

P4 – Temat 4: Planowanie Skoordynowane [E]

Rozdziały

- A. Planowanie wyłączeń
- B. Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych
- C. Dobowa Analiza Bezpiecznej Pracy Systemu
- D. Bezpieczna Praca Systemu w czasie rzeczywistym – kryterium N-1

Wprowadzenie

Temat 4 opisuje poszczególne etapy planowania. Proces rozpoczyna się, z około rocznym wyprzedzeniem bieżących operacji, od planowania wyłączeń i jest dalej kontynuowany poprzez wyznaczanie zdolności przesyłowych, dobową analizę bezpiecznej pracy systemu, aż po pracę systemu w czasie rzeczywistym spełniającym kryterium N-1. Charakterystyczną cechą pracy współczesnych systemów przesyłowych jest wprowadzenie konkurencji, która zmieniła właściwości handlu transgranicznego w rozległej sieci wysokiego napięcia UCTE, poprzez zwiększenie zarówno wolumenów (przepływów), jak i (ich) zmienności w poszczególnych godzinach. Przełożyło się to, w pewnym zakresie, na bardziej skomplikowany proces prowadzenia ruchu sieci oraz wzrost ryzyka związanego z zagrożeniem bezpiecznej pracy systemu. W rezultacie wzrosły potrzeby w zakresie wymiany informacji i ścisłej koordynacji działań OSP-ów w fazie planowania operacyjnego.

Załącznik 4 zawiera podstawowe informacje i wyjaśnienia dotyczące planowania operacyjnego. Jeżeli w jakimś obszarze regulacyjnym działa kilku OSP-ów, jeden z nich może działać w imieniu pozostałych w dowolnym z wymienionych procesów.

Historia zmian

V.2.0 **ostateczna wersja tematu, zaakceptowana przez Komitet Sterujący UCTE**
dn. 03.05.2006

Stan obecny

Niniejsza wersja dokumentu (wersja 2.0, Poziom E, z dnia 03.05.2005) ma status „ostatecznej wersji tematu”.

Dokument niniejszy ani inne rozdziały „Instrukcji pracy systemów połączonych UCTE”, jak również jej ustępy nie mogą być publikowane, rozpowszechniane lub zmieniane za pomocą jakichkolwiek środków technicznych ani wykorzystywane w żadnym innym celu poza UCTE bez wcześniejszego pisemnego zezwolenia.

A. Planowanie wyłączeń

Wprowadzenie

Proces planowania wyłączeń elementów połączonej europejskiej sieci przesyłowej odgrywa ważną rolę w zarządzaniu tą siecią. Zapewnienie bezpiecznych warunków pracy sieci oraz jej niezawodności wymaga przeprowadzania regularnych prac remontowych, dla których konieczne jest wyłączenie (odpowiednich) elementów sieci. Ponadto, rozbudowa stacji przesyłowych oraz instalacje nowych elementów sieci, również nie mogą być wykonane bez wyłączeń.

Wyłączenia LINII WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ mają bezpośredni wpływ na wartości NTC i mogą spowodować zredukowanie zdolności importowych i eksportowych połączonych obszarów, jak również potencjalnej możliwości wzajemnej pomocy, co powoduje, że muszą być przygotowane bardzo rozważnie, aby nie dopuścić do obniżenia bezpieczeństwa sieci w danym obszarze. Wyłączenia LINII WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ mogą wpłynąć na bezpieczeństwo obszarów, które znajdują się w bliskim „elektrycznym” sąsiedztwie wyłączenia.

OSP-y wspólnie ustalają najbardziej odpowiedni termin wyłączeń elementów sieci w celu przeprowadzenia prac eksploatacyjnych lub rozbudowy następujących elementów sieci: LINII WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ, stacji rozdzielczych i innych wewnętrznych elementów systemu mających wpływ na pracę sąsiednich systemów.

