



POLITECHNIKA WARSZAWSKA

**Instytut Elektroenergetyki, Zakład Elektrowni
i Gospodarki Elektroenergetycznej**

Bezpieczeństwo elektroenergetyczne i niezawodność zasilania – laboratorium

opracował: prof. dr hab. inż. Józef Paska, mgr inż. Piotr Marchel

Ćwiczenie nr 6. Wykorzystanie metod i narzędzi komputerowych do analizy i oceny niezawodności systemu elektroenergetycznego – niezawodność systemu przesyłowego i/lub rozdzielczego

1. Cel ćwiczenia

Celem ćwiczenia jest poznanie metod obliczeń wskaźników niezawodności podsystemu przesyłowego i/lub rozdzielczego oraz nabycie umiejętności posługiwania się oprogramowaniem komputerowym w obliczeniach niezawodności.

2. Wprowadzenie

a) Niezawodność systemu przesyłowego i rozdzielczego

Niezawodność dostawy energii elektrycznej jest pochodną bezpieczeństwa elektroenergetycznego. O zapewnieniu bezpieczeństwa elektroenergetycznego decydują głównie: wielkość rezerwy mocy w systemie elektroenergetycznym oraz kompetencje i uprawnienia operatorów systemu. Za bezpieczeństwo elektroenergetyczne na rynkach energii elektrycznej odpowiedzialni są operatorzy systemów, każdy na terenie własnego obszaru działania:

- na rynku systemowym - operator systemu przesyłowego (OSP);
- na rynkach lokalnych - operatorzy systemów rozdzielczych (OSD).

Strukturę sieci tworzącej system elektroenergetyczny (a w szczególności KSE) można rozpatrywać pod względem:

- funkcjonalnym,
- operatorskim,
- własnościowym.

Ze względów funkcjonalnych rozróżnić trzeba: *sieć zamkniętą* i *sieci otwarte* (promieniowe i magistralne). *Sieć zamkniętą* definiuje się jako sieć, w której przepływy energii elektrycznej zależą przede wszystkim od rozłożenia wytwarzania na jednostki wytwórcze oraz nie zależą wyłącznie od jednego operatora. Sieć zamknięta ma zadanie zapewniania zasilania odbiorców końcowych lub sieci otwartych niższego poziomu napięciowego w KSE na warunkach standardowych niezależnie od odległości od źródeł wytwórczych. W sieci zamkniętej jest możliwość zasilania każdego odbiorcy, co najmniej z dwóch niezależnych źródeł. W sieciach otwartych, zwanych również dystrybucyjnymi, przepływy energii zależą przede wszystkim od poboru energii przez odbiorców. Sieć zamknięta obejmuje sieć łączącą punkty zasilania sieci (PZS) z punktami wyjścia z sieci (PWS).

Sieć wielooczkowa zamknięta stanowi tę część sieci, która decyduje o utrzymaniu zdolności KSE do realizacji dostaw energii elektrycznej w sposób niezawodny, przy spełnieniu określonych wymagań jakościowych. Sieć zamknięta dla potrzeb planowania i prowadzenia ruchu modeluje się jako zbiór punktów wyjścia z sieci (PWS) i punktów zasilania (PZS), w których energia wypływa lub wpływa z/do sieci zamkniętej, połączonych elementami liniowymi (EL).

Przepływy energii w sieci zamkniętej zależą od wielu czynników, zasadniczo od rozkładu generacji tj. ilości energii wpływającej do sieci w poszczególnych PZS. W rynkowej, zdecentralizowanej elektroenergetyce decyzje, które źródła będą wytwarzać energię w danej godzinie zależą przede wszystkim od umów sprzedaży energii. Wpływ energii z sieci zamkniętej w PWS jest wynikiem poboru energii przez odbiorców końcowych i w warunkach normalnych nie jest on sterowany przez operatorów sieciowych (poza szczególnymi przypadkami).

Kryteria, standardy i parametry w sieci zamkniętej ustala się dla:

- a) PZS jako związane przede wszystkim z charakterystykami technicznymi przyłączanych urządzeń, regulacją rozpliwów mocy w sieci oraz standardami zapewniającymi równoprawny dostęp do sieci przez wytwórców.
- b) PWS jako związane przede wszystkim z zapewnieniem zdolności do niezawodnych dostaw energii elektrycznej o odpowiedniej jakości do odbiorców końcowych.
- c) Elementów liniowych, w tym węzłów sieciowych nie będących PZS lub PWS, jako związane z ich charakterystykami technicznymi oraz regulacją rozpliwów mocy w sieci.
- d) Całej sieci zamkniętej jako związane z zapewnieniem stanu KSE gwarantującego bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej.

