

dr inż. Aleksander Gul
ABB Power Grids Poland Sp. z o.o.
ekspert SEP, członek PKWSE

Innowacyjne rozwiązania zastosowane w Kompleksie Morskich Farm Wiatrowych Wielkiej Mocy, z uwzględnieniem wymagań dla zabezpieczenia morskiej sieci kablowej prądu stałego.

Streszczenie: artykuł dotyczy innowacyjnych rozwiązań w przypadku kompletnych Stacji Kolektorowych HVAC o mocy rzędu 1600 MVA, zawierające urządzenia przystosowane do pracy w warunkach morskich (platformy morskie), takie jak: rozdzielnice w izolacji gazowej (GIS) dla napięć 66; 220 i 400 kV; grupa „offshorowych” Transformatorów o Mocy 400 MVA, zasilających Stację Konwerterową HVDC o mocy rzędu 1000 MW. W artykule omówiono również zasadę działania i podstawowe elementy wyłącznika HVDC, który powinien być stosowany do ochrony Stacji Konwerterowych HVDC, zintegrowanych z systemem sieci kablowej HVDC, gdzie wymagane jest szybkie odłączenie Stacji Konwerterowej HVDC w przypadku powstania zwarcia w jej wnętrzu. Innym ważnym aspektem wyrażonym w artykule jest sposób wyprowadzenia mocy z pojedynczej turbiny wiatrowej o mocy 10-12 MW w rozległą sieć kablową AC (66 kV) ułożoną na dnie morza (100-120 morskich turbin wiatrowych na terytorium farmy). Personel serwisowy ABB Power Grids Poland Sp. z o.o. posiada kompetencje w zakresie uruchamiania urządzeń produkowanych w Fabryce transformatorów Mocy w Łodzi, w tym i w przypadku „Offshorowych” Transformatorów Mocy. Nadzór nad instalacją i uruchomieniem tych urządzeń wymaga najwyższej klasy specjalistów wykształconych w fabryce, co umożliwia dostęp i pracę na platformach morskich, wyposażonych w stacje HVAC oraz HVDC Wielkich Mocy. Takie uprawnienie posiada zespół serwisowy ABB Power Grids Poland Sp. z o.o.

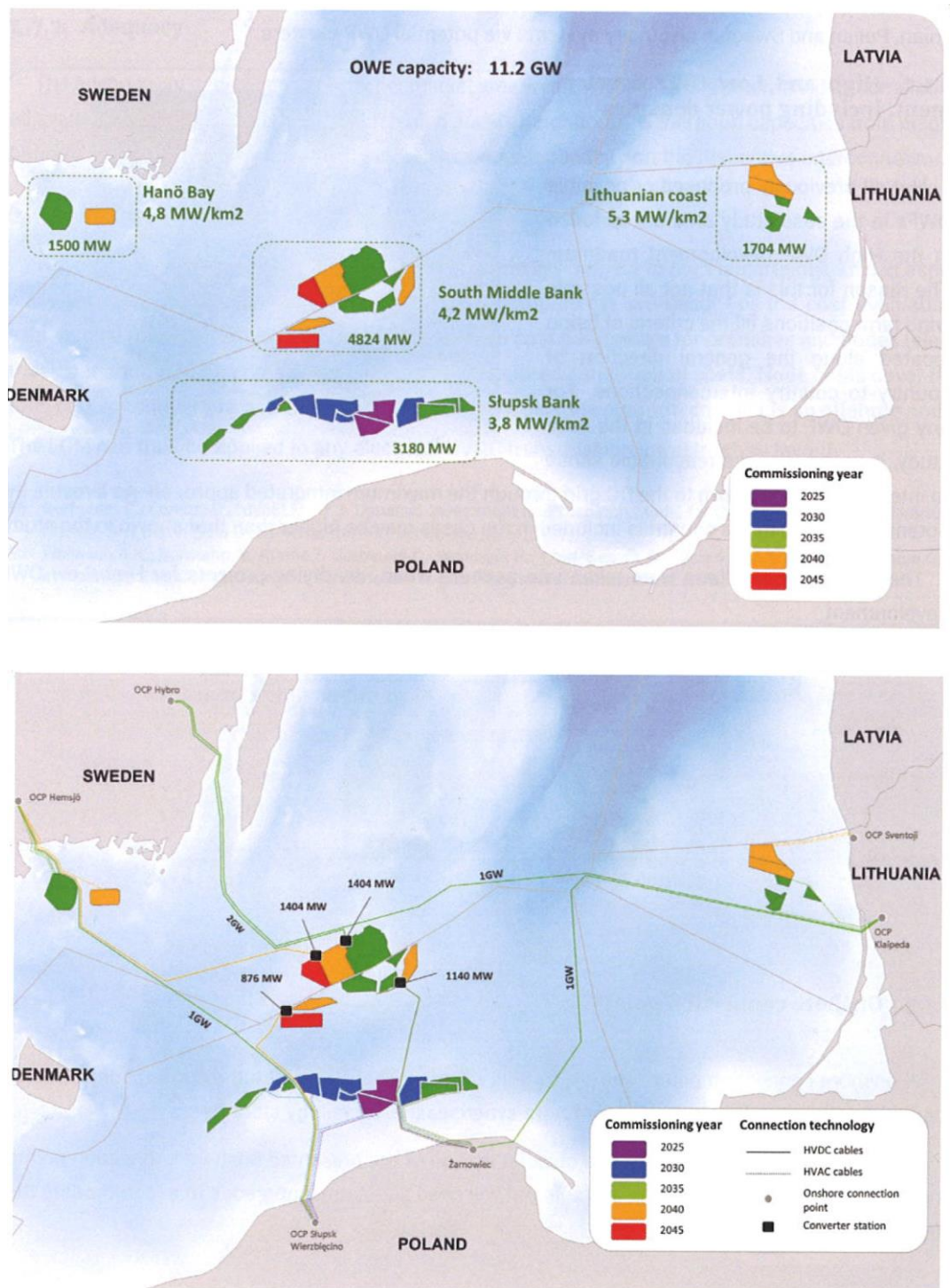
WPROWADZENIE

Dalszy wzrost poziomu emisji spalin z elektrowni węglowych lub opalanych węglem brunatnym związany z budową nowych bloków energetycznych ze względu na nieunikniony wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce, będzie związany z dalszym pogorszeniem zanieczyszczenia powietrza w Polsce, oraz wzrostem kar płaconych za prawo emisji tych spalin do atmosfery. Dodatkowym problemem są wyczerpujące złoża węgla brunatnego, zlokalizowane w pobliżu dużych elektrowni opalanych węglem brunatnym. Wzrost mocy wytwarzanej w polskim systemie energetycznym można zapewnić w oparciu o budowę elektrowni jądrowych lub źródeł odnawialnych pracujących w morskich farmach wiatrowych, oddalonych od lądu, a zatem niewidocznych gołym okiem, nieuciążliwych dla miejscowej ludności z powodu generowanych fal dźwiękowych. Informacje na temat alokacji kompleksów morskich farm wiatrowych w Morzu Bałtyckim o łącznej mocy 11,2 GW zostały podane do wiadomości publicznej (patrz Rys. 1). Celem tego artykułu jest przedstawienie konkretnych rozwiązań sprawdzonych w stacjach „offshorowych”, zainstalowanych na platformach, zlokalizowanych na otwartej przestrzeni morza, z wykorzystaniem studialnego schematu Offshorowej Stacji Kolektorowej HVAC, zaprojektowanej dla przesyłu energii do Offshorowej Stacji Konwerterowej HVDC. W artykule przedstawiono zdjęcia podstawowych urządzeń, takich jak transformatory mocy i kompaktowe rozdzielnice z izolacją gazową (GIS), zainstalowane wewnątrz obudowy wielkogabarytowych platform morskich z Offshorowymi Stacjami HVAC oraz HVDC, dostarczone i uruchomione przez firmę ABB. Inne ważne i innowacyjne urządzenia ABB to: przyjazne dla środowiska transformatory WindSTAR i pola rozdzielcze GIS, przystosowane do instalacji w dolnej części wieży, zwieńczonej turbiną wiatrową o mocy 10 lub 12 MW, zasilającą transformator podwyższający 3,3 kV / 66 kV WindSTAR. W przypadku morskiego systemu sieciowego HVDC, niezbędne jest zastosowanie wyłącznika prądu stałego HVDC (320 kV, DC), wyłączającego prąd zwarcia DC w czasie mniejszym od 5,0 ms!, co umożliwia ochronę elementów półprzewodnikowych, pracujących w stacji przekształtnikowej HVDC, przed stałym prądem zwarciovym, zwykle prowadzącym do zniszczenia półprzewodników.

1. Postęp w zakresie doprowadzenia mocy z morskich turbin wiatrowych do Stacji Kolektorowej HVAC, w rezultacie wzrostu napięcia wyjścia z zespołu turbiny z 33 kV do 66 kV.

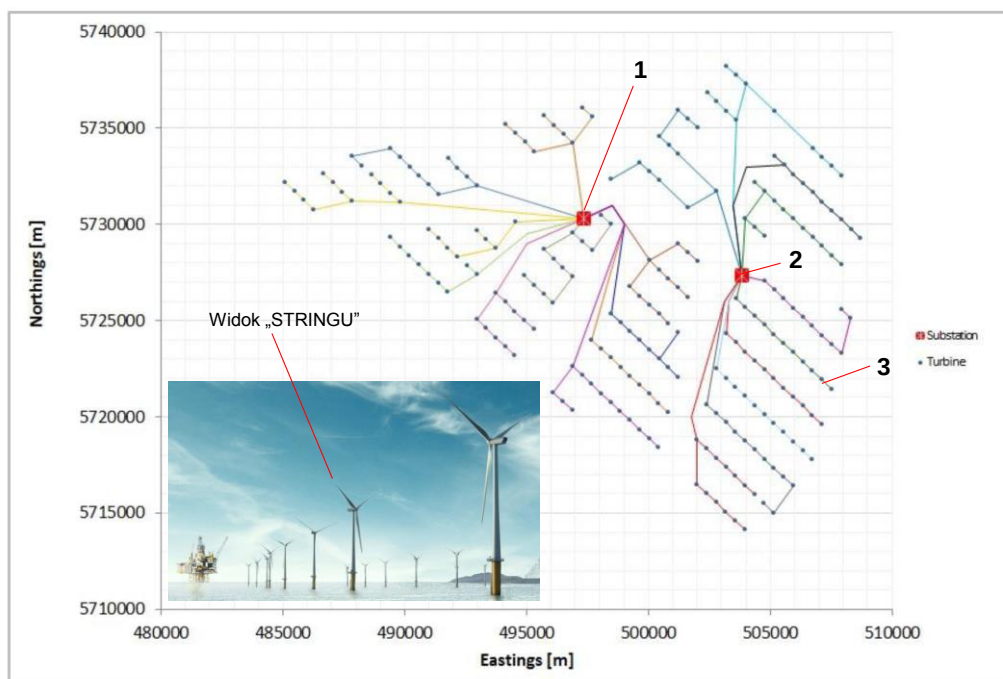
Wiodący producenci morskich turbin wiatrowych prowadzą intensywne prace mające na celu dal-

szy wzrost mocy generowanej przez pojedynczą jednostkę. Jeszcze kilka lat temu budowano morskie farmy wiatrowe z napięciem wyjścia z zespołu turbin 33 kV, co przy mocy turbin 4-6 MW ograniczało ilość do 5-6 jednostek, połączonych kablem morskim AC w tzw. „STRINGU” z powodu strat w tym względnie długim kablu. Obecnie są już produkowane turbiny wiatrowe o



Rys. 1. Planowane lokalizacje przybrzeżnych kompleksów Morskich Farm Wiatrowych na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy 11,2 GW, oraz czterech stacji konwerterowych HVDC (moc do 0,88 do 1,4 GW!) [źródło: "Towards a Baltic Offshore Grid: Connecting Electricity Markets Through Offshore Wind Farms", PreFeasibility Studies Report, September 2018, Interreg Baltic Sea Region European Regional Development Fund].

znacznie większej mocy np. 9,5 MW typu MHI Vestas V164 , w niedalekiej przyszłości od 12,0 MW do 15,0 MW, i dzięki podwyższeniu napięcia wyjścia z zespołu turbiny z 33 kV do 66 kV w „STRINGU”, jest możliwe połączenie grupy 10-11 jednostek kablem morskim 66kV (patrz Rys. 2). W rezultacie poziom mocy dostarczanej z pojedynczego „STRINGU” do Stacji Kolektorowej HVAC (patrz Rys. 3) może osiągać wartości do 100 MW , w przyszłości nawet do 150 MW!



Rys. 2. Przykład rozmieszczenia morskich turbin wiatrowych wokół dwóch stacji kolektorowych , podłączonych do „STRINGÓW” kablami morskimi 66 kV [źródło : DNV-GL Raport No.:113799-UKBR-R02,Rev.2]

1 , 2 - stacje kolektorowe (stacja kolektorowa No. 1 zasilana z 117 turbin wiatrowych !)

3 - ”STRING” 66 kV , zbierający moc z 11 turbin wiatrowych

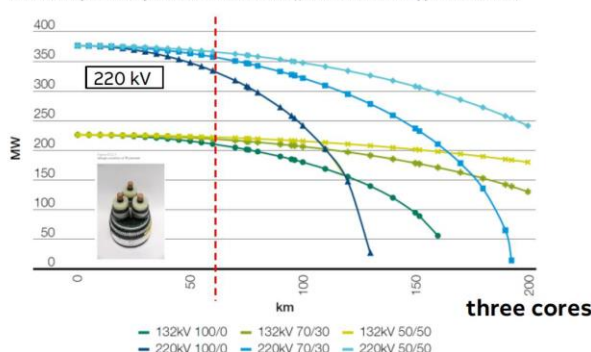


Rys. 3. Widok platform ze stacjami kolektorowymi HVAC , 66 kV/132 -220 kV

2. Techniczne i ekonomiczne przyczyny dla budowy Stacji Kolektorowych HVAC z kompensacją mocy biernej , oraz Stacji Kolektorowych HVAC zintegrowanych ze Stacją Konwerterową HVDC .

Morskie kable „eksportowe” HVAC o długości kilkudziesięciu kilometrów , łączące morskie Stacje Kolektorowe ze Stacjami Energetycznymi na lądzie , to z reguły kable 220 kV. Zwykle Stacje Kolektorowe HVAC wielkich mocy są budowane w odległości od 20 do 60 km od brzegu morza. W przypadku lokalizacji przyznanych na Bałtyku (patrz Rys. 1) najbliższe farmy wiatrowe o łącznej mocy 3,2 GW wymagają instalacji morskich kabli „eksportowych” 220 kV AC : trójżyłowych z ograniczeniem długości do 70 km (patrz rys. 4) , albo jednożyłowych z maksymalną długością do 100 km . Oba typy kabli wymagają zastosowania dławików kompensacyjnych , rozmieszczonych na platformie morskiej np. w połowie długości kabla „eksportowego” 220 kV , AC (podział 50/50), dla kompensacji strat w postaci mocy biernej, wydzielanej w ich pojemności . Najbardziej oddalone lokalizacje bałtyckich farm wiatrowych z sumaryczną mocą 4,8 GW (patrz Rys. 1) wymagają ułożenia kabla morskiego o długości 160-180 km , a w takim przypadku konieczne jest zastosowanie kabli „eksportowych” prądu stałego HVDC o napięciu np. +/- 320 kV, co wymusza budowę zarówno morskich Stacji Kolektorowych HVAC , jak i z nimi zintegrowanych Stacji Konwerterowych HVDC i taki przypadek jest przedmiotem rozważań w niniejszym artykule.

Figure E12.2
Maximum real power transfer in 132kV and 220kV cables with 100/0, 50/50 and 70/30 reactive compensation split between onshore and offshore. (1000mm² copper cross section)



[source : Electricity Ten Year Statement 2015, Appendix E, Technology]

Capacity (MW)	Voltage (kV)	Number of cables required	Cross (mm ²)	Weight (kg/m)	Diameter (mm)
100	132	1	300	48	167
150	132	1	500	58	176
200	132	1	1000	85	206
300	220	1	300	67	204
400	132	2	500	2x58	2x176
500	220	1	800	95	234
600	132	2	1000	2x85	2x206
800	220	2	300	2x67	2x204
1000	132	3	630	3x65	3x185
	220	2	500	2x81	2x219
	132	3	1000	3x85	3x206
	220	2	800	2x95	2x234
	132	4	1000	4x85	4x206
	220	3	630	3x87	3x224
	132	5	1000	5x85	5x206
	220	3	1000	3x104	3x241

Figure E13.2
Maximum real power transfer in 275kV and 400kV cables with 100/0, 50/50 and 70/30 reactive compensation split between onshore and offshore (1000mm² copper cross section)

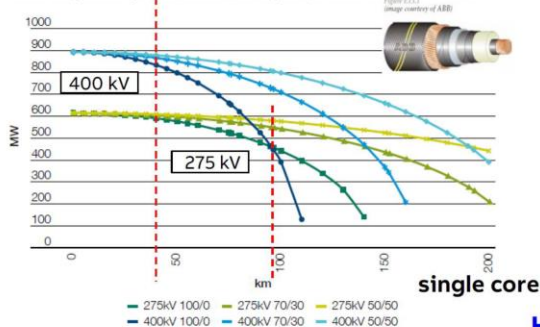


Table E13.1

Capacity (MW)	Voltage (kV)	Submarine			Land		
		Cross section (mm ²)	Weight (kg/m)	Diameter (mm)	Cross section (mm ²)	Weight (kg/m)	Diameter (mm)
100	132	N/A	N/A	N/A	185	5	64
200	132	N/A	N/A	N/A	630	10	74
	220	N/A	N/A	N/A	240	8	88
300	132	1000	36	120	1200	16	89
	220	400	27	109	500	11	80
	275	240	26	106	300	10	90
400	220	630	31	113	800	15	97
	275	400	30	112	500	12	91
500	220	1000	38	122	1200	19	109
	275	630	32	115	800	15	99
	400	300	33	131	400	14	109
1000	400	1400	47	138	1400	24	123

HVAC submarine cables length and load limits

Rys. 4. Maksymalna moc jaka może być przekazana kablem morskim AC 220/275 kV lub 400 kV , w zależności od miejsca zainstalowania dławika kompensacyjnego na trasie kabla „eksportowego” HVAC , w funkcji długości tego kabla . [źródło: Electricity Ten Year Statement 2015, Appendix E , Technology]

400kV AC , Stacja Systemu Krajowego

Stacja Konwerterowa HVDC , 1000 MW na lądzie

Kable morskie HVDC +/- 320kV

Stacja Konwerterowa HVDC , 1000 MW zasilana poprzez GIS 220 kV od strony Stacji Kolektorowej , rozmieszczona w oddzielnej Platformie Morskiej

GIS Typu ELK-14

220kV, AC

Kable morskie HV, AC 220 kV

220kV, AC

GIS Typu ELK-14

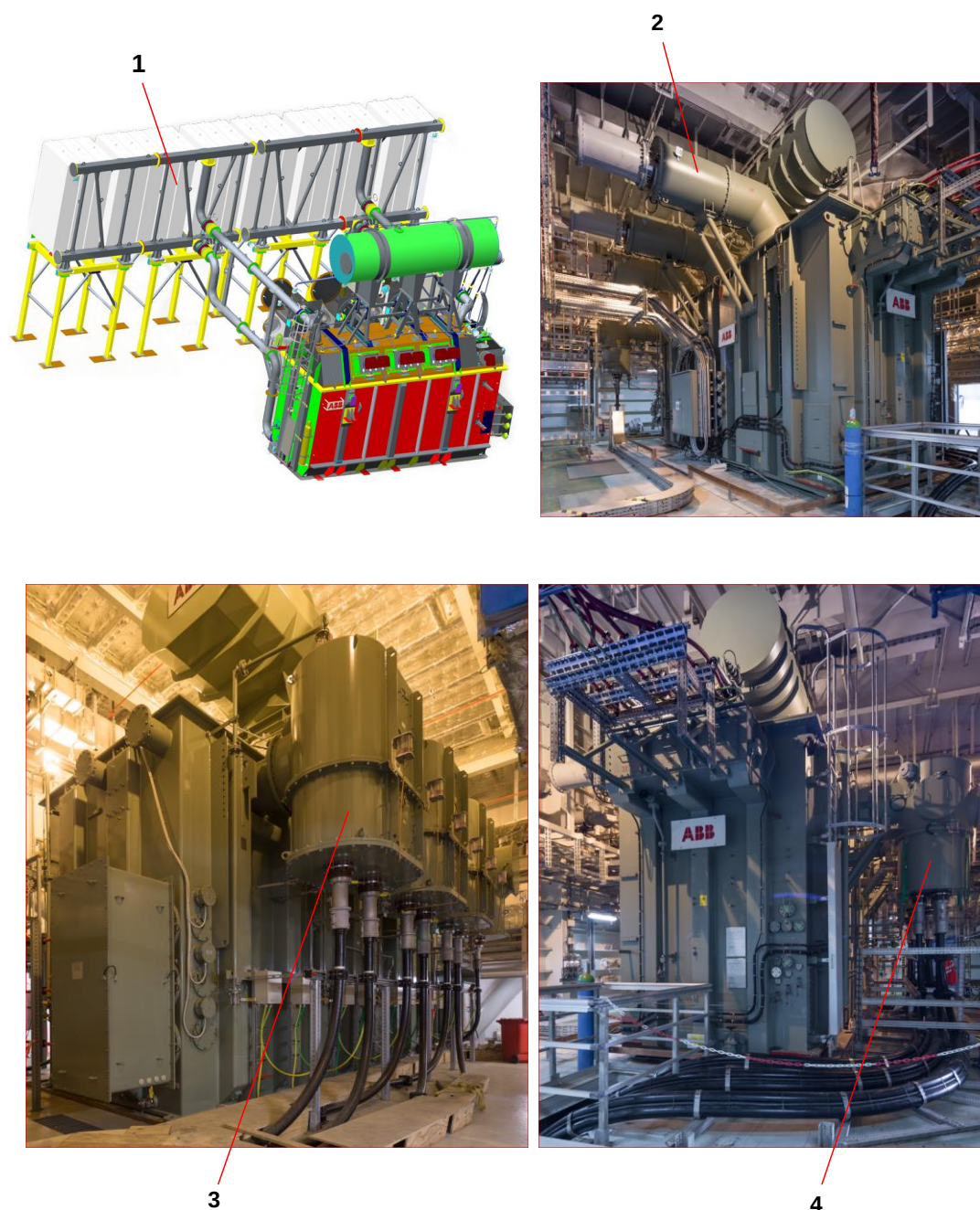
66 kV, AC

TrPW

GIS Typu ELK-04

STRING 1 ... STRING 16

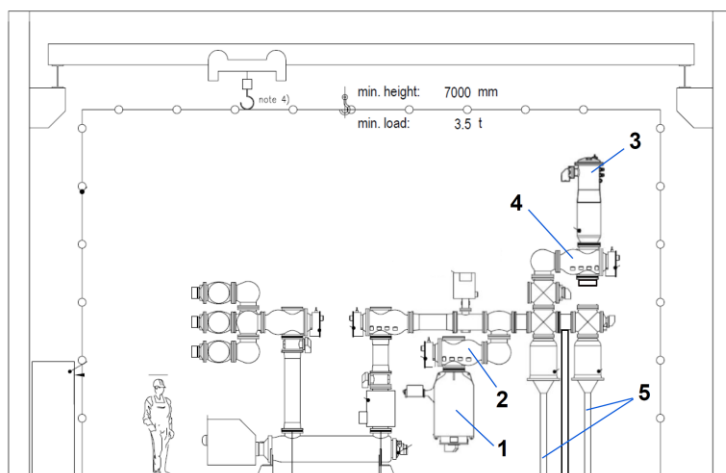
jednej platformie morskiej, jeśli wziąć pod uwagę gabaryty np. platformy DolWin-2 (patrz Rys. 10)



Rys. 6. Specyficzne cechy konstrukcyjne transformatorów mocy instalowanych na platformach morskich w Stacjach Kolektorowych HVAC (po prawej stronie moc transformatora 960 MVA).
1- autonomiczny system chłodzenia transformatora (radiatory na zewnątrz stacji)
2- bezpośrednie podłączenie transformatora mocy do GIS szynoprzewodem po stronie 400 kV
3,4- podłączenie dwóch lub trzech kabli 66 kV lub 110 kV na fazę , z dużym przekrojem żyły

Jak już wcześniej wspomniano , maksymalna moc generowana w pojedynczym „STRINGU” 66 kV może osiągać wartości do 100 MW , w przyszłości nawet do 150 MW ! . Na schemacie Stacji Kolektorowej 1600 MVA/66 kV/220 kV (patrz Rys. 5) pokazano podłączenie 16 „STRINGÓW”, po 4 w każdej sekcji szyn. Zastosowanie czterech „offshorowych” transformatorów podwyższających 66 kV/220 kV o mocy 400 MVA każdy , z autonomicznym systemem chłodzenia (patrz Rys. 6 ; Rys. 13a ; 13b) jest związane z założeniem , że w przypadku odstawienia jednej

jednostki trzy pozostałe są w stanie przenieść 100% mocy generowanej w farmie wiatrowej , zasilającej pobliską Stację Konwerterową o mocy 1000 MW.