Kryteria

- C1. Bezpieczeństwo ruchowe.** Każdy OSP musi zapewnić, że pomimo planowanych wyłączeń elementów systemu elektroenergetycznego, połączona sieć zawsze pracuje w określonych GRANICACH BEZPIECZEŃSTWA i spełnia KRYTERIUM N-1 (<< P3-A).
- C2. Terminy planowania UCTE.** Planowanie wyłączeń jest procesem iteracyjnym zmierzającym do znalezienia ruchowego i ekonomicznego optimum dla każdego OSP, uwzględniającego określone GRANICE BEZPIECZEŃSTWA i KRYTERIUM N-1. Iteracyjny proces rozpoczyna się w drugiej połowie roku poprzedzającego planowane działania ruchowe) i kończy się w tygodniu poprzedzającym działania ruchowe w czasie rzeczywistym..

Wymagania

- R1. Istotne elementy.** Zbiór elementów systemu elektroenergetycznego (np. LINIE WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ, linie wewnętrzne, przesuwniki fazowe, transformatory, główne elektrownie systemowe), mających wpływ na dwa lub więcej OSP-ów muszą być uzgodnione pomiędzy zainteresowanymi OSP-ami.
- R2. Wymiana informacji.** OSP-y zbierają i przekazują sobie nawzajem informacje o wyłączeniach istotnych elementów (patrz << P4-A-R1) w ramach grup regionalnych.

Standardy

- S1. Koordynacja planowanych wyłączeń.** OSP-y planują wyłączenia w dwóch horyzontach czasowych:
 - S1.1. Planowanie długoterminowe.** W drugiej połowie poprzedzającego roku, OSP-y rozpoczynają planowanie wyłączeń w grupach regionalnych na następny rok. Pod koniec roku

poprzedzającego OSP-y uzgadniają wspólny program wyłączeń elementów, dotyczących dwu lub więcej OSP-ów, na następny rok. Uzgadniane programy biorą pod uwagę istotne elementy (patrz << P4-A-R1). Zmiany w planach długoterminowych są zgłaszane tak szybko, jak to możliwe.

S1.2. Planowanie krótkoterminowe. W przypadku jakichkolwiek zmian, uzgodniony program musi być zweryfikowany w ciągu roku i wszelkie poprawki będą uwzględnione i uzgodnione z każdym z OSP-ów w grupie, której to dotyczy, najszybciej jak to możliwe, ale najpóźniej do piątku poprzedzającego tydzień, w którym ma nastąpić dane wyłączenie.

S2. Potwierdzanie planowanych wyłączeń. Każdy OSP potwierdza wyłączenie istotnego elementu OSP-owi, którego to bezpośrednio dotyczy, w ciągu tygodnia poprzedzającego tydzień, w którym ma być dokonane wyłączenie oraz w ciągu tego samego tygodnia aktualizuje powyższe informacje w przypadku jakichkolwiek zmian.

Procedury

P1. Organizacja pracy. OSP-y spotykają się w grupach w celu uzgodnienia planowanych wyłączeń w obszarze regionu. Grupy i ich skład mogą ulegać zmianie w miarę potrzeb OSP-ów.

P2. Analizy bezpieczeństwa pracy sieci. OSP-y wykorzystują najlepsze dostępne dane do przeprowadzenia analizy niezawodnościowej w celu oszacowania wpływu planowanych wyłączeń.

Bibliografia:

[Review of UCPTTE recommendations on interconnected operation– 31/07/1991 (§ Network security (42))/ Przegląd rekomendacji UCPTTE w zakresie prowadzenia ruchu w połączonej sieci przesyłowej – 31/07/1991 (§ Bezpieczeństwo pracy sieci przesyłowej (42))]

[Coordination of work on important cross-border lines of UCTE/ Koordynacja prac prowadzonych na ważnych liniach międzysystemowych UCTE]

B. Wyznaczanie Zdolności Przesyłowych (Capacity Assessment)

Wprowadzenie

Proces wyznaczania zdolności przesyłowych dotyczy wyznaczania przez OSPy transgranicznych zdolności przesyłowych dostępnych dla rynku. Szczególnie w tych obszarach sieci UCTE, gdzie regularnie występują zagrożenia bezpiecznej pracy systemu, jest to proces kluczowy. Niemniej, ze względu na zmienny charakter handlu, zagrożenia te mogą się pojawić nagle w dowolnym obszarze sieci, dlatego też wyznaczanie zdolności przesyłowych powinno obejmować wszystkie połączenia międzysystemowe i przewidzieć jak najwięcej sytuacji, które mogłyby wystąpić. Ze względu na złożoność przepływów i połączeń międzysystemowych, proces wyznaczania zdolności przesyłowych przez OSP-y musi być skoordynowany. Precyzją wyznaczenia zdolności przesyłowych zależy od dostępności wiarygodnych informacji o sieci przesyłowej każdego OSP.

