Przedstawione dane historyczne odnoszą się do przeszłości. Wyniki osiągnięte w przeszłości nie stanowią gwarancji ich osiągnięcia w przyszłości. Trigon Dom Maklerski S.A. nie ponosi odpowiedzialności za decyzje inwestycyjne podjęte na podstawie niniejszego opracowania ani za szkody poniesione w wyniku tych decyzji inwestycyjnych, nie gwarantuje także dokładności ani kompletności opracowania, nie udziela również żadnego zapewnienia, że podane w opracowaniu twierdzenia dotyczące przyszłości sprawdzą się. Inwestowanie w instrumenty finansowe wiąże się z wysokim ryzykiem utraty części lub całości zainwestowanych środków. Publikowanie, rozpowszechnianie, kopiowanie lub wykorzystywanie w jakikolwiek inny sposób w całości lub części niniejszego opracowania wymaga uprzedniej pisemnej zgody Trigon Domu Maklerskiego S.A.