Sieć zamknięta dzieli się operacyjnie na:

- a) sieć o napięciu powyżej 110 kV zwaną dalej siecią przesyłową,
- b) sieć o napięciu 110 kV zwaną siecią rozdzielczą koordynowaną przez OSP.

Podstawowe zadania sieci przesyłowej są następujące:

- a) Dostarczanie odbiorcom mocy i energii o odpowiedniej jakości; przy czym odbiorcą jest także sieć niższego stopnia napięciowego.
- b) Wyprowadzenie mocy z elektrowni.
- c) Użytkowanie połączeń międzypaństwowych i międzysystemowych do wymiany mocy.

Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze mają głównie za zadanie rozdział energii elektrycznej pomiędzy odbiorców.

Zadaniem systemu rozdzielczego (dystrybucyjnego) jest pobranie energii z głównych punktów zasilających (punktów wyjścia z sieci przesyłowej – PWS) i dostarczenie jej do odbiorców końcowych przy spełnieniu określonych wymagań jakościowych, co do napięcia, częstotliwości, harmonicznych, migotania, itp. Oczekuje się również, że powinno to być uzyskane przy akceptowalnym poziomie niezawodności, tj. przy utrzymaniu liczby i czasu trwania wyłączeń bądź ograniczeń odbiorców na rozsądnie niskim poziomie. Może to być ekonomicznie dość trudne do osiągnięcia, szczególnie na niższych poziomach napięcia i w sieciach wię-

skich, ponieważ ten system zwykle zawiera pojedyncze napowietrzne linie promieniowe, które są narażone na niekorzystne warunki środowiskowe. Stąd narażone są one na zakłócenia i częste wyłączenia długotrwałe. Na pierwszy rzut oka wykorzystanie źródeł lokalnych mogłoby się wydawać lekarstwem na zmniejszenie liczby i czasu trwania wyłączeń doświadczanych przez odbiorców, ale, chociaż jest to zawsze możliwe teoretycznie i ma miejsce w praktyce w niektórych systemach, w innych nie spowoduje natychmiastowego polepszenia z powodu innych technicznych ograniczeń operacyjnych i bezpieczeństwa.

Jako kryterium oceny niezawodnościowej sieci elektroenergetycznej można przyjąć:

- A. Zestaw wskaźników (miar) niezawodności, które nie zawsze są bezpośrednio powiązane ze sobą i charakteryzują wszystkie lub wybrane zadania spełniane przez sieć. Są one zwykle wyznaczane dla poszczególnych węzłów sieci (wskaźniki węzłowe) lub dla całego systemu lub obszaru (wskaźniki systemowe).
- B. Miarę syntetyczną, która sprowadza do jednego czynnika wszystkie skutki niewłaściwego spełnienia różnych zadań przez rozpatrywaną sieć.

Najbardziej poprawne jest podejście B. Taką miarą jest całkowity koszt spowodowany zawodnym działaniem sieci elektroenergetycznej. Można ten koszt wyznaczyć na podstawie:

- szczegółowych rozważań skutków przerw i oszacowania kosztu zawodności,
- orientacyjnych rozważań, w których wszystkie skutki przerw zasilania określa się wartością nie dostarczonej odbiorcom energii.

Należy podkreślić, że zazwyczaj aby wyznaczyć koszt spowodowany zawodnym działaniem sieci elektroenergetycznej trzeba wcześniej obliczyć wartości wskaźników niezawodności, a zatem podejścia A i B nie są niezależne.

b) Charakterystyka programu TRELSS

W programie TRELSS (*Transmission Reliability Evaluation for Large Scale Systems*) opracowanym przez EPRI zastosowano analityczną metodę analizy i oceny niezawodności systemów elektroenergetycznych. W modelu TRELSS wykorzystuje się podejście polegające na utworzeniu wykazu możliwych stanów zakłóceń, wyborze i analizie stanów zagrożenia dla określonych warunków (kryterium) awarii (niesprawności) systemu i obliczeniu wskaźników niezawodności. Do oceny niezawodności zastosowano efektywny ranking stanów zagrożenia, bazujący na przeciążeniach elementów i analizie warunków napięciowych dla wielu poziomów mocy obciążenia, obliczanie rozprywu mocy metodą stałoprądową lub rozłączną zmiennoprądową, programowanie liniowe do optymalizacji działań restytucyjnych (zmiana rozdziału obciążenia między jednostki wytwórcze, włączanie boczników równoległych, regulacja za pomocą autotransformatorów, zmiana położenia zaczepek transformatorów, 3 klasy ograniczania obciążenia) podejmowanych dla zmniejszenia zagrożenia dla systemu.