Niniejszy rozdział jest poświęcony dwóm metodom wyliczania NTC: wielkościom zalecanym („tabele ETSO” z wartościami półrocznymi) oraz wartościom obowiązującym (przeznaczone przez OSP-y dla rynku). Proces wyznaczania zdolności przesyłowych powinien być zaprojektowany jako ciągły proces określania ryzyka, podlegającego niezbędnej aktualizacji w kolejnych cyklach czasowych.

Kryteria

C1. Najlepsza prognoza. Do procesu prognozowania zdolności przesyłowych OSP-y wykorzystują najlepsze dostępne informacje.

C2. Wymiana określana na podstawie modelu referencyjnego [Base-Case Exchange (BCE)]. Wymiana określona na rok przed okresem czasu, na który przygotowany został model referencyjny UCTE (UCTE base-case) może być modyfikowana po uzyskaniu zgody wszystkich OSP-ów, których to dotyczy. Uzgodnione wartości końcowe stanowią podstawę dwustronnej bazowej prognozy wymiany (BCE). Wielkości wymiany powstałe na bazie BCE nie zawierają typowych ani najbardziej prawdopodobnych wartości, odzwierciedlają jedynie podstawowe możliwe sytuacje.

C3. Model Referencyjny UCTE. Co pół roku, OSP-y tworzą wspólny model referencyjny UCTE, który służy jako punkt wyjścia do wyliczania półrocznych wartości NTC. Model referencyjny zawiera bazową prognozę wymiany (<< C2)

C4. Złożone wartości NTC . Złożone wartości NTC są to wartości NTC wyliczone dla przekroju pomiędzy trzema lub więcej OSP-ami. Złożone wartości NTC nie muszą stanowić sumy dwustronnych wartości NTC.

Wymagania

R1. Margines niezawodności (TRM). Każdy OSP, według własnego uznania, musi wyznaczyć TRM, który jest brany pod uwagę w procesie wyznaczania zdolności przesyłowych. Sąsiadujący OSP uzgadniają wartości TRM.

Standardy

- S1. Zalecane wartości NTC.** Każdy OSP wylicza półroczne wartości NTC w oparciu o model referencyjny UCTE. Wartości te są jedynie zalecane, nie wiążące.
- S2. Wyznaczanie zdolności przesyłowych.** OSP-y wyznaczają zdolności przesyłowe z różnym wyprzedzeniem czasowym, zgodnie z obowiązującymi procedurami alokacji zdolności przesyłowych. Wartości wiążące są wyznaczane na podstawie najlepszej prognozy OSP. Procedura wyznaczania zdolności przesyłowych uwzględnia szczególne okoliczności (np. święta państwowe).
- S3. Uzgadnianie wartości NTC.** Sąsiadujący OSP powinni uzgadniać wielkości NTC na wspólnych przekrojach. W przypadku braku porozumienia odnośnie wspólnych wielkości, należy użyć niższej, co zapewni bezpieczną pracę obu systemów.
- S4. Obliczenia wartości ATC.** Jeżeli istnieje wspólna procedura alokacji zdolności przesyłowych, OSP-y wyliczają i uzgadniają wartości ATC.

Procedury

- P1. Procedura wyliczania wartości NTC.** OSP-y wykorzystują zalecane procedury wyliczania NTC wskazane w Załączniku A.
- P2. Wyliczanie złożonych wartości NTC.** W przypadku występowania zależności między więcej niż dwoma obszarami regulacyjnymi, OSP-y mogą zdecydować o wyliczaniu złożonych wartości NTC (<< C4).
- P3. Tygodniowe telekonferencje.** OSP-y w ramach grup regionalnych organizują cotygodniowe telekonferencje w celu wymiany operatywnych informacji dotyczących:
- P3.1.** planowanych wyłączeń elementów sieci i jednostek wytwórczych
 - P3.2.** specjalnych zdarzeń i okoliczności
 - P3.3.** rynkowego trendu na dzień następny i jego prawdopodobny wpływ
 - P3.4.** wpływ na publikowane wartości NTC.