Rys. 7. Konfiguracja kompletnego pola rozdzielnic 220 kV w izolacji gazowej Typu ELK-14/300 stosowana w morskich Stacjach Kolektorowych prądu przemiennego HVAC dużej mocy.

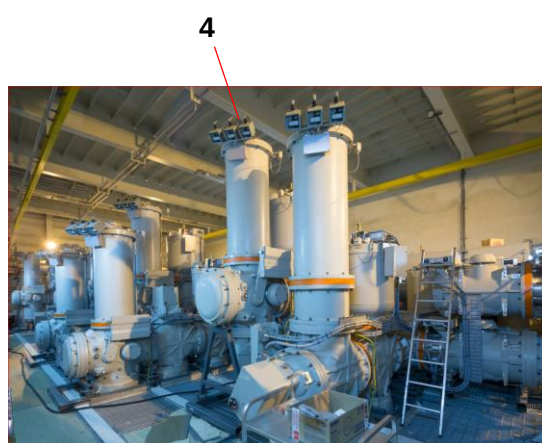
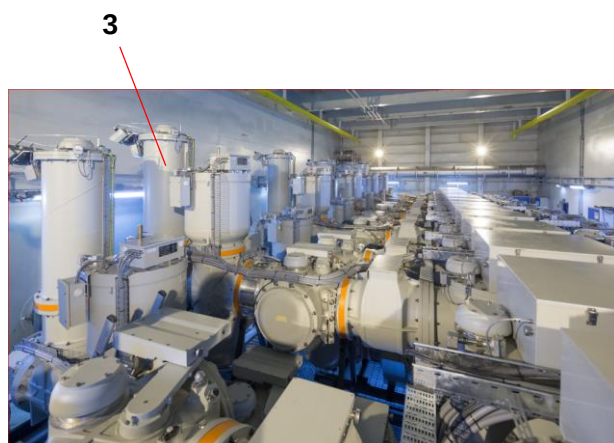
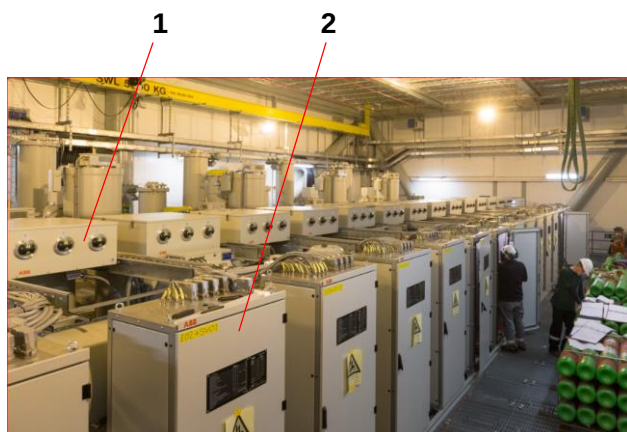
- 1- przekładnik napięciowy (VT) podłączony do GIS poprzez odłączniko-uziemnik
- 2- odłączniko-uziemnik zintegrowany z VT
- 3- ogranicznik przepięć ZnO podłączony do GIS poprzez odłączniko-uziemnik
- 4- odłączniko-uziemnik zintegrowany z ZnO
- 5- podłączenie dwóch kabli 220 kV do jednej fazy

Do transformatorów 400 MVA po stronie 66 kV podłączono trzy kable na fazę , w rezultacie do przedziałów kablowych ELK-04 można podłączyć 9 kabli (patrz Rys. 9) , co pozwala przewodzić prąd na poziomie 4000 A.

W celu ułatwienia prób zdawczo-odbiorczych (próby HV/50Hz/1min. na miejscu) ograniczniki przepięć ZnO , oraz przekładniki napięciowe VT na napięciu 66 kV i 220 kV , są podłączone poprzez odłączniko-uziemnik (patrz Rys. 5) . W przypadku pola dopływowego 66 kV transformatora 400 MVA (patrz Rys. 5) przekładnik napięciowy VT jest odłączany z obydwu stron , po otwarciu odłączniko-uziemników 5 oraz 6 (patrz Rys. 9).

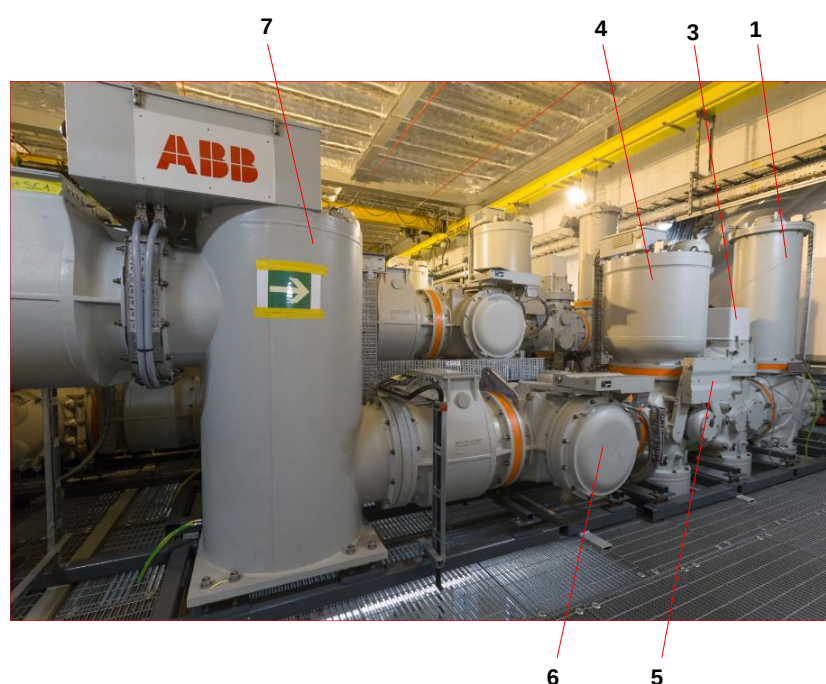
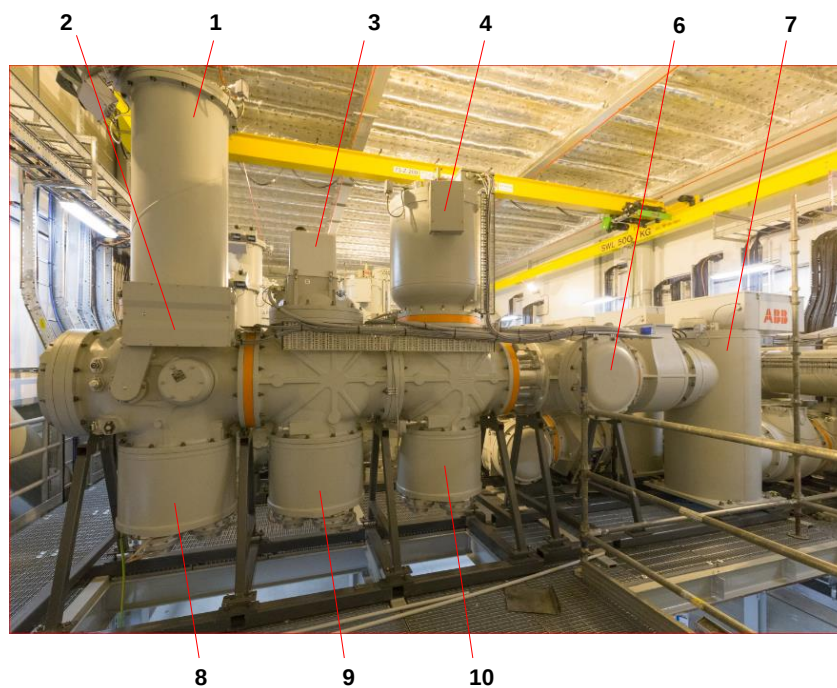
Po stronie 220 kV transformatorów 400 MVA , zastosowano rozdzielnicę GIS typu ELK-14 z wyłącznikami 4000 A/63 kA (patrz Rys. 5 oraz Rys.7) . Do pól GIS typu ELK-14 wyprowadzających moc ze Stacji Kolektorowej HVAC 1600 MVA do Stacji Konwerterowej HVDC 1000 MW są podłączone dwa kable morskie 220 kV na fazę , aby w wypadku uszkodzenia pozostałych kabli 220 kV przenieść 100% mocy między tymi stacjami . Powszechnie wiadomo , że najbardziej awaryjnym elementem urządzeń łączeniowych są ich napędy , zwłaszcza pracujące w warunkach otoczenia z wilgotnym i zasolonym powietrzem . Napędy hydrauliczno-sprężynowe typu HMB stosowane w GIS 66-400 kV wyróżniają się wysoką niezawodnością w porównaniu z innymi typami napędów (patrz Rys. 12) , co znalazło praktyczne potwierdzenie także w przypadku GIS pracujących na platformach morskich .

W morskich farmach wiatrowych szczególnie ważnym zagadnieniem do rozwiązania jest właściwy dobór , oraz miejsce zainstalowania ograniczników przepięć ZnO (patrz Rys. 5) . W warunkach morskich należy się liczyć z bardzo częstymi wyładowaniami atmosferycznymi z względnie dużą energią , narażającymi nie tylko izolację turbin wiatrowych , ale i urządzenia wewnątrz Stacji Kolektorowych HVAC oraz Konwerterowych HVDC . Z tego względu są montowane liczniki za- działań ograniczników ZnO (patrz Rys. 8) , zwłaszcza w polach GIS podłączonych do „STRIN- GÓW” 66 kV, co pozwala ocenić stan ich gotowości go pracy.



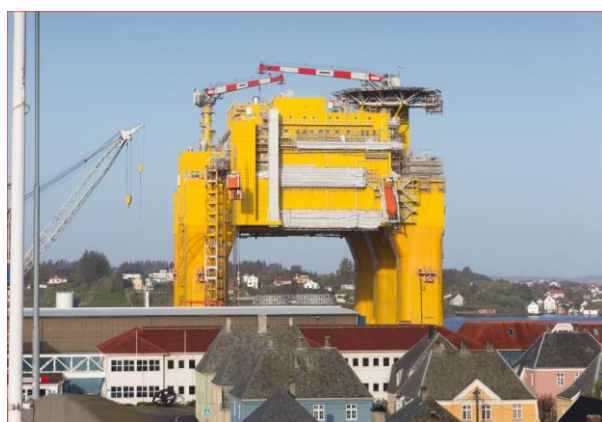
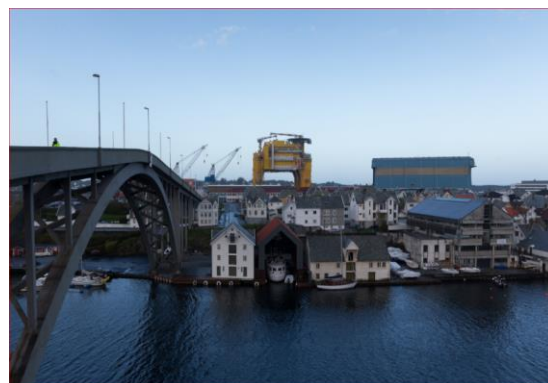
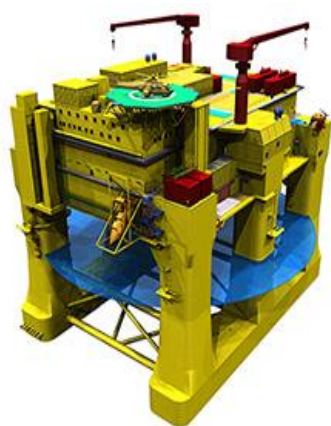
Rys. 8. Przykład wielopolowej rozdzielnicy w izolacji gazowej typu ELK-04 , zainstalowanej w morskiej Stacji Kolektorowej HVAC wielkiej mocy po stronie 66 kV (prąd szyn zbiorczych 4000 A prąd wyłączalny 63 kA).

- 1- napęd hydrauliczno-sprężynowy wyłącznika typu HMB
- 2- szafy sterujące z przekaźnikami zabezpieczeniowymi
- 3- ograniczniki przepięć ZnO trzech faz we wspólnej obudowie
- 4- liczniki zadziałań ograniczników ZnO w poszczególnych fazach
- 5- uziemniki szybkie szyn zbiorczych



Rys. 9. Przykład konfiguracji pola wieloprądowego 66 kV (4000 A/63 kA) rozdzielnicy gazowej typu ELK-04 stosowanego w morskich Stacjach Kolektorowych HVAC dla zasilania transformatorów mocy.

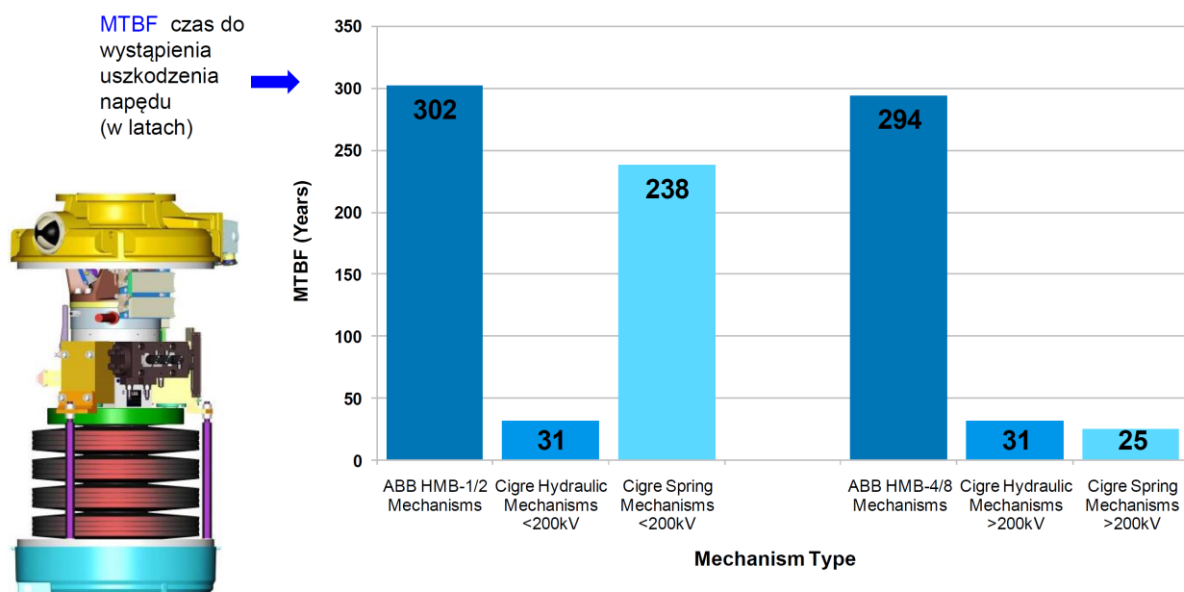
- 1- ograniczniki przepięć ZnO poszczególnych faz we wspólnej obudowie
- 2- napęd odłączniko-uziemnika dla odłączenia ZnO od kabli 66 kV , a następnie jego uziemienia
- 3- napęd uziemnika szybkiego dla uziemienia kabli 66 kV , podłączonych do wspólnej szyny
- 4- przekładnik napięciowy (VT)
- 5- napęd odłączniko-uziemnika dla odłączenia VT od kabli a następnie jego uziemienia
- 6- odłączniko-uziemnik za wyłącznikiem
- 7- wyłącznik (4000 A/63 kA)
- 8,9,10 - przedziały dla podłączenia kabli (po trzy kable na fazę , w sumie 9 kabli)



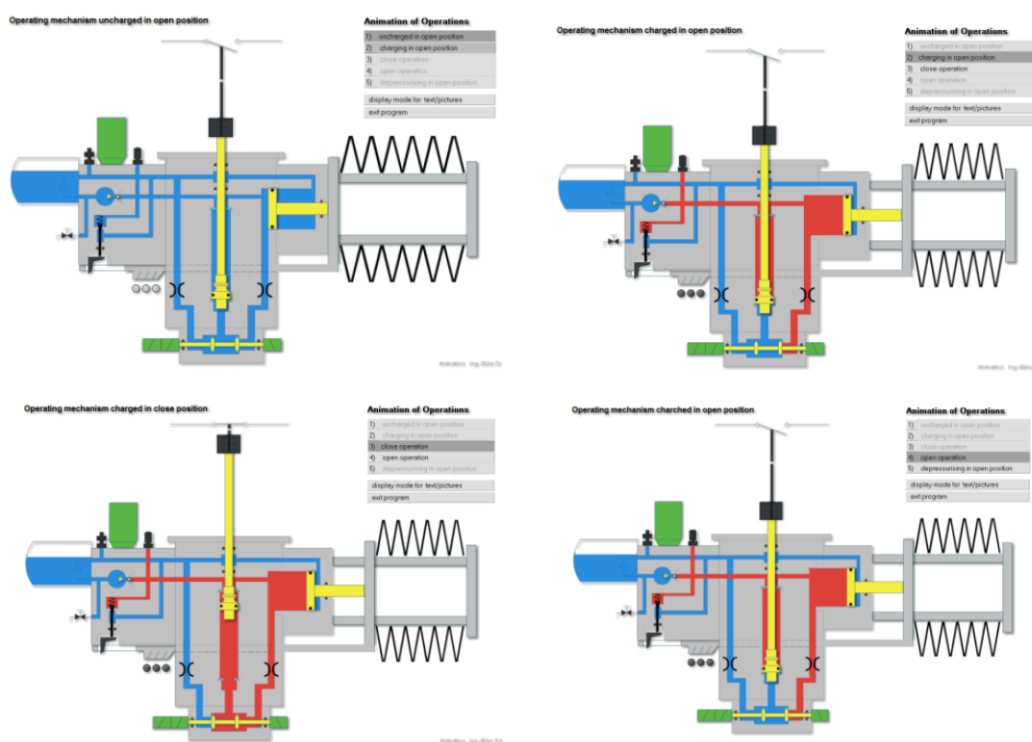
Rys. 10. Widok platformy DolWin-2 ze Stacją Konwerterową DC, z kompletem wyposażenia produkcyjnej ABB, o mocy 924 MW (masa platformy ok. 20.000 ton).



Rys. 11. Rozdzielnica gazowa 400 kV typu ELK-3 , zainstalowana na platformie DolWin-2 w Stacji Konwerterowej HVDC o mocy 924 MW , chroniąca autotransformator przed prądem zwarciovym, zasilanym od strony Stacji Kolektorowych HVAC.



Napędy wyłączników 66 -1200 kV typu HMB.... niezawodność
Doświadczenie ponad 650.000 lat /liczba wyłączników x okres eksploatacji/



Rys. 12. Niezawodność i zasada działania napędów hydrauliczno-sprężynowych typu HMB , przystosowanych do długotrwałej eksploatacji GIS 66 kV ; 220 kV ; 400 kV w trudnych warunkach środowiskowych Stacji Kolektorowych HVAC oraz Konwerterowych HVDC , instalowanych na platformach morskich.

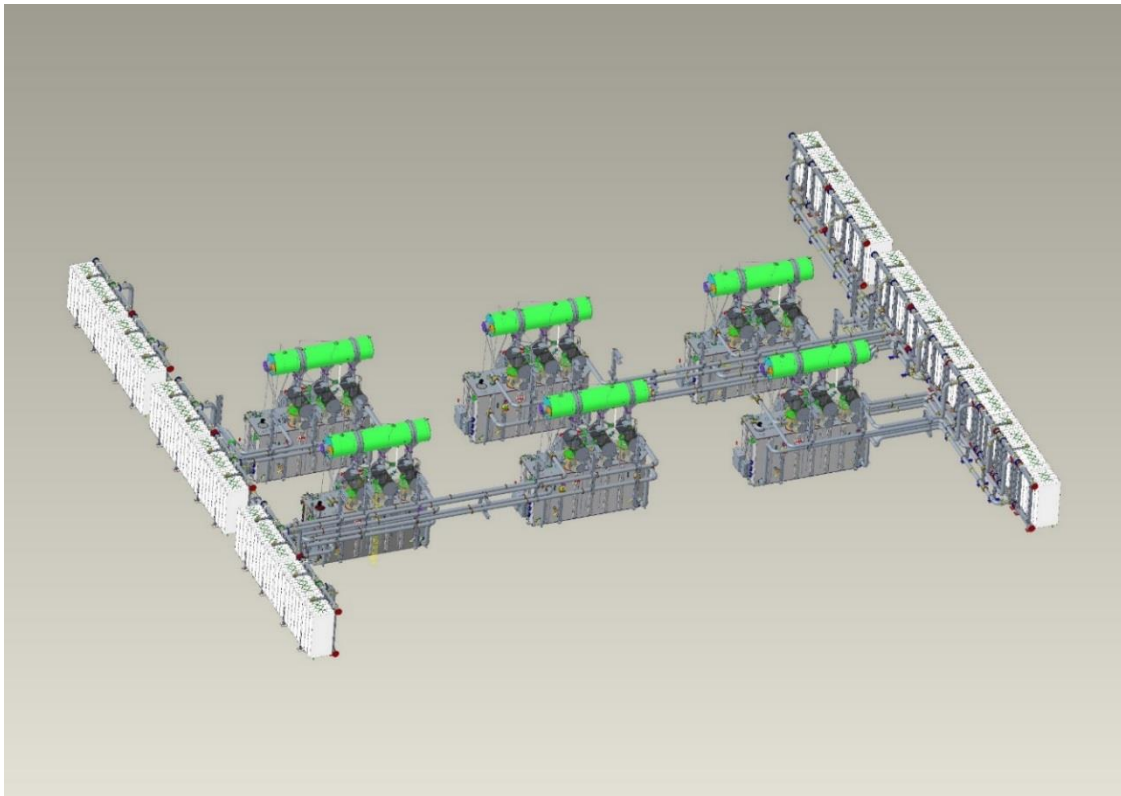
4. Doświadczenie ABB Power Grids Poland Sp. z o.o. w zakresie dostaw i uruchomienia „offshorowych” transformatorów dla Stacji Kolektorowych.