Wytyczne

- G1. Rozdział złożonych wartości NTC.** Złożone wartości NTC mogą zostać rozdzielone przez zainteresowanych OSP na poszczególne przekroje dwustronne.

Bibliografia:

[Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC) in Europe, winter and summer, working day, peak hours, ETSO-publication twice a year/ Zalecane wartości zdolności przesyłowych netto (NTC) w Europie, zima i lato, dzień roboczy, godziny szczytu, publikacja ETSO dwa razy w roku]

[Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets, ETSO, April 2001/Definicje zdolności przesyłowych na zliberalizowanych Rynkach Energii Elektrycznej, ETSO, kwiecień 2001]

[Procedures for Cross-Border Transmission Capacity Assessments, ETSO, October 2001/ Procedury wyznaczania międzysystemowych zdolności przesyłowych, ETSO, październik 2001]

C. Dobowa Analiza Bezpiecznej Pracy Systemu

Wprowadzenie

Analiza rozptyłów podczas fazy planowania oraz zidentyfikowanie prawdopodobnych zagrożeń wymaga wymiany istotnych danych pomiędzy OSP-ami. Wpływ sieci sąsiadów na daną sieć przesyłową powinien być wzięty pod uwagę, zwłaszcza do analizy zagrożeń, nawet, jeżeli zidentyfikowane przeciążenia nie są zlokalizowane na liniach międzysystemowych. Stąd, jednym z głównych zadań ciężących na OSP-ach jest zorganizowanie wymiany danych, uzgodnienie przygotowania zestawów danych oraz zapewnienie zachowania poufności wymienianych danych. Procedura dobowej analizy zagrożeń (DACF) jest zdefiniowana tak żeby każdy OSP mógł wykonywać rozptywy mocy jak najbardziej zgodne z rzeczywistością.

Wymagania

- R1. Infrastruktura.** Do wymiany danych rozptylowych, na potrzeby DACF, oraz do przekazywania wyników analiz bezpieczeństwa pracy sieci, OSP-y wykorzystują infrastrukturę opisaną w Temacie 6.
- R2. Pozyskanie danych.** Każdy OSP dostarcza na serwer ftp Electronic Highway dane rozptylowe dotyczące swojej sieci razem z kompletnym, szczegółowym modelem sieci, np. modelem rzeczywistym (bez użycia ekwiwalentów) wszystkich elementów na poziomach napięć 750 kV, 380 kV i 220 kV, takich jak sprzęgła, węzły rozdzielcze, linie, transformatory, węzły generacyjne i odbiorcze. Ekwiwalenty linii i transformatorów mogą być wykorzystane do reprezentowania sieci niższych napięć, o ile mają one znaczący wpływ na sieci na poziomach 750 kV, 380 kV i 220 kV.
- R3. Gromadzenie danych.** Każdy OSP pobiera pliki DACF z serwera ftp EH i sporządza taki model rozptyłów, który reprezentuje najbardziej prawdopodobny stan w prognozowanym czasie. Model ten może zawierać całą sieć UCTE, jednakże OSP może pominąć zestawy danych tego OSP, którego wpływ na dany system można uznać za znikomy.

Standardy

- S1. Jakość procesów DACF.** Podgrupa „Networks Models and Forecast Tools” regularnie sprawdza jakość danych i wyników analiz w ramach procesu DACF. Podgrupa przedstawia wyniki Grupie Roboczej „Operations and Security” wraz z propozycjami ulepszeń.
- S2. Wymiana danych.**
 - S2.1. Format danych.** OSP-y wykorzystują bieżący format UCTE opublikowany na stronie internetowej UCTE, służący do wymiany danych w ramach procedury DACF.
 - S2.2. Węzły-X.** OSP-y wykorzystują umowne węzły-X zlokalizowane w środku LINII WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ do łączenia poszczególnych zestawów danych rozptylowych w ramach DACF.
 - S2.3. Konwencja nadawania nazw zestawom danych.** OSP-y wykorzystują konwencję nadawania nazw zestawom danych o rozptywach przekazywanym w ramach procedury DACF.
 - S2.4. Wymiana danych.** OSP-y stosują się do reguł obowiązujących przy łączeniu zestawów danych dla procedury DACF.