Fabryka ABB Power Grids Poland Sp. z o.o. , jednostka Transformatory Mocy w Łodzi , dostarczyła i uruchomiła ponad 80 „offshorowych” transformatorów mocy w różnych regionach świata , i w

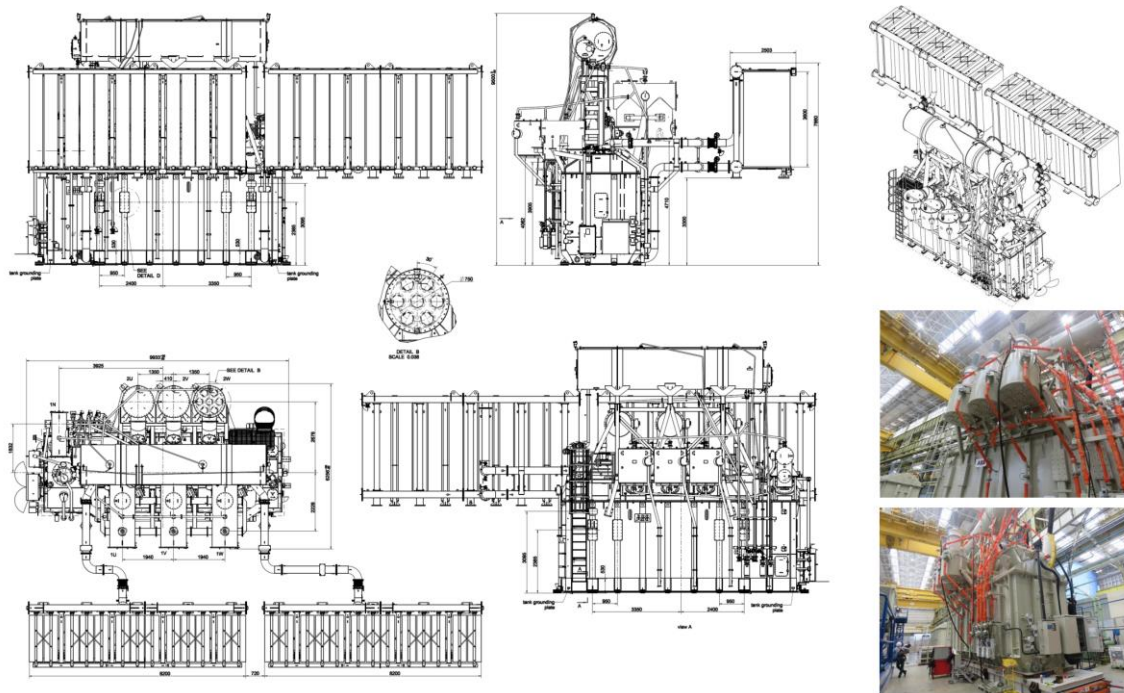
oparciu o ujednoliconą technologię produkcji TrafoSTAR, wdrożoną we wszystkich fabrykach Koncernu ABB, jest w stanie dostarczyć transformatory „offshorowe” dla bałtyckich farm wiatrowych o mocy do 600 MVA. Grupa serwisowa ABB Power Grids Poland Sp. z o.o. posiada uprawnienia dopuszczające do pracy na platformach morskich, posiadając kompetencje w zakresie uruchomienia kompleksowego monitoringu transformatorów, umożliwiającego zdalną kontrolę ich gotowości do pracy.

Jak już wcześniej wspomniano, w przypadku jednostek turbin wiatrowych o mocy 10 MW (w niedalekiej przyszłości 12,0 a nawet 15,0 MW), zasilających system morskiej sieci kablowej 66 kV na obszarze Morskiej Farmy Wiatrowej Wielkiej Mocy, na którym może pracować 100-120 turbin, optymalnym rozwiązaniem pod względem technicznym oraz ograniczenia kosztów, jest zastosowanie Morskich Stacji Kolektorowych HVAC Wielkiej Mocy, z sumaryczną mocą grupy transformatorów 1600 MVA. Na ilustracyjnym schemacie Morskiej Stacji Kolektorowej prądu przemienego HVAC 66 kV /220 kV (patrz Rys. 5) zasugerowano zastosowanie czterech „offshorowych” transformatorów podwyższających 66 kV/220 kV, z mocą jednostki 400 MVA, i odpowiednio czterech sekcji systemu szyn zbiorczych 66 kV, ale niektórzy projektanci mając na uwadze ograniczenie wartości mocy związanej pojedynczą sekcją szyn z zbiorczych GIS 66 kV, sugerują zmniejszenie wartości prądu zwarciovego w przypadku zwarcia pobliskiego, lub wymóg bezprzerwowej pracy Stacji HVAC z możliwością przesyłu pełnej mocy, wytworzonej w rozległym kompleksie turbin wiatrowych na morzu, również w przypadku odstawienia kilku transformatorów mocy, a to wymaga zastosowania mniejszych jednostek, np. sześciu Transformatorów „offshorowych” o parametrach: 270 MVA/66 kV/220 kV (patrz Rys. 13a), zaprojektowanych dla zainstalowania wewnątrz obudowy pojedynczej platformy morskiej ze Stacją Kolektorową HVAC HVAC wewnątrz. W rezultacie można zaoferować sześć sekcji szyn zbiorczych w konfiguracji GIS 66 kV, przewidzianych w schemacie głównym Stacji Kolektorowej HVAC o mocy 1620 MVA. Taka dostawa została zrealizowana przez ABB Power Grids Poland Sp. z o.o., Fabryka Transformatorów Mocy w Łodzi.

Przy bardzo ograniczonej powierzchni w przedziałach platformy morskiej, należy wykorzystać każdy metr kwadratowy podłogi, i optymalne rozmieszczenie „offshorowych” transformatorów mocy jest niezwykle ważne ze względu na: rozmieszczenie pól GIS 66 kV oraz 220 kV, zwykle podłączanych do tych transformatorów z wykorzystaniem wstawek kablowych HVAC, zakończonych głowicami kablowymi typu wtykowego; optymalną konstrukcję niezawodnego systemu chłodzenia grupy transformatorów (patrz Rys. 13a; 13b), co jest bardzo ważne, gdyż zmniejsza ryzyko nadmiernego wzrostu temperatury we wszystkich komponentach transformatora, a to skutecznie wydłuża czas eksploatacji transformatorów jednostki, spowalniając procesy starzeniowe np. w izolacji, a to z kolei bezpośrednio wpływa na ograniczenie kosztów eksploatacji „offshorowych” Transformatorów Mocy, pracujących w trudnych warunkach otoczenia, zwłaszcza gdy zachodzi konieczność zbyt częstych napraw, czy okresowych przeglądów, jakie muszą być wykonywane na platformach morskich, zlokalizowanych względnie daleko od wybrzeża.



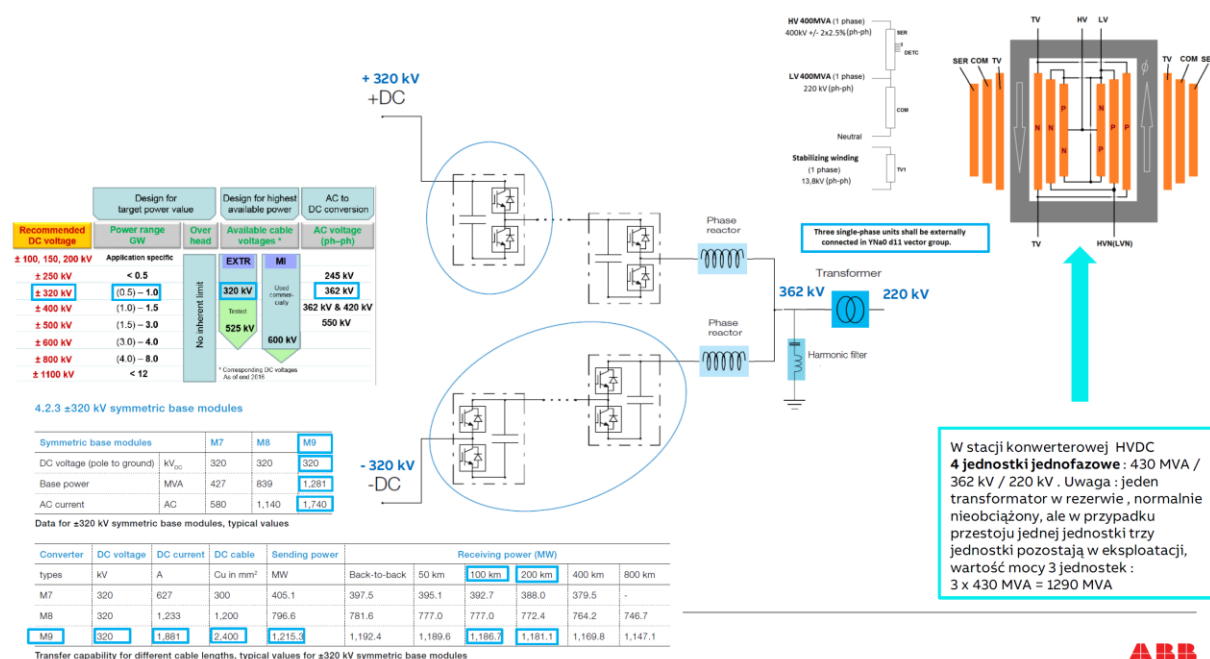
Rys. 13a. Sześć „offshorowych” transformatorów : 270 MVA /66 kV/220 kV przeznaczonych do zainstalowania wewnątrz obudowy pojedynczej platformy morskiej ze Stacją Kolektorową HVAC dużej mocy (1620 MVA) , zespół transformatorów z autonomicznym systemem chłodzenia (radiatory poza wnętrzem obudowy platformy morskiej) , jednostki zaprojektowane na zamówienie zrealizowane ABB Power Grids Poland Sp. z o.o. , Fabryka Transformatorów Mocy w Łodzi.



Rys. 13b. „Offshorowy” transformator mocy 360 MVA /66 kV /230 kV/60 Hz przed próbami FAT w ABB Power Grids Poland Sp. z o.o. , Fabryka Transformatorów Mocy w Łodzi .



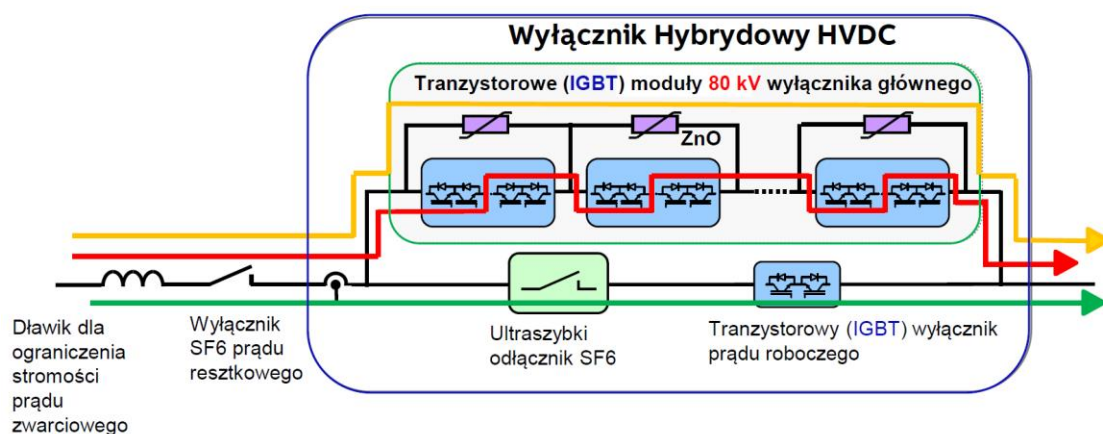
Rys. 13c. Monitoring transformatora mocy , przykład ekranu roboczego po zastosowaniu : CoreTec ; CoreSens , oraz sensorów pomiarowych skonstruowanych i produkowanych w ABB .



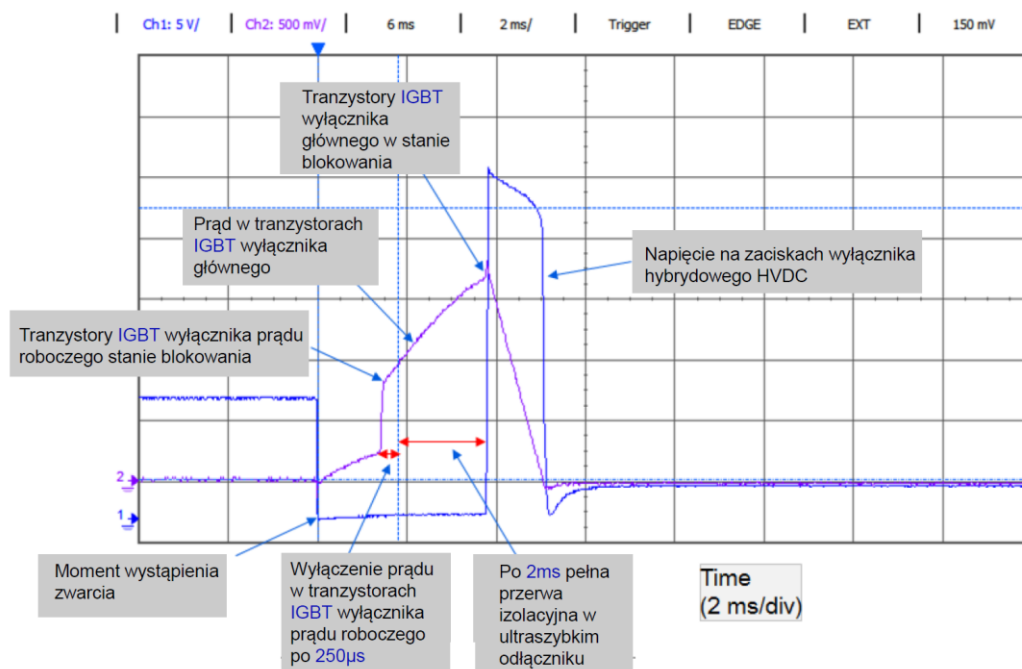
Rys. 13d. W Stacji Konwerterowej HVDC 4 jednofazowe Offshorowe Transformatory Mocy na przykład 430 MVA / 362 kV / 220 kV , optymalne rozwiązanie biorąc pod uwagę koszty, związane z redundancją oraz transportem transformatorów.

5. Zastosowanie ultraszybkiego wyłącznika prądu stałego HVDC , w celu zapewnienia bezpiecznej pracy sieci HVDC , zasilanej z grupy Stacji Konwerterowych HVDC Wielkiej Mocy.

W chwili obecnej są analizowane lokalizacje kompleksów Morskich Farm Wiatrowych na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy 11,2 GW! , w tym czterech Stacji Konwerterowych HVDC , o mocy od 876 do 1404 MW (patrz Rys. 1) , zasilających transgraniczną sieć kablową +/- 320 kV . W takim przypadku zastosowanie szybkich , wysokonapięciowych wyłączników prądu stałego HVDC pozwoli odłączyć uszkodzoną Stację Konwerterową HVDC od pozostałych , co jest krytycznie ważnym warunkiem bezprzerwowej pracy kompleksu Morskich Farm Wiatrowych Wielkiej Mocy. Ze względu na narażenie elementów półprzewodnikowych Stacji Konwerterowej HVDC w przypadku wystąpienia zwarcia pobliskiego , i przy zastosowaniu dławika ograniczającego stromość narastania stałego prądu zwarciovego , skuteczna ochrona Stacji HVDC jest możliwa , jeśli czas wyłączenia prądu zwarciovego DC nie przekroczy 5,0 milisekund [1]. Wyłącznik hybrydowy wysokiego napięcia prądu stałego HVDC konstrukcji ABB , przeznaczony dla pracy w sieci +/- 320 kV , spełnia ten warunek. Sposób działania wyłącznika hybrydowego wysokiego napięcia HVDC (320 kV , DC) pokazano na Rys.14 . W stanie normalnej pracy urządzenia prąd roboczy płynie głównie przez : ultra-szybki odłącznik SF6 (patrz linia zaznaczona kolorem zielonym , Rys. 14) , i przez tranzystorowy (IGBT) , nisko-rezystancyjny wyłącznik prądu roboczego , z wymuszonym systemem chłodzenia (patrz Rys.17) , dzięki czemu straty mocy przy przepływie prądu roboczego są względnie małe.



Rys. 14. Hybrydowy wyłącznik prądu stałego HVDC (320 kV , DC) z tranzystorowymi (IGBT) modułami 80 kV , DC , połączonymi szeregowo - zasada działania [1].



Rys. 15. Oscylogram z próby wyłączania prądu zwarciovego stałego (8,5 kA , DC) przez wyłącznik hybrydowy HVDC (320 kV , DC patrz Rys. 14 oraz Rys. 17) , z potwierdzeniem czasów działania urządzeń łączeniowych , pracujących w strukturze wyłącznika hybrydowego HVDC [1].

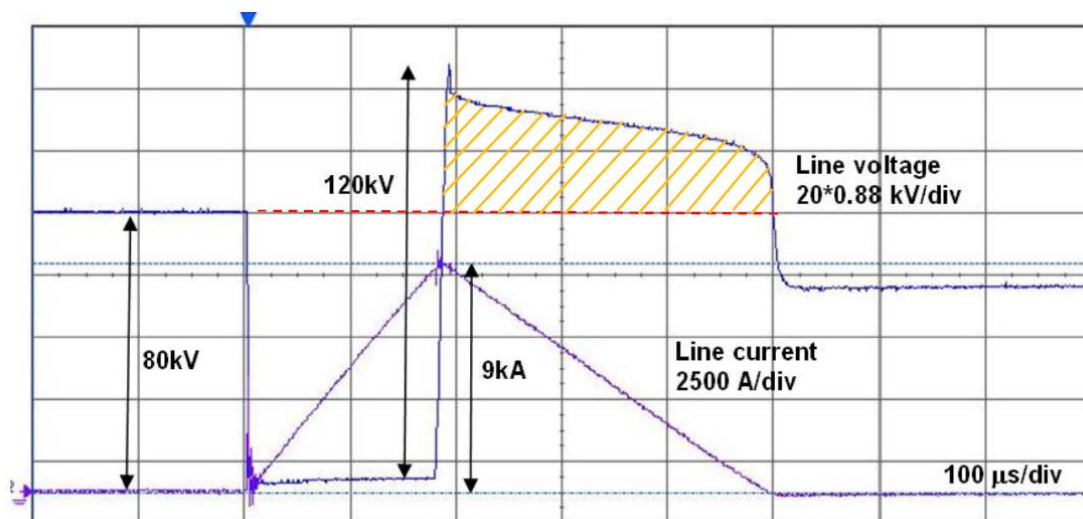
W przypadku przepływu prądu w kierunku pokazanym Rys. 14 , patrz linia zaznaczona kolorem czerwonym , prąd płynie przez grupę tranzystorów IGBT , spolaryzowanych w kierunku przewodzenia , oraz przez diody zwrotne grupy tranzystorów IGBT , spolaryzowanych w kierunku zaporowym. W przypadku zmiany kierunku przepływu prądu , zasada działania półprzewodników w wyłączniku HVDC jest identyczna. Tuż po wystąpieniu zwarcia , po czasie ok. 1,3 milisekundy (patrz Rys. 15) tranzystory IGBT wyłącznika prądu roboczego (patrz Rys. 17) są wprowadzane w stan blokowania , i dalej prąd zwarciovym płynie przez tranzystorowe (IGBT) moduły 80 kV wyłącznika głównego - połączone szeregowo (patrz Rys. 14 , linia zaznaczona kolorem czerwonym) . Należy podkreślić , że w pojedynczym module tranzystorowym 80 kV (patrz Rys. 17) stosuje się cztery stopy i w każdym z nich znajduje się 20 szeregowo połączonych elementów StakPak™ na napięcie 4,5 kV , DC . Element StakPak™ to moduł złożony z : bipolarnych tranzystorów IGBT (4,5 kV) z izolowaną bramką , oraz diod zwrotnych . Elementy RC zastosowano dla wyrównania rozkładu napięć na poszczególnych modułach StakPak™ . Dla wyłączenia prądu zwarciovego DC płynącego w dowolnym kierunku , wystarczy aktywować dwa stopy z modułami StakPak™ , a dwa pozostałe pozostają w rezerwie , w każdej chwili gotowe do pracy . Po upływie około 250 mikrosekund (patrz Rys. 15) prąd w tranzystorach IGBT wyłącznika prądu roboczego (patrz Rys. 17) jest równy zero , co daje sygnał dla rozpoczęcia operacji otwierania ultraszybkiego odłącznika , izolowanego gazem SF6. Dla osiągnięcia stanu pełnego otwarcia ultraszybkiego odłącznika potrzeba zaledwie 2,0 milisekund ! (patrz Rys. 15) , a jego styki rozchodzą przy niewielkim napięciu DC , ponieważ spadek napięcia na tranzystorach IGBT w stanie przewodzenia w wyłączniku tranzystorowym głównym (patrz linia czerwona , Rys.15) odkłada się na przerwie izolacyjnej ultraszybkiego odłącznika SF6 , oraz na tranzystorowym (IGBT) wyłączniku prądu roboczego w stanie bezprądowym (patrz Rys. 17) . W unikalnej konstrukcji ultraszybkiego odłącznika SF6 zastosowano dwa , szybkie mechanizmy napędowe typu przerzutowego (patrz Rys. 17 , zasada działania ultraszybkiego odłącznika SF6) , poruszające zespół styków ruchomych w kierunkach przeciwnych , i przy względnie krótkiej drodze styków ruchomych powstaje długa droga dla przeskoku łuku elektrycznego w komorze ultraszybkiego odłącznika , gdyż składa się na nią pięć przerw izolacyjnych w gazie SF6 - z przegrodami izolacyjnymi w każdej z nich . Po upływie 2,0 milisekund ultraszybki odłącznik jest w pełni otwarty (patrz Rys. 15 oraz Rys. 17) i w tym momencie tranzystory IGBT w modułach 80kV wyłącznika głównego , wchodzi w stan zapo-

rowy, przerywając prąd zwarciový DC o amplitudzie 8,5 kA (stromość prądu ok. 2,4 kA/ms), i taką wartość początkową prądu zwarciový DC przejmuje zespół ograniczników przepięć ZnO (patrz Rys. 14, linia zaznaczona kolorem pomarańczowym). Każdy z modułów tranzystorowych 80kV posiada swój zespół ograniczników przepięć ZnO, połączonych równolegle (patrz Rys. 17) dzięki czemu ten komponent posiada dużą zdolność pochłaniania energii, przy przepływie zanikającego prądu zwarciový. Czas przepływu prądu zwarciový przez zespoły ograniczników przepięć ZnO wynosi 1,0 -1,2 milisekund, i w tym czasie spadek napięcia na ogranicznikach przepięć przewyższa napięcie DC w odniesieniu do napięcia DC od strony źródła zasilania zwarcia (patrz Rys. 16, obszar zakreskowany na pomarańczowo), co wymusza przejście prądu zwarciový DC przez zero.

Próba zwarciová pokazana na Rys. 15, została wykonana dla maksymalnego, dopuszczalnego czasu przepływu prądu zwarciový w tranzystorach IGBT, pracujących w tranzystorowym wyłączniku głównym (patrz Rys. 17), który nieznacznie przekraczał wartość : 2,0 ms, w rezultacie sumaryczny czas wyłączenia prądu zwarciový DC, potwierdzony w testach laboratoryjnych, w przypadku hybrydowego wyłącznika HVDC konstrukcji ABB, wynosił :

$$1,3 \text{ ms} + 0,25 \text{ ms} + 2,0 \text{ ms} + 1,2 \text{ ms} = 4,95 \text{ ms}$$

patrz oscylogram pokazany na Rys. 15, i nie przekroczył wartości 5,0 ms [1], co jest warunkiem skutecznej ochrony półprzewodników, pracujących w Stacji Konwerterowej HVDC, ponieważ tak szybki wyłącznik prądu stałego, eliminuje niszczące skutki zbyt długiego przepływu prądu zwarciový DC. Moduł 80 kV z tranzystorami IGBT, pracujący w głównym wyłączniku tranzystorowym (patrz Rys. 17), został również przetestowany ze względu na zdolność wyłączania prądu zwarciový DC, z bardzo wysoką stromością narastania (patrz Rys. 16), ponieważ po ok. 180 mikrosekundach, amplituda prądu zwarciový DC osiągnęła wartość : 9,0 kA, co odpowiada stromości narastania prądu : 50 kA / ms! Podczas wyłączania prądu DC 9,0 kA, aktywowano 20 modułów StakPak™ 4,5 kV, DC - szeregowo połączonych (patrz Rys. 17), a po wyłączeniu prądu zwarciový DC, napięcie DC na tym tranzystorowym (IGBT) stosie 80 kV, osiągnęło amplitudę : 120 kV (patrz Rys. 16).



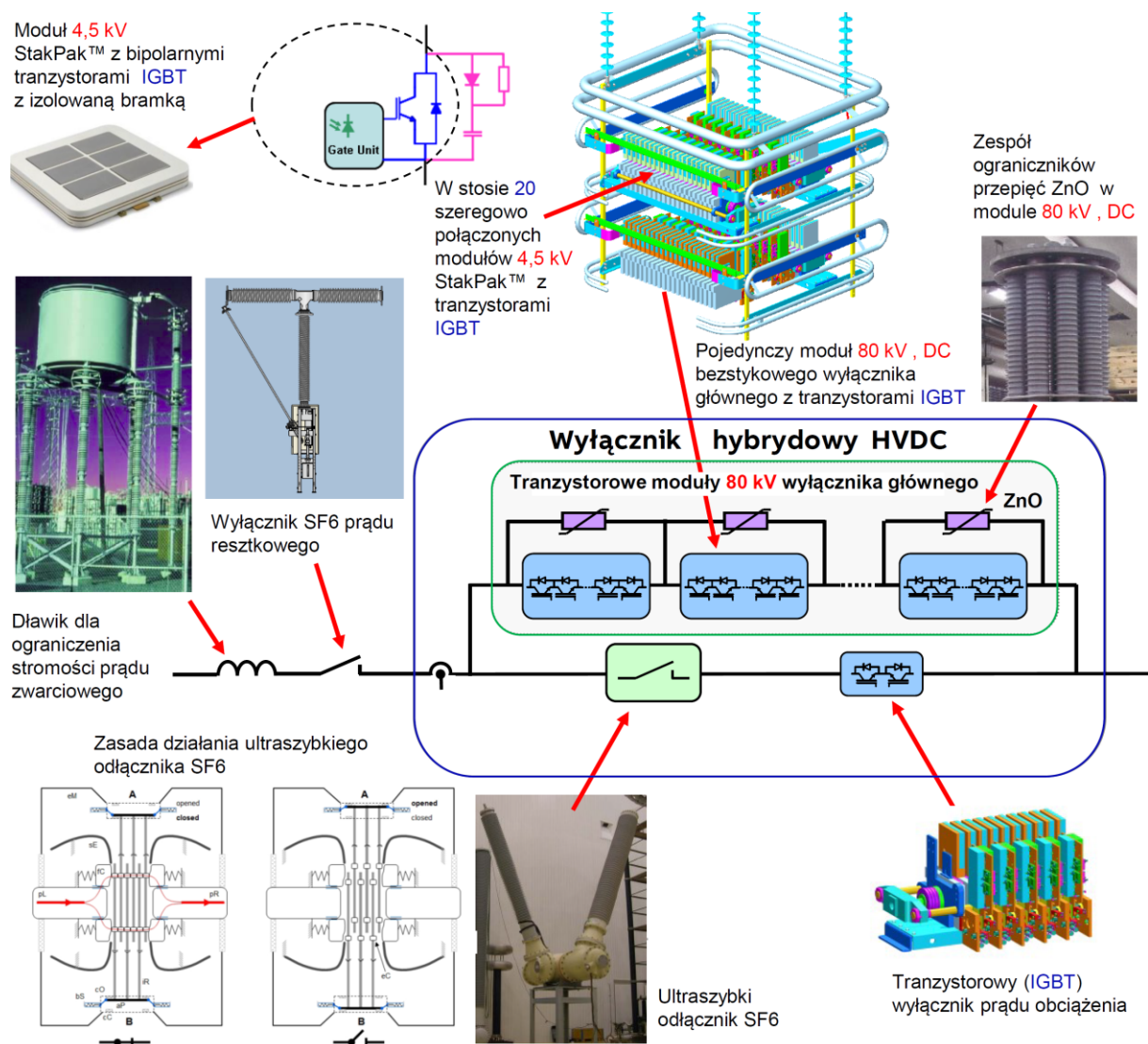
Rys. 16. Oscylogram z próby wyłączania prądu zwarciový DC przez moduł tranzystorowy (IGBT) na napięcie 80 kV, DC (20 modułów 4,5 kV StakPak™ połączonych szeregowo), stosowany w wyłączniku głównym zespołu wyłącznika hybrydowego HVDC (patrz Rys. 14 oraz Rys. 17) [1].

Dla bezpieczeństwa oraz niezawodności działania hybrydowego wyłącznika HVDC (320 kV, DC) pracującego systemie sieciowym +/- 320 kV, konieczne jest zainstalowanie dławika zwarciový (patrz Rys. 17) w celu ograniczenia stromości narastania stałego prądu zwarciový DC, oraz

wyłącznika WN , izolowanego gazem SF₆ dla wyłączania prądu resztkowego , przepływającego przez ograniczniki przepięć ZnO . Odpowiedni dobór parametrów dławika HVDC ograniczającego stromość prądu zwarciovego DC , bezpośrednio wpływa na skuteczność wyłączenia stałego prądu zwarciovego DC poprzez wyłącznik hybrydowy HVDC [1] . Dla przykładu , jeśli czas wyłączenia prądu zwarciovego DC , po aktywacji wyłącznika głównego z tranzystorami IGBT (patrz Rys. 17) będzie wynosił : 2,0 ms (patrz Rys. 15) , a maksymalna stromość prądu zwarciovego DC nie przekroczy wartości 3,5 kA / ms , to dławik zwarciovowy (320 kV, DC) powinien mieć indukcyjność 100 mH [1] . W takich warunkach wymagane jest , aby wyłącznik hybrydowy 320 kV , DC był w stanie wyłączyć stały prąd zwarciovowy o amplitudzie 9,0 kA . Jeśli hybrydowy wyłącznik HVDC nie wyłączyłby zwarcia - w początkowej fazie narastania prądu , to stały prąd zwarciovowy DC osiągnąłby wartość wielokrotnie wyższą od 9,0 kA , a wtedy uszkodzenie elementów półprzewodnikowych zainstalowanych w Stacji Konwerterowej HVDC , jest bardzo prawdopodobne !

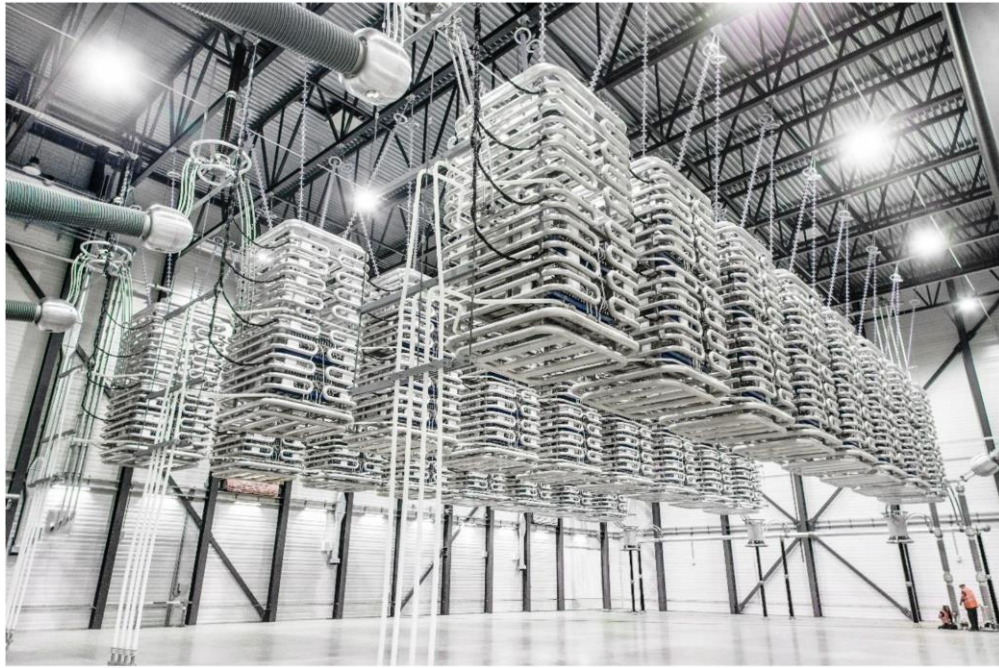
Następna generacja modułów StakPak™ na napięcie 4,5 kV, DC z tranzystorami BiGT tj. z izolowaną bramką , gotowymi do pracy w reżimie Bi-mode , będzie zastosowana w modułach 80 kV , DC wyłącznika głównego (patrz Rys. 17) , co umożliwi zwiększenie zdolności wyłączalnej wyłącznika hybrydowego HVDC (320 kV, DC) , z 8,5 kA do ...16,0 kA , DC [2] , z uwzględnieniem wartości opóźnienia 2,0 ms , wymaganego dla pełnego otwarcia ultraszybkiego rozłącznika SF₆ (patrz Rys. 17) .

Jak już wcześniej wspomniano , na morzu Bałtyckim jest przewidziana budowa czterech Stacji Konwerterowych HVDC o mocy od 876 do 1404 MW (patrz Rys. 1) , zasilających lokalną sieć trans-bałtycką HVDC ±320 kV, i w takim wypadku zastosowanie hybrydowych wyłączników HVDC (patrz Rys. 17) , skutecznie zabezpieczy elementy półprzewodnikowe Konwertera HVDC przed uszkodzeniem.

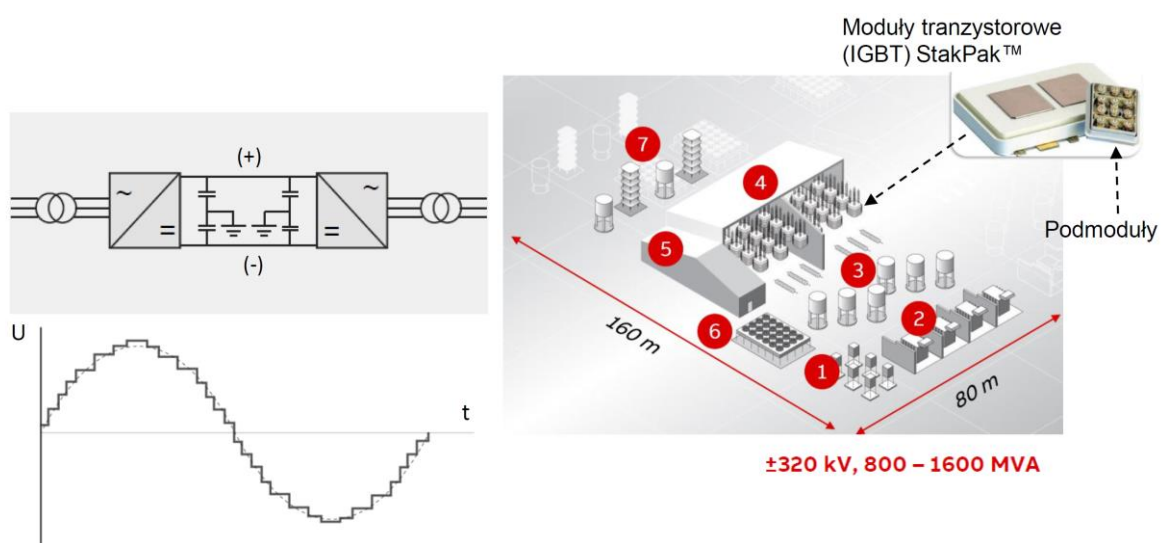


Rys. 17. Hybrydowy wyłącznik prądu stałego HVDC (320 kV, DC), skonstruowany w ABB, dla zastosowania w sieci +/- 320 kV, podstawowe komponenty [1].

Widok Konwertera Kaskadowego ± 320 kV, 700 MW [3, 4], w którym zaimplementowano technologię ABB zwaną HVDC Light, opartą na zastosowaniu modułów StakPak™ z tranzystorami IGBT (podobnie jak w hybrydowym wyłączniku HVDC, patrz Rys. 17), pokazano na Rys. 18, który zawiera krótką informację o złożonym i zaawansowanym technologicznie obiekcie, takim jak Konwerter HVDC Wielkiej Mocy, w którym wdrożono najnowsze osiągnięcia w dziedzinie: energoelektroniki; kontroli i monitorowania złożonej Stacji Energetycznej; techniki wysokiego napięcia, oraz materiałów izolacyjnych.



Konwerter ± 320 kV w technologii HVDC Light , produkcji ABB , Stacja Skaggerak 4



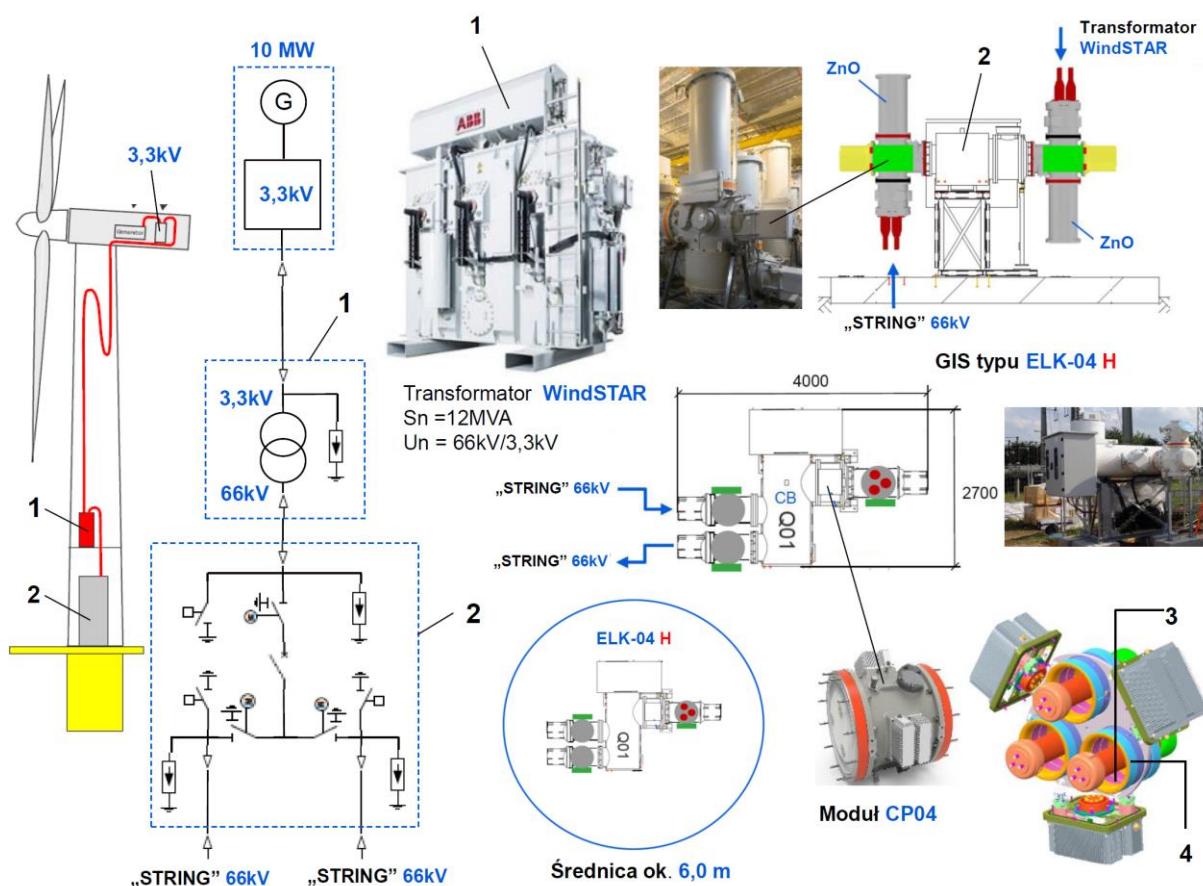
HVDC Light : zasada działania Modułu Tranzystorowego z modulowaną szerokością impulsu : **Konwerter Kaskadowy Dwupoziomowy**.

Rys. 18. Widok Kaskadowego Konwertera ± 320 kV produkcji ABB o mocy 700 MW , z zastosowaniem technologii **HVDC Light** , bazującej na modułach StakPak™ z tranzystorami IGBT , podstawowe komponenty Stacji Konwerterowej HVDC - „Onshore” [3 , 4].

- 1 - filtry harmoniczných HVAC
- 2 - Transformatory Moc
- 3 - dławiki HVAC na zasilaniu Konwertera HVDC
- 4 - hala Konwerterów HVDC
- 5 - budynek sterowania i nadzoru stacji
- 6 - agregaty systemu chłodzenia Konwertera HVDC ;
- 7 - odpływ HVDC

6. Innowacyjne urządzenia , dla wyprowadzenia mocy z morskich turbin wiatrowych dużej mocy , z napięciem wyjścia 66kV.

Morskie turbiny wiatrowe w nieodległej przyszłości mogą generować moc na poziomie 12 -15 MW wyprowadzaną na napięciu 66 kV. Taki poziom napięcia wyjścia pozwala na zintegrowanie 10 -11 turbin połączonych ze sobą kablem morskim w „STRINGU” (patrz Rys. 2) , i w takim wypadku pojedynczy „STRING” podłączony do szyn Stacji Kolektorowej HVAC (patrz Rys. 5 oraz Rys. 13) będzie dostarczał maksymalną moc do 150 MW ! , co wymusza stosowanie GIS z dużym prądem szyn zbiorczych (co najmniej 4000 A) , oraz z prądem wyłączalnym 63kA. Biorąc pod uwagę dużą moc pojedynczego „STRINGU” , oraz bezpieczeństwo personelu odpowiedzialnego za okresowe przeglądy w jednostce turbiny wiatrowej , zaproponowano zastosowanie w zespole turbiny specjalne wykonanie GIS typu ELK-04 H , z horyzontalnym położeniem wyłącznika (patrz Rys. 19) oraz transformator podwyższający 3,3 kV/66 kV typu WindSTAR , izolowany biodegradowalną cieczą izolacyjną. Transformator WindSTAR o mocy do 12 MVA przy względnie dużej wysokości jest wąski , także dzięki specjalnemu systemowi chłodzenia , co znakomicie ułatwia jego wprowadzenie przez otwór drzwiowy przy podstawie konstrukcji wsporczej turbiny wiatrowej.



Rys. 19. Innowacyjne urządzenia produkcji ABB , przeznaczone dla wyprowadzenia mocy z morskiej turbiny wiatrowej o mocy 10 MW , podłączonej do kabla morskiego 66 kV.

- 1- transformator podwyższający 66 kV/ 3,3 kV typu WindSTAR , z biodegradowalną cieczą izolacyjną (w przypadku morskiej turbiny 12 MW , moc transformatora WindStar : 16 MVA)
- 2- pole rozdzielnic GIS 66 kV typu ELK-04 H z horyzontalnym położeniem obudowy wyłącznika
- 3- sensory napięciowe (U) w module CP04 dla cyfrowego wykonania pola GIS typu ELK-04 H
- 4- sensory prądowe (I) w module CP04 (cewki Rogowskiego)

Zestaw aparatów zastosowanych w GIS typu ELK-04 H umożliwia odłączenie i uziemienie kabla 66 kV od strony transformatora podwyższającego (WindSTAR) , jak i dwóch kabli podłączonych do GIS typu ELK-04 H a pracujących w „STRINGU” , z użyciem własnych uziemników szybkich (patrz schemat Rys. 19) . Kable 66 kV podłączone do ELK-04 H są zabezpieczone ogranicznikami przepięć ZnO , ze względu na przepięcia generowane na skutek częstych uderów piorunowych w warunkach morskich , które mogą narazić izolację transformatora podwyższającego zarówno od strony turbiny wiatrowej jak i z obydwu kierunków od strony „STRINGU”. Trójpołożeniowe odłącznik-uziemniki pozwalają odłączyć i uziemić wyłącznik , co pozwala w bezpieczny sposób wykonać np. okresowy przegląd komór gaszeniowych tego aparatu. Z końcem 2020 roku będzie dostępne wykonanie GIS typu ELK-04 H w „wersji cyfrowej” (patrz Rys. 19) , gdzie w kompaktowym module typu CP04 są zastosowane sensory napięciowe (U) oraz prądowe (I) klasy 0,2 , zapewniające liniowy pomiar U/I w całym zakresie pomiarowym .

7. Zdalna obserwacja : bezpiecznej przerwy izolacyjnej między stykami w odłączniku ; ruchu styków głównych odłącznika i uziemnika , tj. urządzeń zainstalowanych w module GIS typu ELK-04 , szczególnie ważna opcja w przypadku Morskich Stacji Kolektorowych HVAC.