- S2.5. Łączenie zestawów danych.** OSP-y wykorzystują serwery ftp EH do wymiany zestawów danych rozplływowych w ramach DACF i rezultatów analiz bezpieczeństwa pracy sieci. Jeżeli z powodów technicznych nie ma dostępu do EH, można użyć e-mail.
- S2.6. Poufność danych.** Zarówno wymieniane dane, jak i wyniki obliczeń powinny być utrzymane w tajemnicy i przeznaczone wyłącznie do użytku OSP-ów, ponieważ zawierają informacje poufne w postaci PROGRAMÓW WYMIANY.
- S3. Udział OSP-ów.** Wszyscy OSP w danym OBSZARZE SYNCHRONICZNYM uczestniczą w DACF, zgodnie z wyznaczonym cyklem dobowym (<< S4).
- S4. Częstość wykonywania DACF.** Każdy OSP powinien przekazać na serwer ftp EH dzienny zestaw danych ze swojego obszaru, przynajmniej dla następujących godzin referencyjnych: 3:30 i 10:30. Dodatkowe zestawy danych, dla innych godzin referencyjnych, będą przekazywane na prośbę innego OSP.
- S5. Przetwarzanie danych.** Każdy OSP umieszcza, przed godziną 18:00, kompletny zestaw danych rozplływowych w formacie UCTE oraz wymianie swojego obszaru, (który jest automatycznie włączany do sumy generacji i obciążeń wszystkich węzłów-X), na serwerze ftp EH, gdzie jest dostępny dla wszystkich pozostałych OSP-ów uczestniczących w procesie. Dąży się do tego, aby oprócz sieci uczestników procesu, PROGRAMY WYMIANY BLOKÓW REGULACYJNYCH, przygotowywane przez CENTRA KOORDYNACYJNE UCTE, były dostępne dla wszystkich OSP-ów.
- S6. Kontrola bezpieczeństwa pracy sieci.** OSP wykonuje obliczenia rozplływowe i analizę bezpieczeństwa pracy (KRYTERIUM N-1) swojej sieci, biorąc pod uwagę LINIE WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ i istotne elementy sieci sąsiedniej oraz identyfikuje potencjalne zagrożenia wykorzystując DACF lub inną procedurę.

Wytuczne

- G1. Częstość wykonywania procedury DACF.** Dodatkowe zestawy danych dla innych wybranych okresów czasu są proponowane przez Podgrupę „Networks Models and Forecast Tools” i zatwierdzane przez Grupę Roboczą „Operations and Security”.
- G2. Wyniki.** OSP powinny przekazać sobie wyniki przeciążonych elementów najpóźniej w poprzedzającym dniu do godz. 21:00.
- G3. Konsultacje.** Jeżeli w analizach stwierdzono zagrożenia, OSP-y powinny porównać i przedyskutować wyniki DACF z sąsiednimi OSP-ami. OSP, którego to dotyczy, zdecyduje następnie czy i jakie rodzaje działań powinny być podjęte dla usunięcia konkretnego zagrożenia.
- G3. System Vulkanus.** Oprócz informacji wymienianej poprzez DACF, OSP-y powinni sprawdzać PROGRAMY WYMIANY międzysystemowej dla następnego dnia w systemie Vulkanus, celem oszacowania czy należy się spodziewać przepływów odbiegających od zazwyczaj obserwowanych.

Bibliografia:

[UCTE data exchange format for load flow and three phase short circuit studies, version 01 (into force from 2003.09.01, UCTE subgroup Network Models and Forecast Tools)/ Format danych UCTE dla analiz rozplływów i zwarć trójfazowych, wersja 01 (obowiązuje od 2003.09.01), podgrupa UCTE “Network Models and Forecast Tools”]
[Definition of X-nodes and nominal thermal limits and file naming conventions/ Definicja węzłów X, maksymalne obciążalności termiczne, konwencja nazewnictwa plików]

D. Bezpieczna Praca Systemu w czasie rzeczywistym – kryterium N-1

Wprowadzenie

Ten rozdział jest poświęcony zagadnieniom wdrażania odpowiednich działań z zakresu bezpiecznej, w czasie rzeczywistym, pracy systemu spełniającego kryterium N-1. Celem tych działań jest zapobieganie, w czasie rzeczywistym, przewidywanym zagrożeniom oraz likwidacja nieprzewidzianych.