Często pracownicy odpowiedzialni za utrzymanie ruchu lub serwis na stacjach HVAC na lądzie, obsługujący m.in. odłączniki w izolacji powietrznej stwierdzają , że w konwencjonalnych stacjach napowietrznych można się stosunkowo łatwo się upewnić (wzrokowo) , czy odłącznik został całkowicie otwarty, tworząc tzw. bezpieczną przerwę izolacyjną , i w takiej stacji możliwe jest łatwe określenie, czy uziemniki skutecznie uziemiły wybrane komponenty w schemacie stacji . W przypadku morskich stacji HVAC (patrz Rys. 3 ; Rys. 5 oraz Rys. 10) zainstalowanych na platformach , ze względu na bardzo ograniczone miejsce , przeznaczone dla zainstalowania urządzeń łączeniowych HVAC wewnątrz obudowy platformy , zastosowanie rozdzielnic GIS jest technicznie i ekonomicznie uzasadnione



Rys. 20. Kadry z filmu : zdalna obserwacja ruchu styków głównych w module GIS typu ELK-04 z odłącznik-uziemnikiem w czasie rzeczywistym ! . Transmisja sygnału z wykorzystaniem światłowodów w kablach morskich na napięcia : 66 kV ; 220 kV lub 400 kV , na odległość do ...120 km , bez potrzeby wzmacniania sygnału !

szczególnie w przypadku dużych Stacji Kolektorowych HVAC , instalowanych na platformach morskich , patrz schemat na Rys. 5 , a być może i w przypadku turbin wiatrowych dużej mocy

8,0 -10,0 MW, patrz Rys. 19, zainstalowanych w wielkoobszarowych stacjach morskich , patrz Rys. 2 (na obszarze 408 km kwadratowych , zainstalowanych 232 turbin wiatrowych , zasilających dwie Stacje Kolektorowe HVAC) , należy wziąć pod uwagę wymaganie : zdalna - wizualna kontrola przerwy izolacyjnej w odłączniku , zainstalowanym wewnątrz modułu GIS , a także obserwacja ruchu styków w przypadku odłącznika i uziemnika ... w czasie rzeczywistym! , co wymaga zastosowania odpowiednio dostosowanego modułu GIS (patrz rys. 20), w którego obudowie zamontowana jest kamera CCD , oraz element oświetlenia wnętrza modułu. W przypadku lądowych stacji HVAC, sugerowany systemu wzrokowego monitoringu , może się wydawać stosunkowo drogi (?) , ale biorąc pod uwagę tylko koszt mechanicznej struktury platformy morskiej (obudowa stacji , fundament itp.) , koszt kompletu wzrokowego monitoringu stanowi zaledwie ułamek promila (!) , w odniesieniu do całkowitego kosztu budowy Morskiej Stacji Kolektorowej HVAC dużej mocy. Zdalny - wizualny monitoring przerwy izolacyjnej w odłączniku , włączając wzrokową obserwację ruchu styków, zakończonego właściwym położeniem styków w pozycjach „ON” oraz „OFF”, został pomyślnie wdrożony w GIS typu ELK 04 kilka lat temu , w module obudowy, wyposażonym w trójpozycyjny odłącznik-uziemnik. System wzrokowego monitoringu zdecydowanie podnosi warunki bezpieczeństwa pracy personelu na stacji . Dzięki temu rozwiązaniu można również uniknąć ciężkiego błędu, takiego jak: zamknięcie uziemnika przy zmniejszonym - nieprawidłowym odstępie izolacyjnym między stykami głównymi w odłączniku , dzięki czemu można zapobiec wystąpieniu łuku wewnętrznego , generowanego wewnątrz modułów gazowych GIS - wypełnionych gazem pod wysokim ciśnieniem! . Taka awaria zawsze prowadzi do odłączenia sekcji WN w rozdzielni , co ma negatywne konsekwencje dla niezawodnego transferu energii , również w przypadku dużych stacji wysokiego napięcia HVAC.

Literatura :

- [1] M. Callavik, A. Blomberg, J. Häfner, B. Jacobson “The Hybrid HVDC Breaker An innovation breakthrough enabling reliable HVDC grids”, ABB Grid Systems, Technical Paper Nov’2012
- [2] M. Rahimo, A. Kopta, U. Schlapbach, J. Vobecky “The Bi-mode Insulated Transistor (BiGT) A potential technology for higher power applications” (Proc. ISPSD09, p. 283, 2009)
- [3] A. Krontiris, S. Papapanagiotou “Technology on HVDC Light” (training , Warsaw , 2018)
- [4] H. M. Kure, C. O. Larsson, T. S. Lefstad, L. A. Muller, “HVDC Transmission - Skagerrak 4” , TET 4190 4190 Power Electronics for Renewable Energy, NTU Trondheim , 2010

Aleksander Gul, PhD. (El. Eng.)
ABB Power Grids Poland Sp. z o.o.
SEP (Association of Polish Electrical Engineers), Expert
CIGRE, Individual Member

Innovative solutions applied in the High Power Offshore Wind Farms Complex, taking into account the requirements for protection of the offshore HVDC cable network.

Abstract: *The article concerns innovative solutions in the case of complete HVAC Offshore Collector Station with a power value up to 1600 MVA, f. ex. powered 1000 MW HVDC Converter Station, with equipment adapted for work in marine conditions (sea platforms), such as: gas-insulated switchgears (GIS) for voltages 66; 220 and 400 kV; offshore power transformers units with the power value up 400 MVA. The article also deals with the principle of operation and basic elements of HVDC Circuit Breaker, which should be used for protection of HVDC Converter Stations, integrated with the HVDC cable network system, where is required the fast disconnection of HVDC Converter Station because of short circuit inside. Another important aspect expressed in a paper is the method of power transfer from a single wind turbine with a power capacity 10-12 MW into large AC offshore cable network 66 kV (100-120 offshore wind turbines in the Offshore Farm). Service personnel from ABB Power Grids Poland Sp. z o.o. has references in the scope of commissioning of devices manufactured in our factory in Lodz, also in case of Offshore Power Transformers Supervision over the installation and commissioning of equipment requires the top class specialists educated in the factory, what allows access and work on Offshore Platforms equipped with HVAC and HVDC High Power Stations. Such authorization is given to the service team from ABB Power Grids Poland Sp. z o.o.*

INTRODUCTION

A further increase in the level of exhaust emissions from coal-fired or brown coal-fired power plants associated with the construction of new power units due to the inevitable increase in demand for generated power in Poland will be associated with further deterioration of air pollution in Poland and high penalties paid for the right to generate these exhaust. An additional problem is the exhausting lignite deposits, located near large brown coal-fired power plants. The increase of power generated in the Polish energy system can be ensured based on the construction of nuclear power plants, or renewable sources worked in offshore wind farms, remote from the land, and therefore not visible to the naked eye, and not burdensome to the local population due to the generated sound waves. Information on the allocation of wind farm complexes in the Baltic Sea with a combined power of 11,2 GW has been made public (see Fig. 1). The purpose of this article is to present specific solutions proven in offshore stations, installed on platforms, using illustrative diagram of the HVAC Offshore Collector Station, designed for power transfer into HVDC Offshore Converter Station. The study presents numerous photos of basic equipment such as Power Transformers and compact Gas Insulated Switchgears (GIS), installed inside the housing of large-scale offshore platforms contained the offshore HVAC and HVDC Power Stations, delivered and launched by ABB. Other important and innovative high-tech devices from ABB are: environmentally friendly WindSTAR transformers and GIS panels, suitable for installing in the lower part of the tower, crowned with a 10-12 MW wind turbine, powering a 3,3 kV / 66 kV step-up WindSTAR transformer. In the case of offshore HVDC network system, is required installation of HVDC Circuit Breaker (320 kV, DC) for fast interruption of DC short circuit current, i.e. in time not exceeding value 5,0 ms, what makes possible effective protect a semiconductor elements, working in HVDC Converter Station, against long time flow of DC short circuit current, normally leading to the destruction of semiconductors [1].

1. Progress in the field of power transfer from offshore wind turbines to the HVAC Collector Station, as a result of rising output voltage from the turbine set from 33kV up to 66kV.

Leading manufacturers of offshore wind turbines are conducting intensive work to further increase the power generated by a single unit. A few years ago, offshore wind farms were built with the output voltage 33kV from the wind turbine set with the power value 4-6 MW, limited the number of units

up to 5-6 units , connected by the AC sea cable in the so-called. "STRING", mainly due to losses in this relatively long cables . At present , wind turbines with much higher power , i.e. 9,5 MW , like

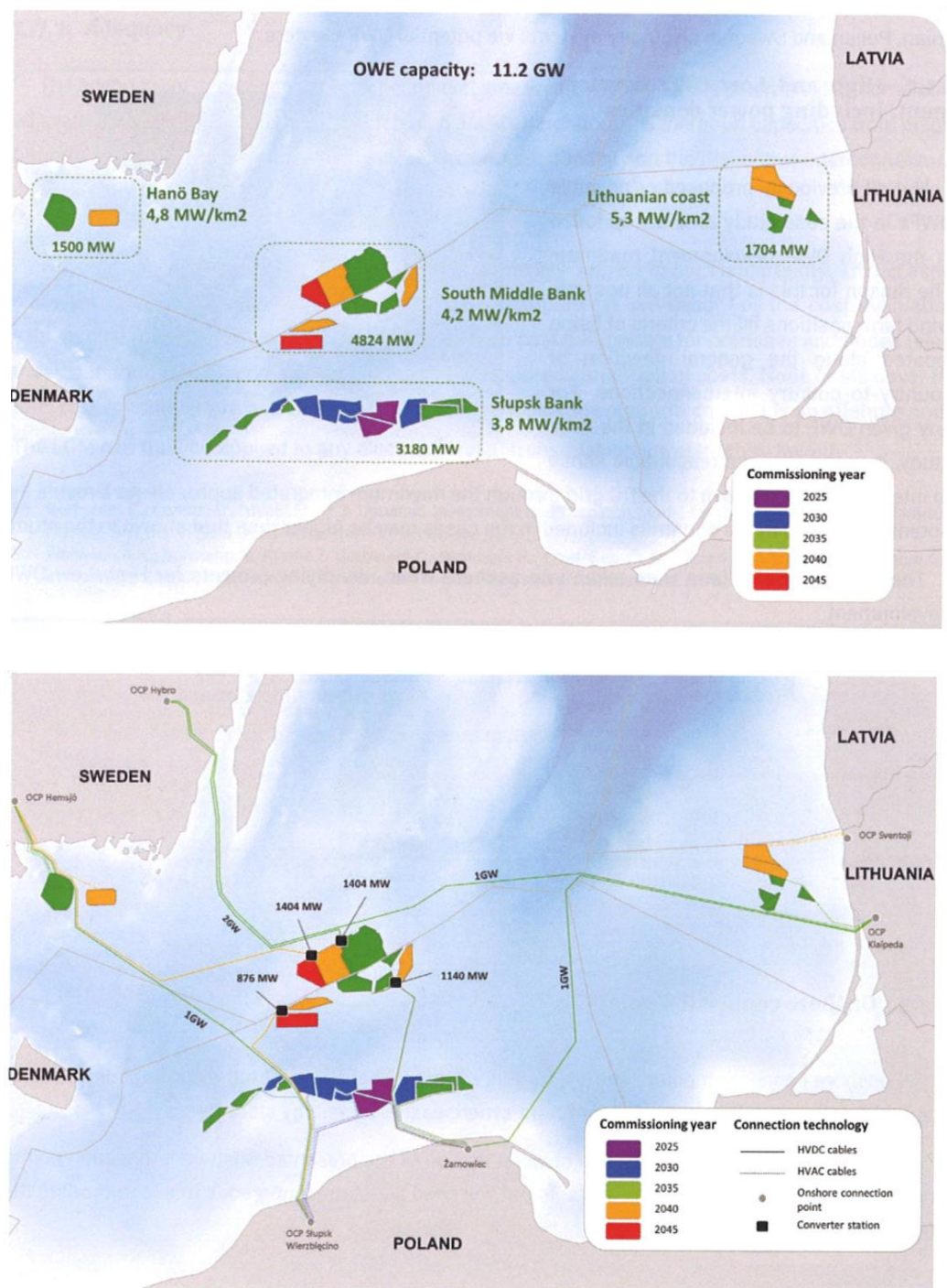


Fig. 1. Planned locations of Offshore Wind Farm Complexes on the Baltic Sea , with power capacity power value 11,2 GW and four ■ HVDC Converter Stations (power value 0,88-1,4 GW!) [source: "Towards a Baltic Offshore Grid : Connecting Electricity Markets Through Offshore Wind Farms", PreFeasibility Studies Report , September 2018 , Interreg Baltic Sea Region , European Regional Development Fund]

type MHI Vestas V164 , are already produced and thanks to the increase of the output voltage from the turbine from 33 kV to 66 kV in "STRING", it is possible to integrate a group of 10-11 turbines , using 66 kV sea cables (see Fig. 2) . As a result, the level of power delivered from a single "STRING"

to the HVAC Collector Station (see Fig. 3) , can reach power value up to 100 MW, and in the future even up to 150 MW!

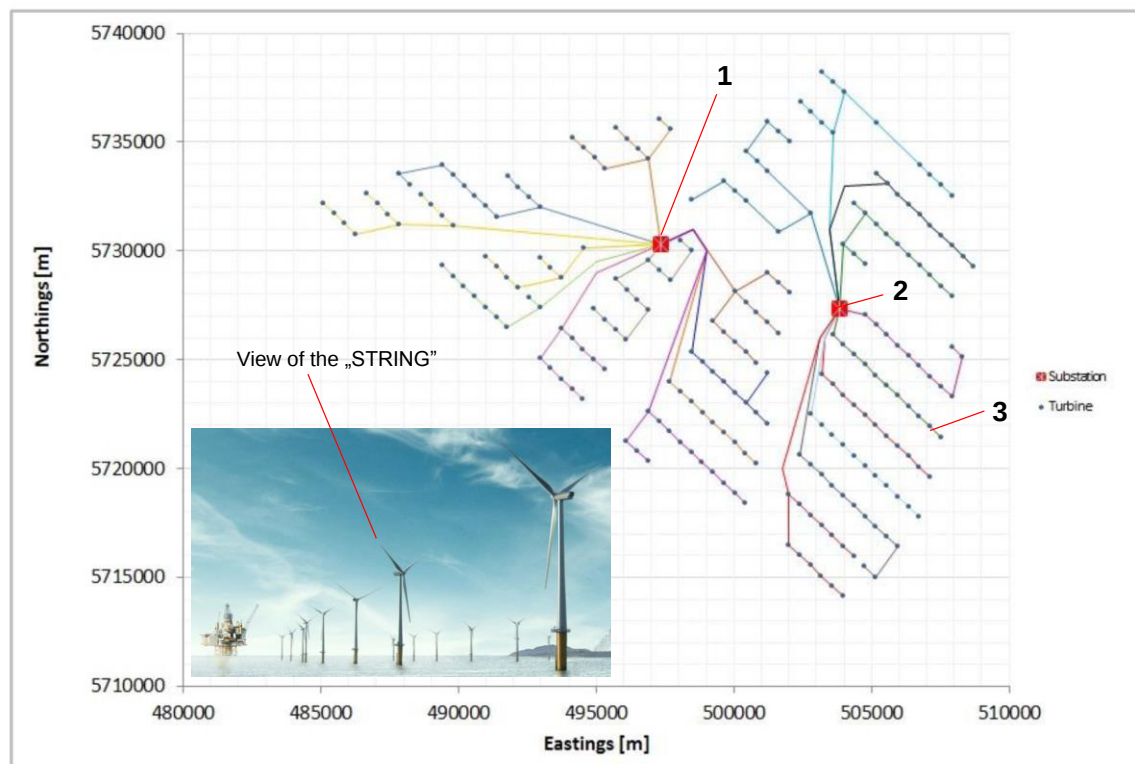


Fig. 2. An example of the wind turbines located around the Collector Substations, integrated with 66kV "STRINGS", using sea cables [source : DNV-GL Report No. :113799-UKBR-R02 , Rev.2]
 1,2 - Collector Substations (No. 1... single Collector Station energized from 117 wind turbines!)
 3 - "STRING" 66 kV, collecting power from 11 wind turbines



Fig. 3. View of platforms with HVAC Collector Stations.

2. Technical and economic reasons for the construction of HVAC Collector Stations with reactive power compensation, and HVAC Collector Stations integrated with the HVDC Converter Station.

Submarine "export" HVAC cables with a length of several dozen kilometers, connecting sea-based Collector Stations with Power Stations on land, are usually 220 kV cables. Typically, HVAC high Power Collector Stations are built at a distance 20-60 km from the sea coast . In the case of locations granted in the Baltic Sea (see Fig. 1) , the nearest wind farms with a total capacity of 3,2 GW require the installation of 220 kV AC "export" cables : three cores with length up to 70 km (see Fig. 4) or single core with length up to 100 km . Both type of subsea cables requires the use of shunt reactors fixed on the offshore platform, e.g. in the middle of 220 kV, AC "export" cable (50/50 split), in order to compensate the power of reactive losses generated in their capacity . The most remote locations of the Baltic Wind Farms with a total capacity of 4,8 GW (see Fig. 1) require a cable length of 160-180 km (respecting obstacles on the seabed), in this case it is necessary to use a sea HVDC "export" cable +/- 320 kV, which involves the construction of HVAC Collector Stations and integrated with them HVDC Converter Stations , and this case is discussed in this article.

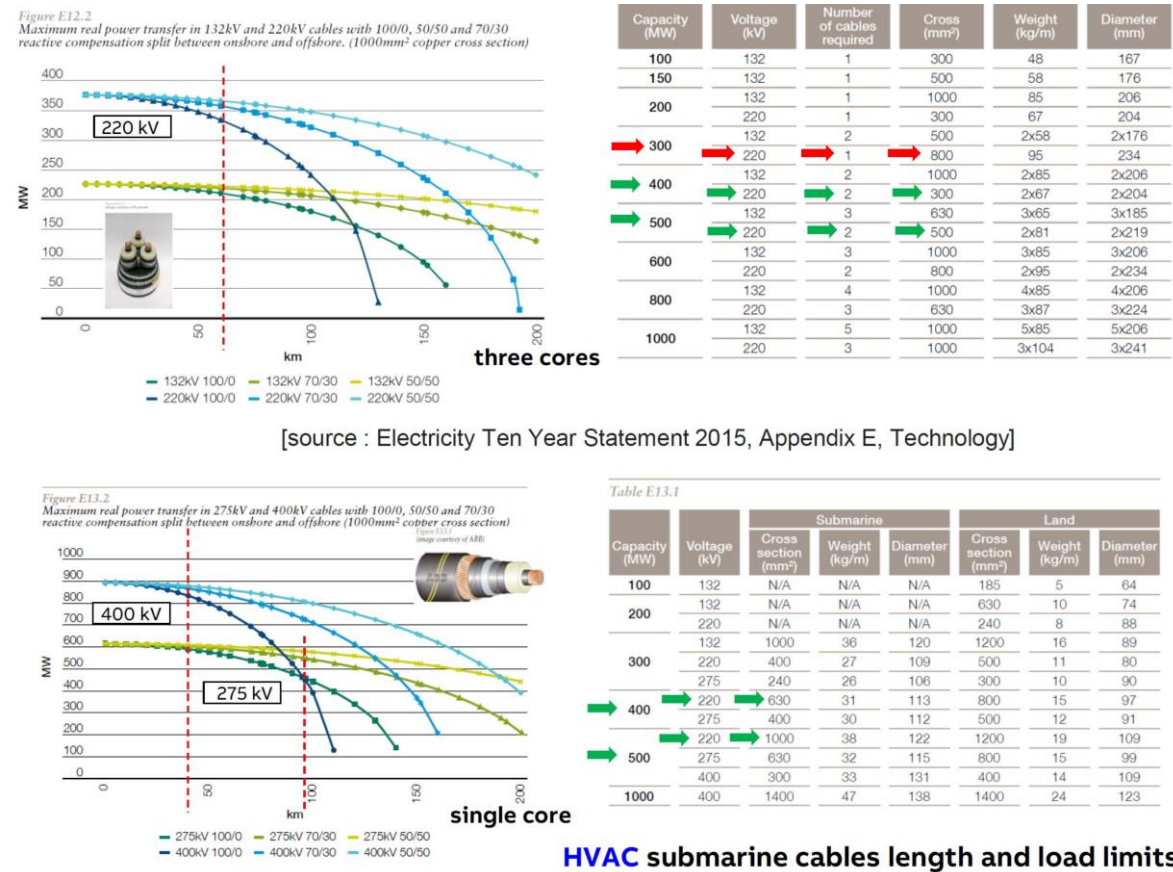


Fig. 4. The maximum power that can be transmitted by the AC 220/275 kV or 400 kV subsea cable, depending on where the compensation shunt reactor is installed on the route of the "HVAC" export cable, as a function of the length of that cable. [source: Electricity Ten Year Statement 2015, Appendix E, Technology]

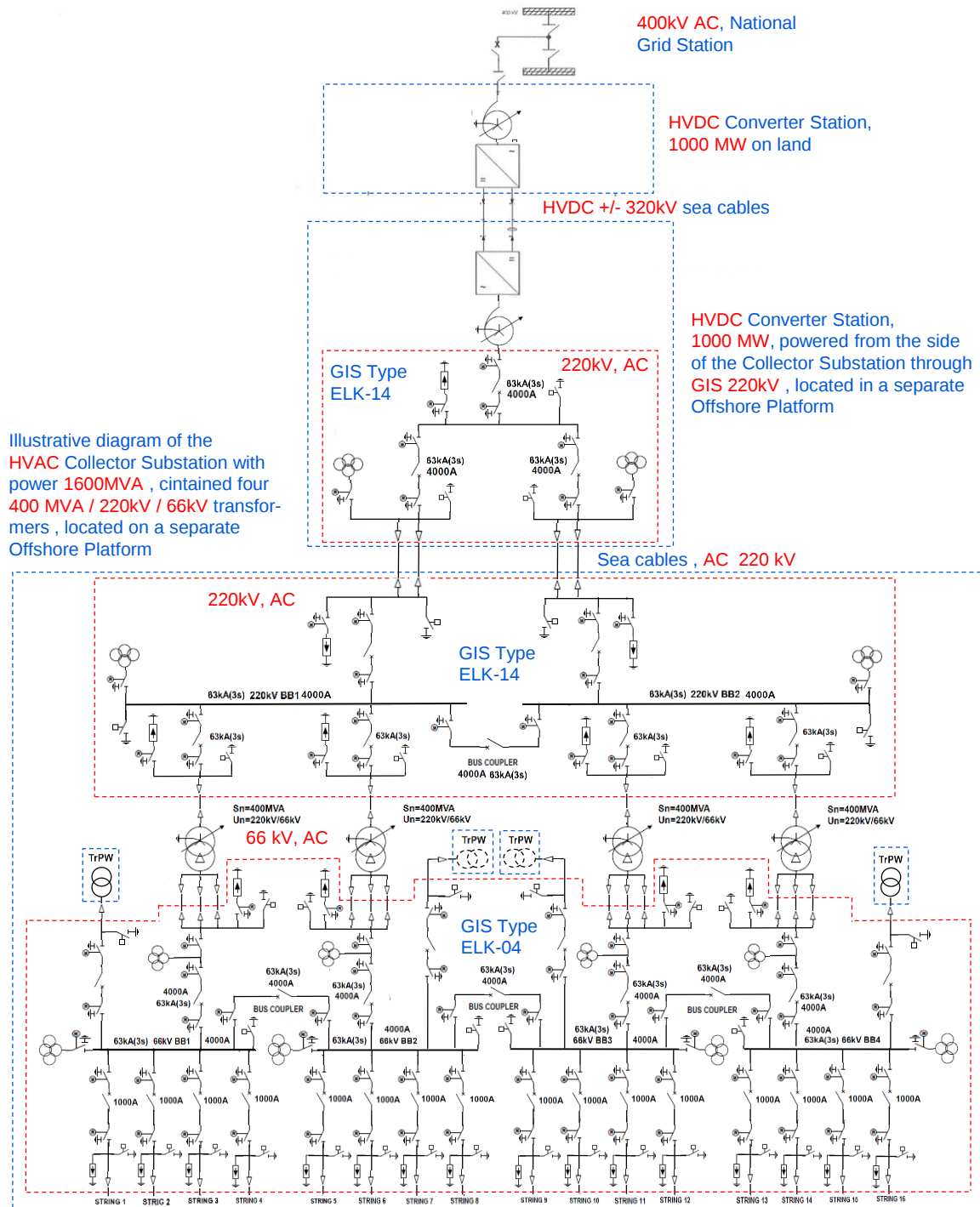


Fig. 5. Illustrative diagram of the HVAC Offshore Collector Station 66 kV/220 kV with a summary power of 1600 MVA, contained 4 transformers, powered from 16 "STRINGS" 66 kV, provided for energizing of the 1000 MW HVDC Converter Station.

3. Requirements for devices installed in HVAC Collector Substation 1600 MVA with four power transformers, based on the example of illustrative station diagram 66 kV/220 kV.

The set of devices shown on the illustrative diagram of HVAC Collector Station (see Fig. 5) contained 4 transformers with power value 400 MVA, can now be deployed inside the housing of single offshore platform, taking into account for example the dimensions of very large ABB platform, called DolWin-2, see Fig. 10.

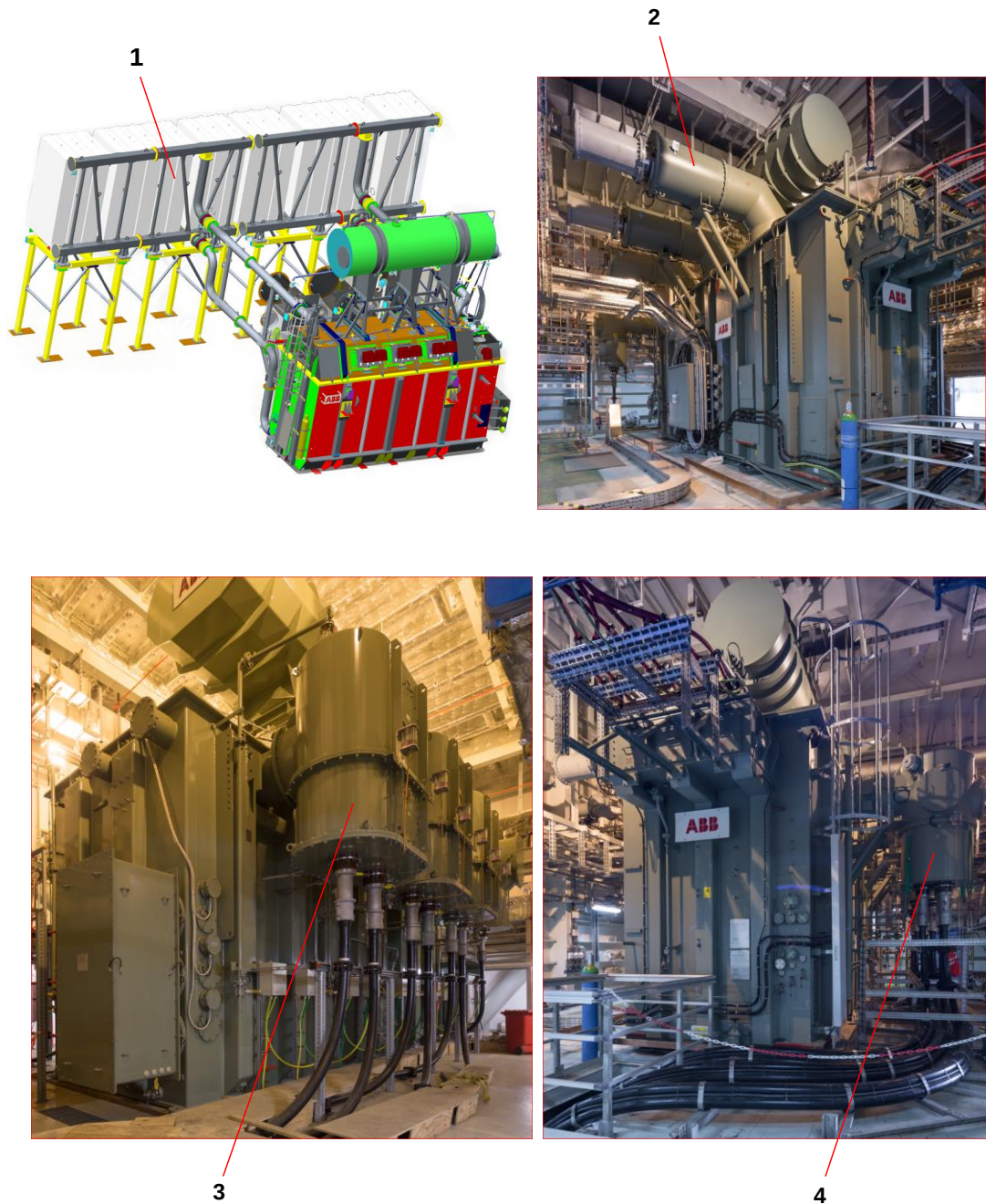


Fig. 6. Specific constructional features of power transformers installed on offshore platforms at HVAC Collector Stations (transformer with the power value 960 MVA on the right).

- 1- autonomous transformer cooling system (heatsinks outside the housing of offshore platform)
- 2- direct connection of the GIS with the power transformer using SF6 busbar on the 400 kV side
- 3,4- cable connector installed in case of two or three 110 kV(or 66 kV) cables per phase

As mentioned before, the power generated in a single "STRING" 66kV can reach power value up to 100 MW, and in the future even up to 150 MW! The diagram of 1600 MVA/66 kV/ 220 kV Collector Station shows the connection of 16 "STRIN-GS" , 4 in each section (see Fig. 5). The use of four 400 MVA/66 kV/220 kV "offshore" power transformers with an autonomous cooling system (see Fig. 6 ; Fig. 13a and 13b) is related to the assumption, that in the event of one unit being in the fault the other three are able to transfer 100% of the power generated in the wind farm, energized the 1000 MW Converter Station. Three cables per phase , are connected to the 400 MVA transformers on the 66 kV side , and in result is required application of high current GIS like type ELK-04 ,

which allows to connect 9 cables (see Fig. 9) to the 3 cable compartments of GIS, what is an optimal solution taking into account the load current with value 4000 A !

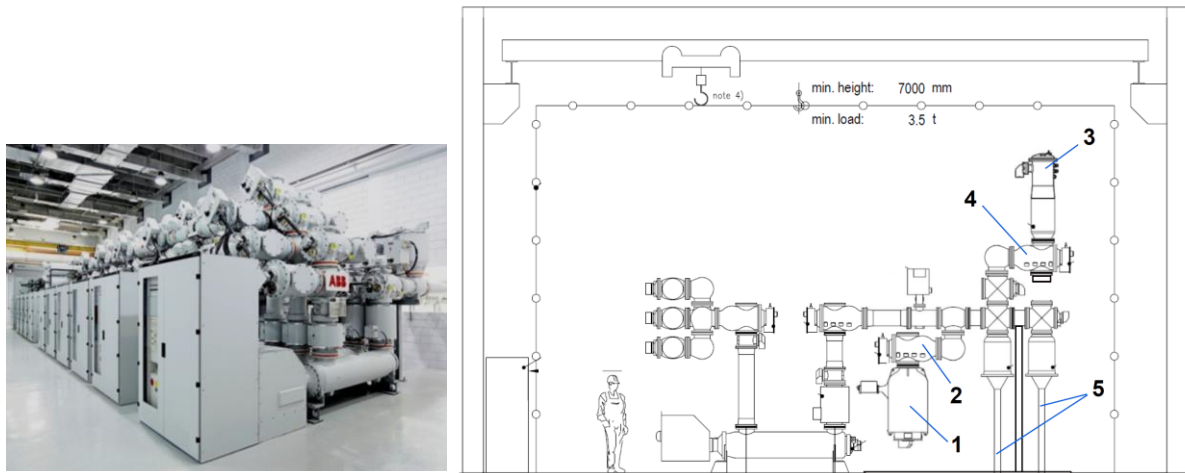


Fig. 7. Configuration of the complete 220 kV bay SF6 insulated type ELK-14/300 , used in offshore HVAC High Power Collector Stations.

- 1- Voltage transformer (VT) connected to the GIS via disconnector-earthing switch
- 2- disconnector-earthing switch (3-positional apparatus) integrated with VT
- 3- ZnO surge arrester connected to the GIS via disconnector-earthing switch
- 4- disconnector-earthing switch (3-positional apparatus) integrated with ZnO
- 5- two 220 kV cables integrated to one phase

In order to facilitate the acceptance HV tests on side (50Hz /1min), the surge arresters ZnO and voltage transformers VT , installed on voltage levels 66 kV and 220 kV, can be disconnected through 3 positional switch (see Fig. 5). In the case of the 66 kV GIS bay powered the 400 MVA transformer (see Fig. 5), the voltage transformer VT can be disconnected (insulated) from both sides after opening of the 3-positional switches No. 5 and 6 (see Fig. 9) and next earthed through switch No. 5. On the 220 kV side of 400 MVA transformers, is recommended an installing of GIS type ELK-14 with 4000 A/63 kA circuit breakers (see Fig. 5 and Fig. 7). The ELK-14 bays were selected for transmission of power from the HVAC 1600 MVA Collector Station to the HVDC 1000 MW Converter Station, having doubled cable compartments (see Fig. 7) for integration of two 220 kV sea cables per phase , so that in case of damage to the other 220 kV cables , 100% of the power between these stations can be transferred . It is well known that the most emergency element of switching apparatus are their drives, especially those operating in ambient conditions with moist and saline air. Hydraulic-spring drives HMB type used in GIS 66-400 kV are distinguished by high reliability in comparison with other types of drives (see Fig. 12), which was also confirmed by GIS working on offshore platforms . In offshore wind farms, the proper selection and installation location of surge arresters ZnO is a particularly important issue to solve (see Fig. 5). In sea conditions one should take into account : very frequent atmospheric discharges with relatively high energy, exposing not only the insulation of wind turbines, but also devices inside the Collector HVAC and Converter HVDC Stations. For this reason are mounted the counters, making possible to check the condition of ZnO arresters (see Fig. 8), what is especially important in the GIS bays connected with the 66 kV "STRINGS", in to which can be transferred high overvoltage's , generated after a lightning discharge into a wind turbine tower.

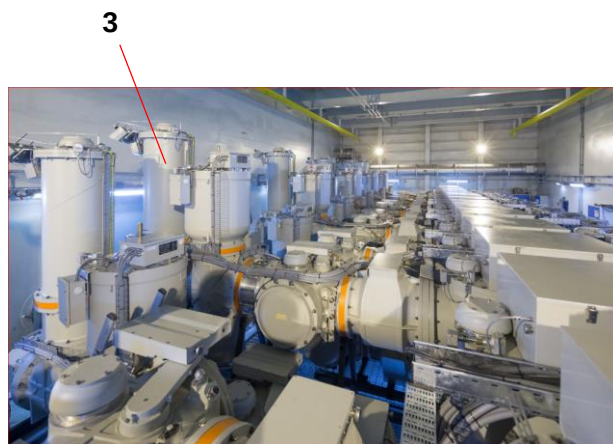
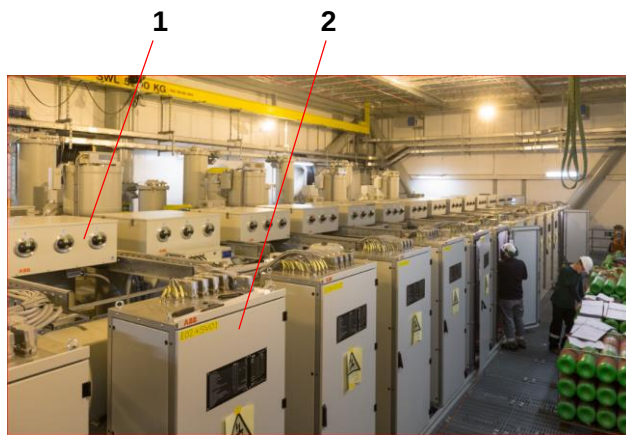


Fig. 8. Example of multi-bays gas insulated switchgear type ELK-04 , installed in the high-power HVAC Collector Station offered for 66 kV (busbar current 4000 A, circuit current 63 kA/3s).

- 1- hydraulic-spring drive type HMB for circuit breaker
- 2- control cabinets with protection relays
- 3- ZnO surge arresters of three phases in a common housing
- 4- operation counters of ZnO arresters in individual phases
- 5- high-speed earthing switch for busbars

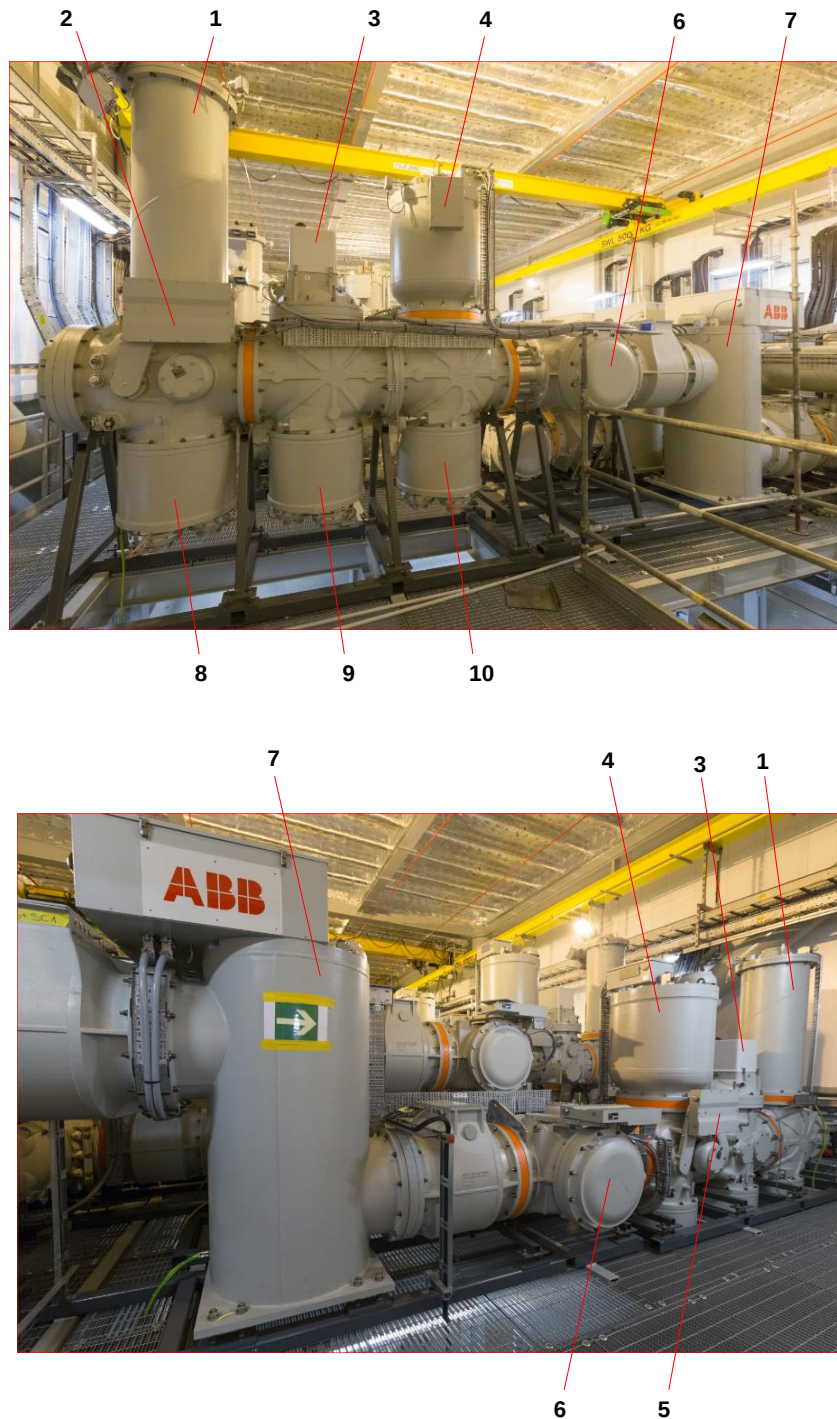


Fig. 9. Example of high-current bay (4000 A/63 kA/3s) , GIS type ELK-04 installed in off-shore HVAC Collector Station , offered for integration with power transformer on 66 kV side.

- 1- surge arresters ZnO worked in individual phases - in a common housing
- 2- drive of 3-positional switch , disconnecting ZnO from 66 kV cables , (ZnO grounded in third position)
- 3- drive of fast acting earthing switch for grounding of 9 cables, connected to a common 66kV bus
- 4- voltage transformer (VT)
- 5- drive of 3-positional switch for disconnecting VT from cables and then VT earthing in third pos.
- 6- integrated disconnecter-earthing switch (3-positional switch) behind the circuit breaker
- 7- circuit breaker (4000 A/63 kA)
- 8,9,10- compartments for connecting of 66 kV cables (three cables per phase, a total of 9 cables)

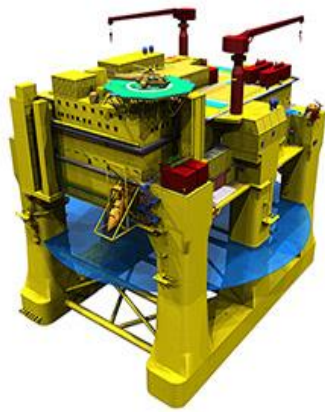
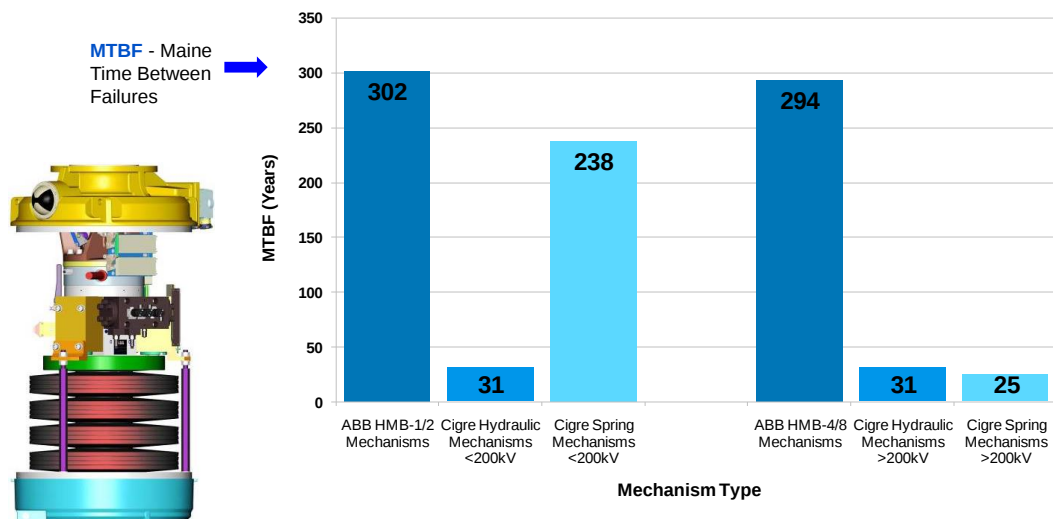


Fig. 10. View of the DolWin-2 offshore platform with the HVDC Converter Station , with a complete set of devices manufactured by ABB , power value 924 MW (platform weight approx. 20.000 tons)



Fig. 11. View of GIS 400 kV type ELK-3 installed on the DolWin-2 platform : HVDC Converter Station with a power value of 924 MW , protected autotransformer and converter devices against short circuit current , generated in large Wind Farm Complex.



Circuit Breakers Drives type HMB..., installed in GIS 66-1200kV – RELIABILITY.
Experience over 650.000 years / number of breakers x operation period /

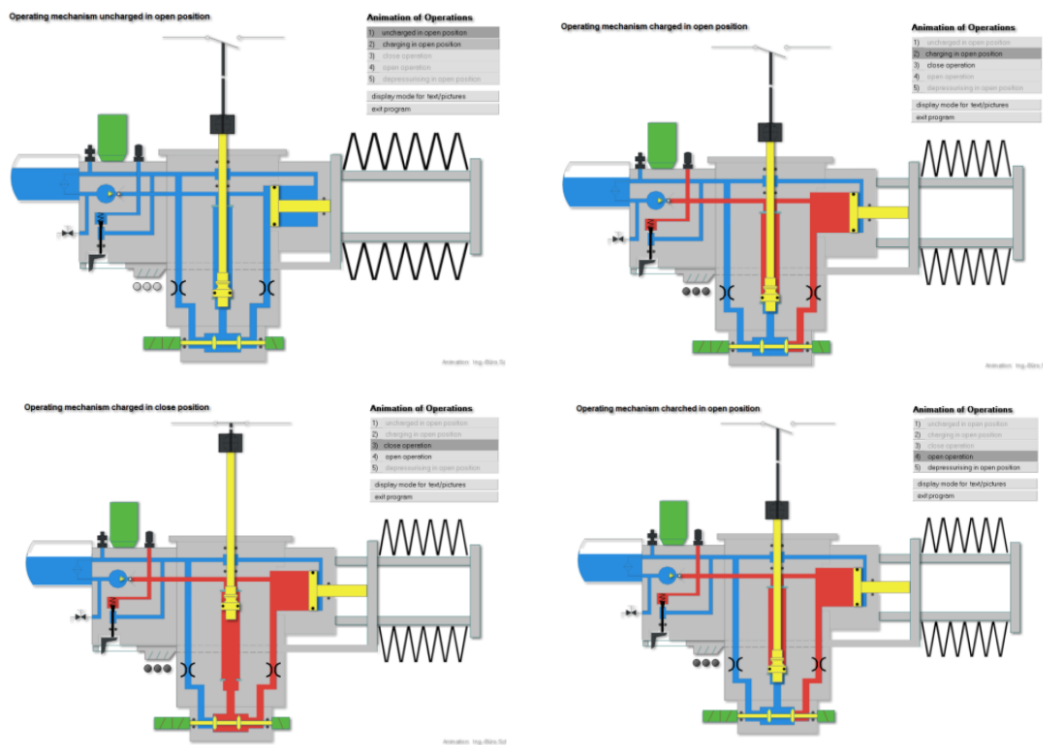


Fig. 12. Reliability and functional principle of work in case hydraulic-spring drives type HMB... developed for long term operation of GIS with voltage range from 66 kV...up to 400 kV, in case impact of harsh environmental conditions existing in offshore HVAC Collector Substations and HVDC Converter Stations.

4. Experience collected in ABB Power Grids Poland Sp. z o.o. , PT Factory in Lodz , Poland in the scope of supply and commissioning of Offshore Power Transformers , installed in the HVAC Collector Stations.