Wymagania

R1. Strategie zastępcze. OSP-y muszą uzgodnić zastępcze strategie określania zagrożeń (P1.1) w przypadku awarii procedur wymiany danych.

Standardy

- S1. Wykrywanie i przeciwdziałanie potencjalnym zagrożeniom.** Jeżeli w dowolnym momencie fazy planowania (począwszy od planu rocznego, aż po operacje w czasie rzeczywistym) zidentyfikowano zagrożenie, OSP-y muszą przygotować i jeżeli to konieczne uruchomić odpowiednie środki zaradcze.
- S2. Działania wspólne.** Sąsiadujący OSP powinni wcześniej uzgodnić wspólne działania wobec zidentyfikowanych zagrożeń.
- S3. Kolejność działań.** W celu przeciwdziałania zagrożeniom OSP powinni najpierw zastosować środki zaradcze w swoim własnym systemie (topologia, re-dispatching) a jeżeli to nie skutkuje, uruchomić wspólną procedurę z sąsiadującymi OSP-ami.

Procedury

- P1.** Procedura bezpiecznej pracy systemu w czasie rzeczywistym spełniająca kryterium N-1 składa się z następujących koniecznych do wykonania elementów:
- P1.1.** Wykonanie analiz rozptylowych (np. miesięczne albo tygodniowe DACT) i wykrycie możliwych zagrożeń (zastosowanie KRYTERIUM N-1, wyznaczenie rezerwy).
 - P1.2.** Określenie prawdopodobnych skutków zidentyfikowanych zagrożeń.
 - P1.3.** Poinformowanie i konsultacje z zainteresowanymi OSP-ami.
 - P1.4.** Określenie, które (skoordynowane) działania zapewnią, w najbardziej odpowiedni sposób, bezpieczeństwo systemu.
 - P1.5.** Wybór rozwiązań.
 - P1.6.** Wspólne uzgodnienie czy i jakie działania mają być zaplanowane i/lub rozpoczęte.
 - P1.7.** Rozpoczęcie działań przez OSP-y.

- P2.** Powyższa sekwencję działań rozpoczyna OSP, który zidentyfikował potencjalne zagrożenie bezpieczeństwa pracy systemu. Wszyscy powiadomieni OSP powinni wziąć udział w procesie konsultacji.

Wytyczne

- G1.** OSP-y mogą wykorzystać kombinacje następujących środków zaradczych:

G 1.1. Modyfikację planowania wyłączeń: prewencyjnie lub jako środek likwidacji zagrożenia.

G 1.2. Odmowa planowanego wyłączenia elementu sieci.

G 1.3. Zmiana topologii jak wyłączanie sprzęgieł i linii lub zmiana nastawień przesuwników fazowych. Działania te zmieniają rozprędy w sieci i przyczyniają się do likwidacji zagrożeń.

G 1.4. Re-dispatching: wewnątrz OBSZARU REGULACYJNEGO, re-dispatching może być wykorzystany do zmiany przepływów mocy w elementach sieci; nie zmienia to programu wymiany pomiędzy OBSZARAMI REGULACYJNYMI. Re-dispatching obejmujący dwa lub więcej OBSZARÓW REGULACYJNYCH, może doprowadzić do modyfikacji PROGRAMÓW WYMIANY.

G 1.5. OSP-y mogą uzgodnić zakupy kompensacyjne.

G 1.6. Redukcja zdolności przesyłowych (prewencyjnie) i redukcja grafików wymiany (jako środek likwidacji zagrożenia): oferowane zdolności przesyłowe mogą zostać odwołane .

G 1.7. Zastosowane prewencyjnie zrzuty obciążenia.

Bibliografia:

[General guidelines for joint cross-border re-dispatch, ETSO, June 2003/ Ogólne wytyczne zmiany przepływów międzysystemowych, czerwiec 2003]

[Counter measures for congestion management, definitions and basic concepts, ETSO, June 2003/ Kontr zakupy dla celu przeciwdziałania zagrożeniom , definicje i główne koncepcje, ETSO, czerwiec 2003]