ABB Power Grids Poland Sp. z o.o. , Power Transformer Factory in Lodz , Poland has delivered and helped in launching in to operation more than 80 units of Offshore Power Transformers , in various regions of the world , and based on unified designing and production technology called TrafoSTAR - implemented in all ABB Group Factories , is ready to design and manufacture of offshore Power Transformers for Baltic Wind Farms Complex with power value up to 600 MVA . Service team working by ABB Power Grids Poland Sp. z o.o has the international permission for work on offshore platforms , having competence in the launch of comprehensive monitoring of power transformers , enabling remote control of their readiness for the work. As it was commented before in case Wind Turbines units with power value 10MW (in near future 12 or 15 MW) energized 66 kV offshore cable network system , on territory of large Offshore Wind Farm , f. ex. fitted with 100-120 units , an optimal solution is HVAC High Power Collector Station , with summary power value of offshore transformer group ca. 1600 MVA . On illustrative diagram of the HVAC Offshore Collector Station 66 kV/220 kV (see Fig. 5) suggested application of four step-up offshore power transformers 66 kV/220 kV , with unit power : 400 MVA and consequently four sections of 66 kV busbar system but some customers prefers decrease of short circuit power value , for a single section of 66 kV GIS busbar , what is a way to decrease a value of short circuit current in case nearby occurred short circuit , or the requirement : safety transfer of full power generated in large offshore complex - fitted with big number of wind turbines , also in case stopping of work of several power transformers what require application of smaller units , for example six step-up offshore transformers : 270 MVA/66 kV/220 kV (see Fig. 13a) , designed for fixing inside the housing of single platform , fitted with HVAC Station . In result , powering of six 66 kV busbar sections in the 1620 MVA Collector Station is possible . Such delivery was executed by ABB Power Grids Poland Sp. z o.o Power Transformer Factory in Lodz , Poland. At extremely limited space inside the platform , an optimal planning for fixing of transformers is very important , due to : transformers integration with GIS 66 and 220 kV panels (using HVAC cable connectors plug-in type) ; optimal design of reliable transformer group cooling system (see Fig. 13a ; Fig. 13b) , what is very important , because it reduces the risk of excessive temperature rise in all transformer components , and this effectively extends the life of transformer units , and slowing down aging processes e.g. insulation . This directly affects the reduction of operating costs of "offshore" Power Transformers , working in difficult environmental conditions , a specially in case a frequent repairs or periodic inspections , which must be carried out on sea platforms , located relatively far from the coast. Technical references for Offshore Power Transformers manufactured by ABB Power Grids Poland Sp. z o.o. Power Transformer Factory Lodz , please see drawings No. : 13a ; 13b ; 13c and 13d .

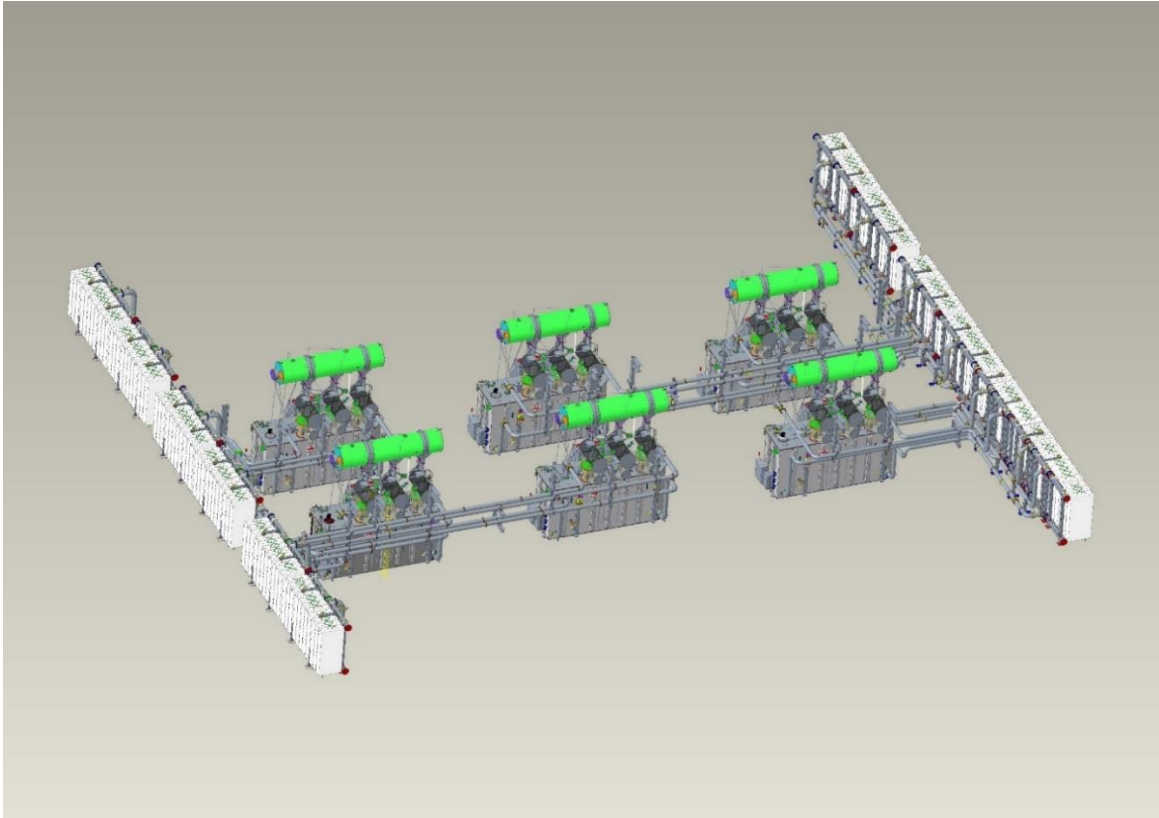


Fig. 13a. Six offshore step-up Power Transformers 270 MVA/66 kV/220 kV foreseeing for fixing inside the top unit of single platform with High Power (1620 MVA) HVAC Collector Station , transformers with autonomous cooling system (heatsinks outside the housing of offshore platform) , units manufactured by ABB Power Grids Poland Sp. z o.o. , Power Transformer Factory in Lodz .

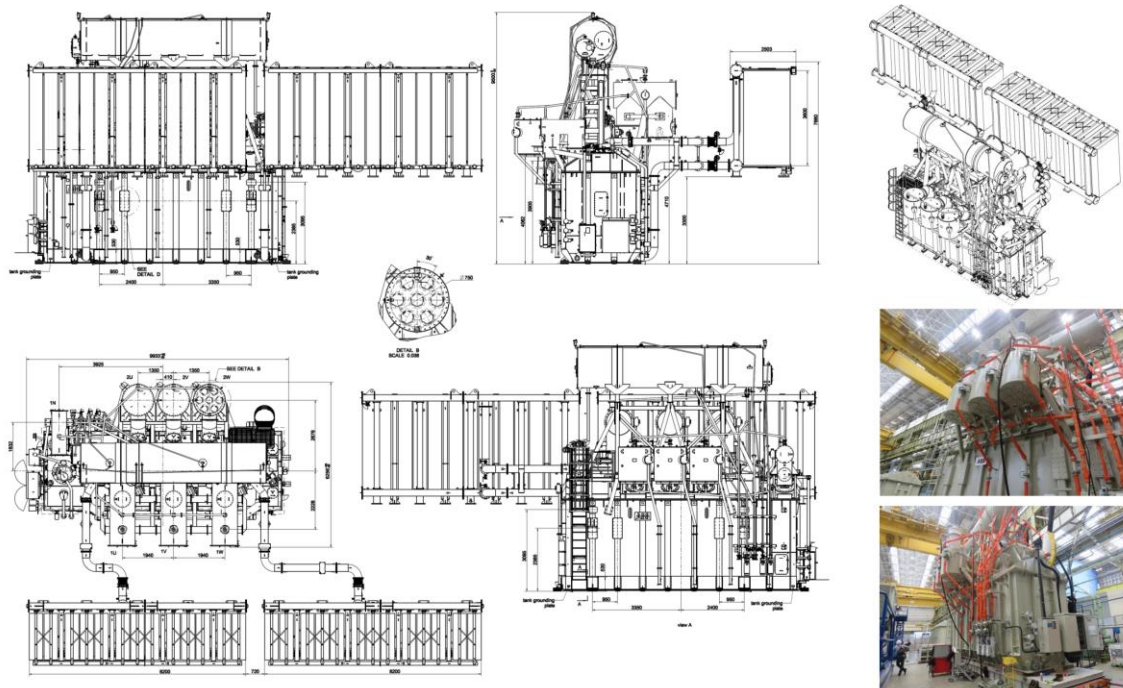


Fig. 13b. Offshore Power Transformer 360 MVA /66 kV /230 kV/60 Hz , before FAT tests in ABB Power Grids Poland Sp. z o.o. , Power Transformer Factory in Lodz .

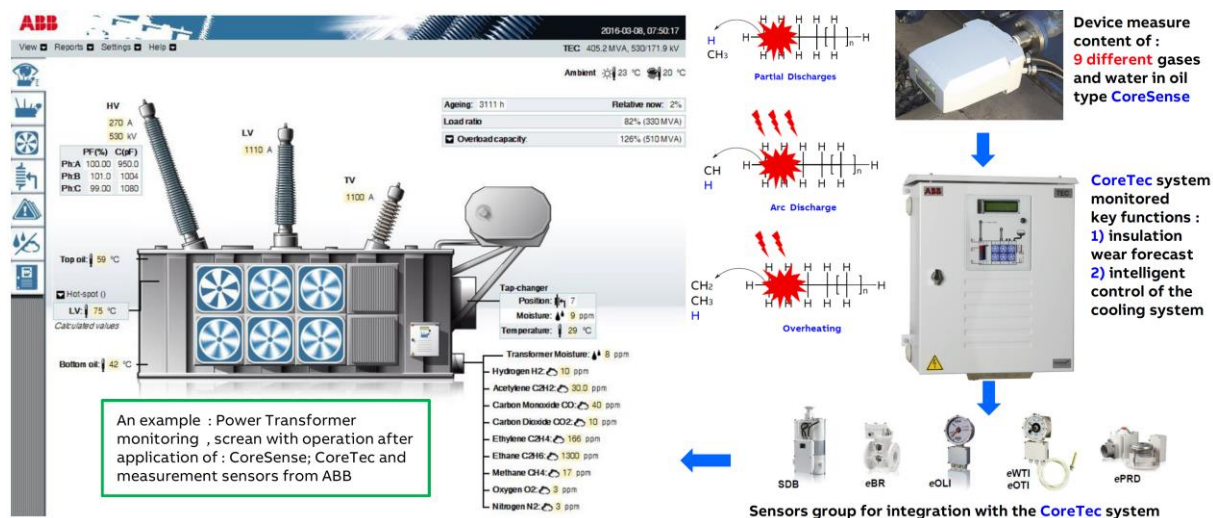


Fig. 13c. Power Transformer monitoring , example of operational screen after application of components : CoreTec ; CoreSens and measurement sensors developed and manufactured by ABB .

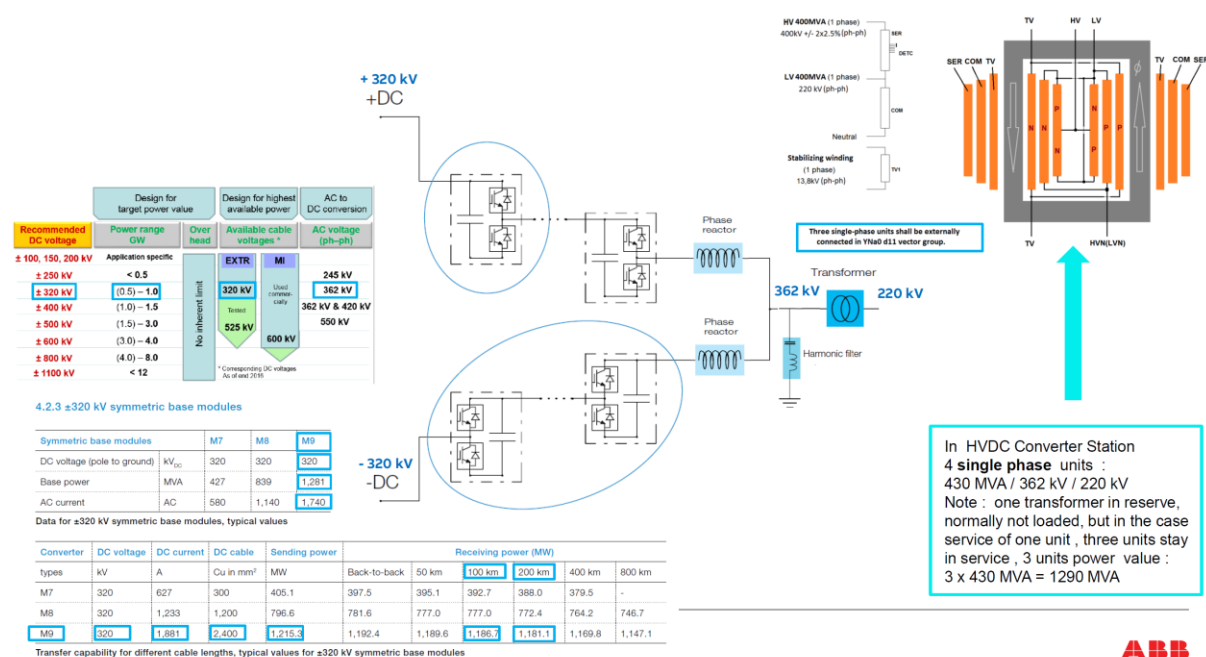


Fig. 13d. In HVDC Converter Substation 4 units of single phase Offshore Transformers for example 430 MVA / 362 kV / 220 kV , reasonable due minimized costs of : required transformer redundancy and transporting.

5. Use of a ultrafast HVDC circuit breaker to ensure the safe operation of the HVDC network , powered from the group of HVDC High Power Converter Stations.

Currently, the locations of Sea Wind Farm Complexes in the Baltic Sea are analyzed with a total power value of 11,2 GW! , including four HVDC Converter Stations ! , with power range from 876 up to 1404 MW (see Fig. 1) , which can energize the +/- 320 kV cross-border cable network. In this case application of fast HVDC Circuit Breaker is required , because the HVDC Converter Station in which occurred fault , must be insulated from other HVDC Converter Stations , what is critically

important for interruption free work of Offshore Wind Farms Complex . Due to safety and reliable work of semiconductor components in the HVDC Converter Station , in the case nearby occurred short-circuit fault , also in case use of current limiting reactor , which decrease the DC short-circuit current rise , the effective protection of the HVDC Station is possible , when the interruption time of HVDC circuit breaker does not exceed 5,0 milliseconds ! [1] . The ABB HVDC Hybrid Circuit Breaker, designed for operation in the ± 320 kV network, meets this condition ! The operation of the HVDC Hybrid Circuit Breaker (320 kV, DC) is shown in Fig.14. During normal operation , the load current flows through : ultra-fast SF6 disconnector (see line marked green , Fig. 14) , and through transistors (IGBT) of Load Commutation Switch , with low-resistive current path , and with forced cooling sys-tem (see Fig. 17) , so that power losses at the flow of load current , are effective reduced.

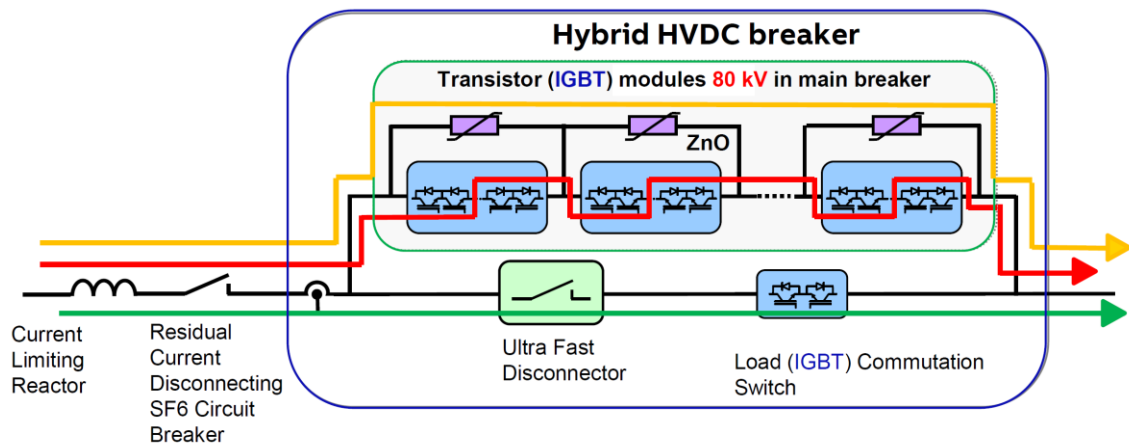


Fig. 14. Hybrid HVDC circuit breaker (320 kV, DC) with 80 kV transistor (IGBT) modules , connected in series - operating principle [1].

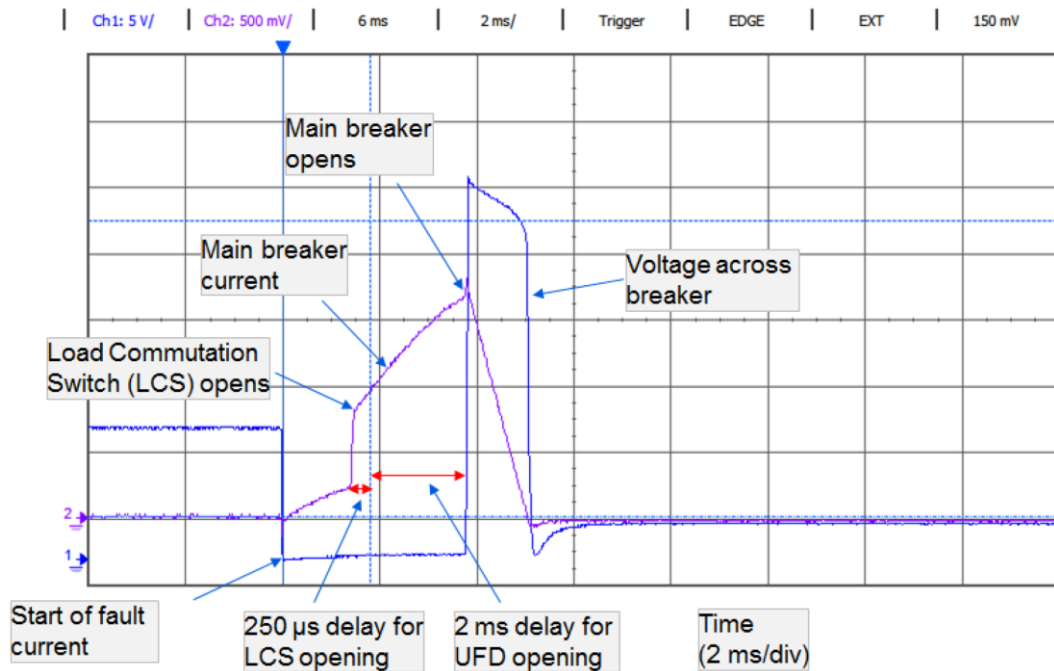


Fig. 15. Interrupting of DC short-circuit current with amplitude 8.5 kA through hybrid HVDC (320 kV, DC , see Fig. 14 and Fig. 17) , oscillogram confirmed metering of operating times for the the switching devices , worked in the structure of hybrid HVDC circuit breaker [1].

In the case current flow in the direction shown in Fig. 14 - see the line marked in red , the current flows through a group of IGBT transistors polarized in the direction of conduction , and through reverse diodes group of IGBT transistors - polarized in the reverse direction. In the case change direction of current flow , the principle of operation of the semiconductors in the HVDC circuit breaker is identical. When the short circuit occurs , after approx. 1,3 milliseconds (see Fig. 15) , the IGBT transistors of the load commutation switch (see Fig. 17) are entered in the blocking state , and then the short circuit current flows through the transistor (IGBT) 80 kV modules of main circuit breaker which are connected in series (see Fig. 14 , the line is marked in red) . It should be emphasized that in the single 80 kV transistor module (see Fig. 17) are installed four stacks , and in each of the stack working 20 StakPak™ modules with voltage range 4,5 kV , DC connected in series . The StakPak™ module it is an element composed of : bipolar IGBT transistors with an insulated gate and a reverse diodes ; RC elements used for even voltage distribution on individual StakPak™ module . During interruption of DC short-circuit current , flowed in any direction , are activated only two stacks with StakPak™ modules , and other two stacks remain in reserve , ready for operation at any time. After about 250 microseconds (see Fig. 15) the current in the IGBT transistors of load break switch (see Fig. 17) is equal to zero , what gives a signal to start the opening operation of ultra-fast disconnecter , SF6 insulated . It takes only 2,0 milliseconds , and within this time the ultra-fast disconnecter will be fully opened ! (see Fig. 15) . Contacts opening in ultra-fast disconnecter occurs at low DC voltage on the insulation gap , because the voltage drop across the IGBT transistors in the conduction mode in the main DC transistor circuit breaker (see Fig. 17) , is divided between : an isolation gap in the ultra-fast disconnecter , and transistors (IGBT) group , worked in load break switch . The unique design of the ultra-fast SF6 disconnecter uses two “quick-acting” operating mechanisms (see Fig. 17 , principle of work , ultra-fast disconnecter) , moving the set of contacts in the opposite directions , and by the relatively short way of moving contacts , there is a long distance for dielectric breakdown in the breaking chamber of ultra-fast disconnecter , as it consists five insulation gaps in SF6 gas , additionally insulating barriers in each of them.

After 2,0 milliseconds , the ultrafast disconnecter is fully open (see Fig. 15 and Fig. 17) and at this point the IGBT transistors in the 80 kV modules of the main circuit breaker go into a locking mode , and interrupting the DC short-circuit current with an amplitude of 8,5 kA (current rise 2,4 kA / ms), and at such an initial value , the DC short-circuit current is taken over through the ZnO surge arresters (see Fig. 14 , line marked in orange). Each of the 80 kV transistors module has own ZnO surge arresters group , connected in parallel (see Fig. 17), thanks to which this component has very high energy absorption capacity during the DC short-circuit current flow. The DC short circuit current flows through the ZnO surge arrester assemblies within 1,0-1,2 milliseconds , and during this time the voltage drop across the surge arresters , exceeds the DC voltage from the DC source side , generated DC short-circuit current (see Fig. 16 , the orange marked area) , what forces the DC short-circuit to pass through zero . The short-circuit test shown in Fig. 15 , was made for the maximum permissible short-circuit current in the IGBT transistors , flowed through the main transistor circuit breaker (see Fig. 17) , within the time slightly exceeding value : 2,0 ms , therefore the interruption time of DC short-circuit breaking current , confirmed in laboratory tests in case an ABB hybrid HVDC circuit breaker , was :

$$1,3 \text{ ms} + 0,25 \text{ ms} + 2,0 \text{ ms} + 1,2 \text{ ms} = 4,95 \text{ ms}$$

see oscillogram shown in Fig. 15 , and does not exceeded the value of 5,0 ms [1] , which is a condition for the effective semiconductors protection , operated in HVDC Converter Station because so fast HVDC breaker effective protect this elements against heavy failures , in case long time flow of DC short-circuit current.

The 80 kV module with IGBT transistors , i.e. module worked in the main transistor circuit breaker (see Fig. 17) , was also tested due to interruption of DC short-circuit current with very high rise (see Fig. 16) , because after approx. 180 microseconds , the amplitude of DC short-circuit current reached value : 9,0 kA , what corresponds to the current rise : 50 kA / ms ! During interruption of 9,0 kA DC current , were activated 20 units of StakPak™ modules

4,5 kV , DC - in serial connected (see Fig. 17) , and after current interruption , the DC voltage on 80 kV transistor (IGBT) stack , reached amplitude : 120 kV (see Fig. 16).

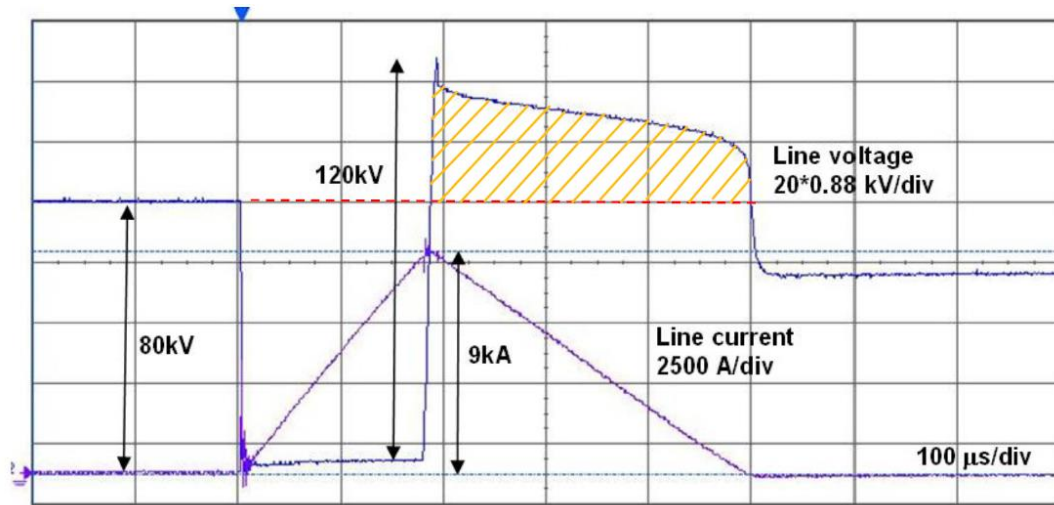


Fig . 16. Oscillogram confirmed interruption of DC short-circuit current through transistor (IGBT) module 80 kV, DC (20 modules 4,5 kV, DC StakPak™, connected in series) , used in the main circuit breaker , worked in the HVDC hybrid circuit breaker structure (see Fig. 14 and Fig. 17) [1].

For the safety and reliable operation of the HVDC hybrid circuit breaker (320 kV, DC), worked in the ± 320 kV network system , is necessary to install current limiting reactor (see Fig. 17) , foreseeing for decrease of short DC circuit current rise , and also the HV circuit breaker , SF6 insulated , for breaking of the residual current , flowed through ZnO surge arresters. Proper parameter selection of HVDC current limiting reactor , decreasing the rise of short-circuit current DC, directly affects the efficiency of the DC short-circuit current interruption through HVDC hybrid breaker [1]. For example , when the interruption time of DC short-circuit current in case activation of main breaker with IGBT transistors (see Fig. 17) , will be : 2,0 ms (see Fig. 15) , and the maximum rise of DC short-circuit current should not exceed the value 3,5 kA / ms , the current limiting reactor (320 kV, should have inductance : 100 mH [1] . In such conditions it is required , that the 320 kV, DC hybrid circuit breaker should be able to interrupt the DC short-circuit current at list with the amplitude 9,0 kA . If the HVDC hybrid circuit breaker did not interrupt the DC short-circuit in its initial rising phase , then the DC short-circuit current would reach a value many times higher than 9,0 kA , and then damage to the semiconductor elements installed in the HVDC Converter Station would be very probable !

The next generation of StakPak™ modules for voltage range 4,5 kV , DC with BiGT transistors , i.e. with an insulated gate , but transistor will be ready for work in Bi-mode regime , will be implemented in the 80 kV , DC modules of main circuit breaker (see Fig. 17) , and therefore can increase the switching capacity of the HVDC hybrid circuit breaker (320 kV, DC) from 8,5 kA to ... up to 16,0 kA , DC [2] , respecting delay value : 2,0 ms , required for full opening of ultra-fast SF6 disconnector (see Fig. 17).

As previously mentioned, the construction of four HVDC Converter Stations with power from 876 up to 1404 MW (see Fig. 1), supplying the local Trans-Baltic HVDC Network ± 320 kV, and in this case the use of ABB HVDC hybrid circuit breakers , is planned in the Baltic Sea. This HVDC Circuit Breakers effectively protects semiconductor elements of HVDC Converters against damage.

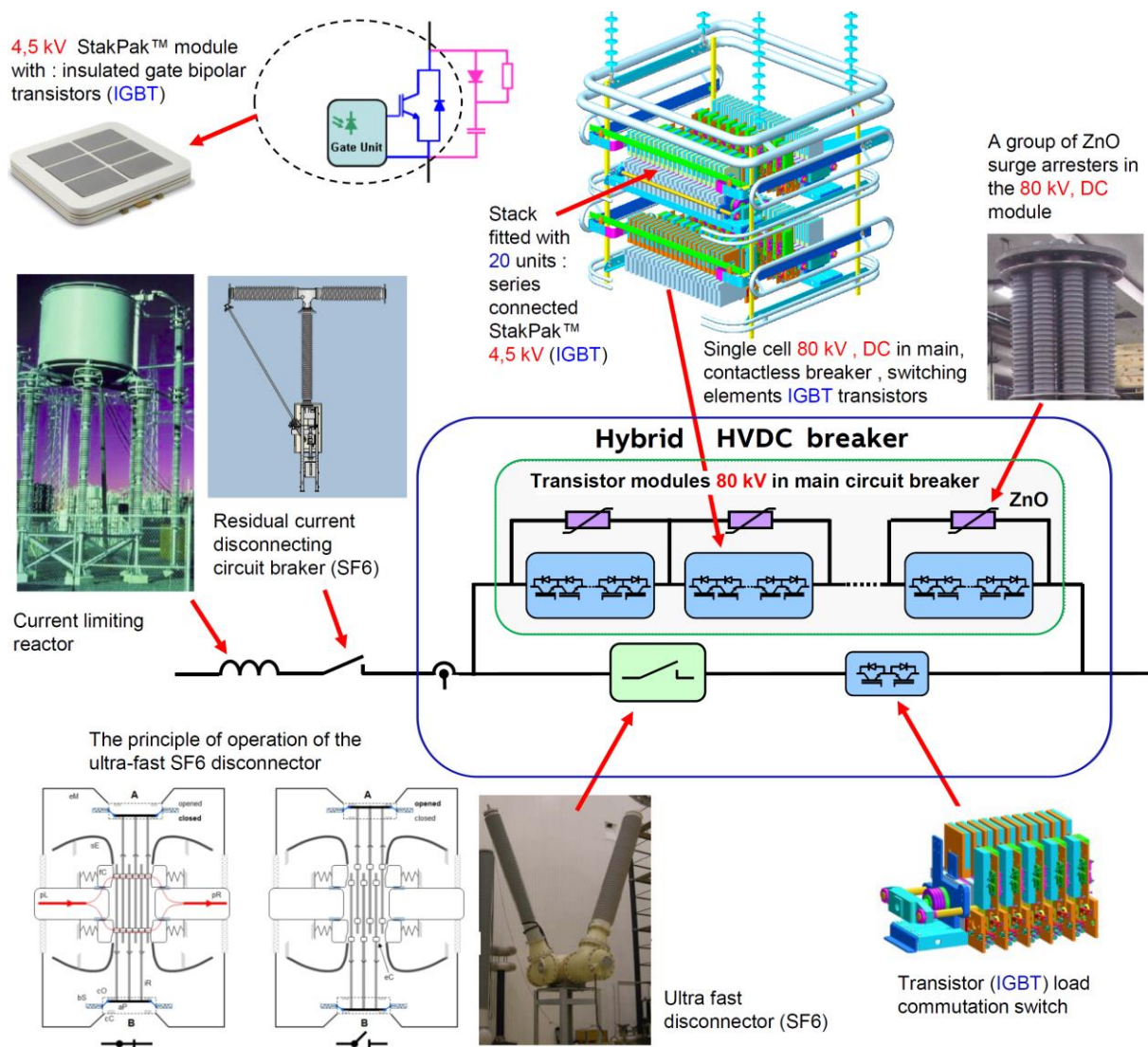
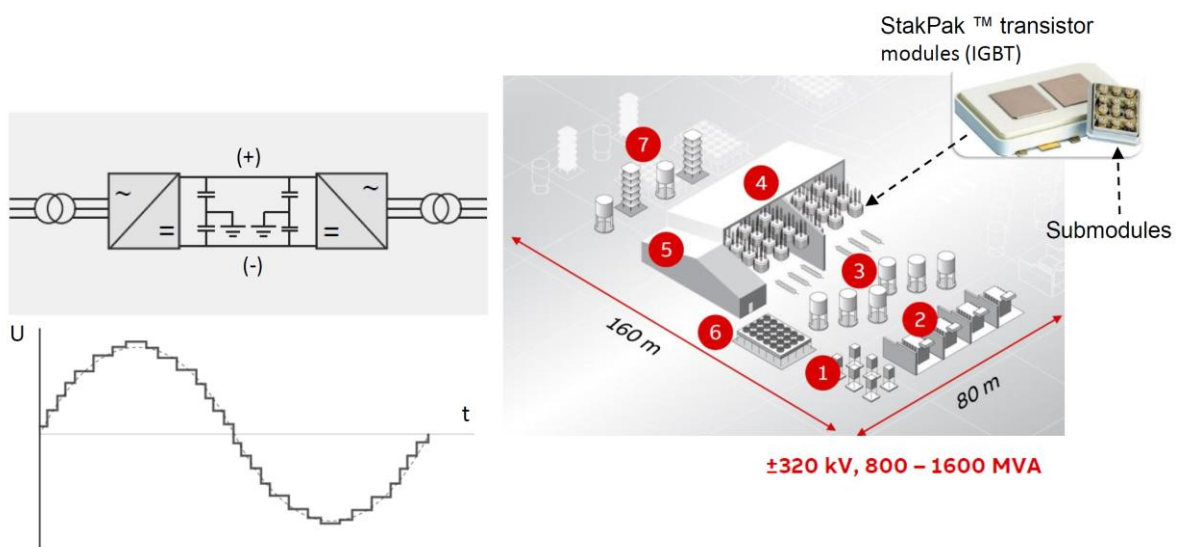


Fig. 17. Hybrid HVDC Circuit Breaker (320 kV, DC) , designed by ABB , for use in +/- 320 kV network, basic components [1].

A view of the Cascade Converter ± 320 kV, 700 MW [3, 4] , in which was implemented ABB technology named HVDC Light , based on StakPak™ modules with IGBT transistors (similar to the HVDC Hybrid Circuit Breaker , see Fig. 17) shown in Figure 18 , which contains a briefly information about high-tech and complex object like High Power HVDC Converter , in which were implemented the latest gains in the area of : power electronics ; control and monitoring of large station ; high voltage technique and insulation materials.



Converter ± 320 kV/ 700 MW, technology ABB called **HVDC Light** , Station Skaggerak 4



HVDC Light : Modulation principle in Transistor Module with variable duration of impulse - **Cascade Two Level Converter**

Fig. 18. View of the ABB Cascading Converter ± 320 kV , 700 MW , using HVDC Light technology, based on StakPak™ modules with IGBT transistors, basic components of the HVDC Converter Station - "Onshore" [3, 4].

- 1 - HVAC harmonic filters
- 2 - Power Transformers
- 3 - HVAC reactors in HVDC Converter input
- 4 - Hall of HVDC Converters
- 5 - station control and supervision building
- 6 - aggregates of the HVDC Converter cooling system
- 7 - HVDC yard

6. Innovative devices from ABB for power transfer from high power offshore Wind Turbines with the 66kV output voltage.

Offshore wind turbines in near future can generate power value 15 MW transmitted through 66 kV sea cables . This level of output voltage allows to integrate 10 - 11 turbines connected together using a sea cables in "STRING" (see Fig. 2) , and the single "STRING" is connected to the HVAC Collector Substation bus (see Fig. 5 and Fig. 13) . Will be realistic to provide power value up to 100 MW from single "STRING" , what forces the use of GIS with high busbar current (at least 4000 A), and circuit breakers with short circuit breaking current 63 kA at list . Considering the high power of the single "STRING" and the safety of personnel responsible for periodic inspections in the Wind Turbine unit, it was proposed to use a special configuration of GIS type ELK-04 H inside the housing of turbine tower (in space over base frame), with the horizontal position of the circuit breaker compartment (see Fig. 19) under the upgrading transformer i.e. 3,3 kV/66 kV type WindSTAR , insulated with a biodegradable insulating liquid. The WindSTAR transformer with power up to 12 MVA at a relatively high height is narrow, also thanks to a special cooling system, which greatly facilitates its introduction through the door/whole in the housing tower supported the Wind Turbine gondola . A set of apparatus used in the GIS type ELK-04 H enables the safety disconnection and earthing

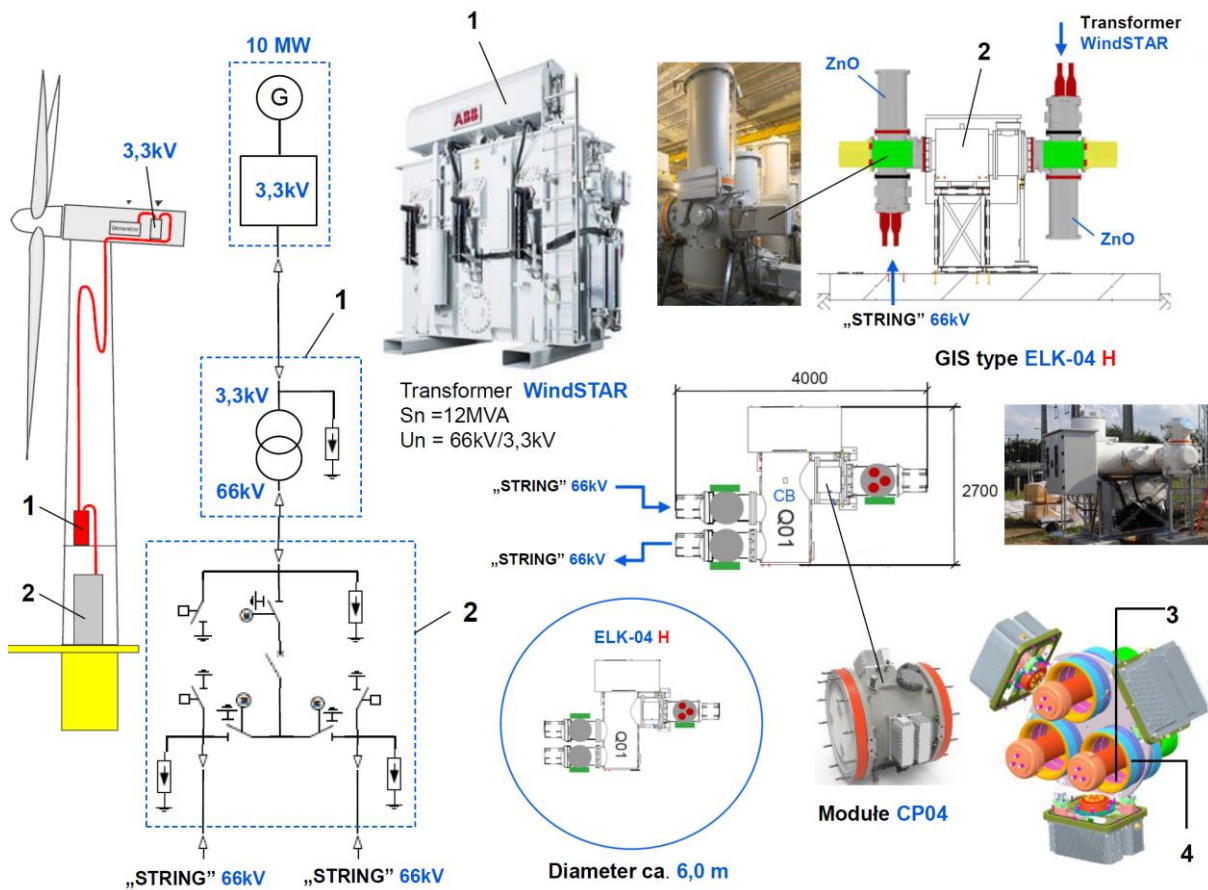


Fig. 19. Innovative devices manufactured by ABB , designed for power transfer from a Wind Turbines with unit power value 8-10 MW, connected to the 66 kV sea cables in "STRINGS".

- 1- step-up transformer 66 kV/3,3 kV type WindSTAR with a biodegradable insulating liquid (in case 12 MW offshore Wind Turbine , power value of WindStar transformer : 16 MVA)
- 2- bay of 66 kV GIS type ELK-04 H , with horizontal position of circuit breaker compartment
- 3- voltage sensors (U) in the CP04 Module in the case of digital execution of bay type ELK-04 H
- 4- current sensors (I) in the CP04 Module (Rogovsky coils) , for digital execution of bay type ELK-04 H

of each of 66 kV submarine cables , connected with GIS type ELK-04 and worked in the "STRING", and 66 kV cable integrated with the step-up transformer (WindSTAR) will be earthed , using own fast acting earthing switch (see diagram Fig. 19). Submarine cables 66 kV connected to ELK-04 H are protected through ZnO surge arresters , due to overvoltage's generated as a result of frequent lightning strikes in marine conditions that may expose the insulation of the step-up transformer both from : the Wind Turbine side and the left and right positioned 66 kV submarine cables in "STRINGS". Three-position apparatus , i.e. disconnecter integrated with the earthing switch allows disconnection and grounding of the circuit breaker from both sides , what allows safety to provide works during the periodic checking of the circuit breaker condition. At the end of 2020, will be launched on the market a "digitized" GIS type ELK-04 (see Fig. 19), where in the compact module type CP04 , are installed the voltage (U) and current (I) sensors , class 0,2 , what ensure a linear U / I measurement over the entire measurement range.

7. Remote control of : safety insulation distance between contacts in disconnecter ; contacts movement of disconnecter and earthing switch , i.e apparatus installed in the module of GIS type ELK-04 , especially important option for the Offshore HVAC Collector Station.

Often staff responsible for maintenance or service in onshore HVAC Stations , having AIS disconnectors in operation states , that in conventional AIS stations it is relatively easy to be sure whether or not the disconnecter has been fully opened (visual control) . This apparatus creates so called safety isolation gap , what is critically important for safety earthing of selected components in the main diagram of station . In case offshore HVAC Stations (see : Fig. 3 Fig. 5 and Fig. 10) installed on platforms , due to very limited space for the fixing of switching devices inside the housing , the use of GIS switchgear is technically and economically justified

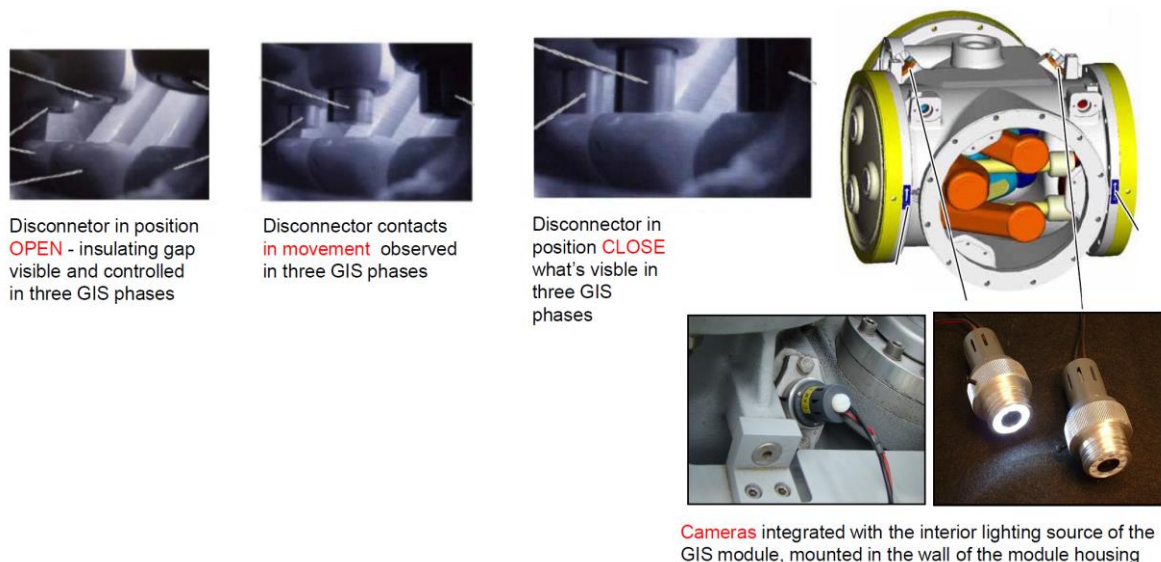


Fig. 20. The cadres from the film : remote control of main contacts movement in ELK-04 module , equipped with three positional disconnecter - earthing switch within ...real time ! Transmission of the signal with the use of fiber optic cables , existing in marine cables body for voltages 66 kV; 220 kV or 400 kV, for distances up to ... 120 km , without the need to amplify the signal !

a specially in case of large Offshore HVAC Collector Stations , see diagram on Fig. 5 , and possibly also in case of high power wind turbine units 8,0 -10,0 MW , see Fig. 19 , a specially installed in large offshore stations , see Fig. 2 (on territory : 408 square km , installed 232 Wind Turbines , powered two HVAC Collector Stations) , consideration should be given to the requirement : remote - visual control of insulation gap in disconnector , installed inside the GIS module , and also observing of contacts movement in case disconnector and earthing switch ... in real time ! , what requires the use of appropriately adapted GIS module (see Fig. 20) , in the housing of which , is mounted the CCD camera , and an element of the module interior lighting . In case of onshore HVAC stations , over suggested monitoring equipment , seems to be relatively expensive (?) , but taking in to account only the cost of mechanical structure of offshore platform (SS top side and jacket) , the cost of over commented equipment represents only a fraction of promil (!) related to the total cost of construction in case High Power Offshore HVAC Collector Station . The remote - visual monitoring of insulation gap in disconnector , including observation of the contacts movement , finished with proper contacts position in ON and OFF condition , was successfully implemented in GIS type ELK04 several years ago in case module , fitted with the three positional disconnector-earthing switch . Such monitoring system definitely raises conditions for safety work of personnel in station . Thanks this solution can be also avoided a heavy mistake like : closing of the earthing switch at decreased - abnormal insulation gap between the main contacts in disconnector , what in praxis prevents GIS against occurrence of an internal arc generated inside gas modules - filled with gas under high pressure ! . Such failure always leads to the disconnection of the HV bus section , what has negative consequences for reliable energy transfer , also in case large High Power HVAC Stations.

- [1] M. Callavik, A. Blomberg, J. Häfner, B. Jacobson “The Hybrid HVDC Breaker An innovation breakthrough enabling reliable HVDC grids”, ABB Grid Systems, Technical Paper Nov’2012
- [2] M. Rahimo, A. Kopta, U. Schlapbach, J. Vobecky “The Bi-mode Insulated Transistor (BiGT) A potential technology for higher power applications” (Proc. ISPSD09, p. 283, 2009)
- [3] A. Krontiris, S. Papapanagiotou “Technology on HVDC Light” (training, Warsaw , 2018)
- [4] H. M. Kure, C. O. Larsson, T. S. Lefstad, L. A. Muller, “HVDC Transmission - Skagerrak 4”, TET 4190 Power Electronics for Renewable Energy, NTU Trondheim , 2010