Przy ocenie niezawodności zastosowano trzy podejścia (tryby analizy):

- *bazujące na analizie problemów systemu (System Problem Approach)* – odbywa się na podstawie listy stanów zakłóceń (*contingency*), przy czym maksymalna głębokość zakłócenia to sześć jednocześnie wyłączonych (niedyspencyj-

nych) elementów (4 generatory i 2 gałęzie). Celem tego podejścia jest identyfikacja potencjalnych przekroczeń systemowych (przeciążeń i odchyłeń napięć). Stan zakłócenia powodujący problemy systemowe jest identyfikowany jako stan zagrożenia, stan awaryjny. Nie jest on już kombinowany z odstawieniami innych elementów, jednak program uwzględnia głębsze stany zakłócenia przy założeniu, że nie powiększają one trudności systemowych i ograniczeń mocy. Podejmowanie działań restytucyjnych (zaradczych) jest w podejściu „*System Problem*” opcjonalne. Dla każdego stanu zakłócenia są pomijane dyspozycyjności sprawnych elementów. Stany awaryjne są identyfikowane jako wynik pogorszonych stanów wystarczalności (z większą liczbą niedyspozycyjnych elementów), co w większości przypadków oznacza, że odnowa dowolnego elementu prowadzi do stanu wystarczalności (sprawności) systemu, a także znaczy że większość tak wybranych stanów zakłócenia to stany typu minimalnych przekrojów (typu „B”). Tak więc sposób obliczania prawdopodobieństw i częstości stanów zastosowany w tym podejściu jest (według autorów programu TRELSS) ekwiwalentem metody minimalnych przekrojów, wykorzystywanej przy ocenie niezawodności strukturalnej.

- *bazujące na analizie zdolności systemu (System Capability Approach)*. Dzięki niemu unika się podwójnego liczenia, które może jednak wystąpić w podejściu bazującym na analizie problemów systemu. W tym podejściu są podejmowane działania restytucyjne (zaradcze) w stanach zagrożenia a analiza stanów zakłócenia nie podlega ograniczeniom występującym w podejściu „*System Problem*”. Analiza głębszych stanów zakłócenia może zacząć się od stanu sprzed zastosowania działań restytucyjnych lub od stanu po ich zastosowaniu - pozwala to na dokonanie mniej lub bardziej pesymistycznej oceny ograniczeń mocy dostarczanej odbiorcom. Wyłączenia mające wspólną przyczynę (*common mode outages*) są w modelu TRELSS traktowane jak wyłączenia pojedynczych elementów, przy czym program je odpowiednio interpretuje. Dla przykładu, jeśli elementy 1 i 2 podlegają takim wyłączeniom to jednoczesne wyłączenie elementów 1, 2 i 3 może być interpretowane jako nałożenie się 3 jednoczesnych, niezależnych wyłączeń, lub jako nałożenie się zdarzeń (12) i 3, gdzie (12) jest wyłączeniem mającym wspólną przyczynę. Jeśli wyłączenia 3 i 123 są stanami awaryjnymi program utworzy prawdopodobieństwa: $q_1q_2p_3$, $p_1p_2p_3$, $q_{(12)}p_3$, $p_{(12)}p_3$. W przypadku kilku identycznych generatorów pracujących na te same szyny zbiorcze, których wyłączenie przy założeniu jednakowego rozdziału obciążenia skutkuje takim samym rozplywem mocy, dla zmniejszenia nakładu obliczeniowego przy tworzeniu listy stanów zakłócenia rozpatrywane jest wyłączenie tylko jednej reprezentatywnej kombinacji tych generatorów przy dowolnej głębokości stanu zakłócenia. Modelowanie remontów planowych gałęzi (linii, transformatorów) odbywa się przy następującym założeniu: *jeśli niedyspozycyjność określonej kombinacji gałęzi skutkuje stanem awaryjnym systemu, żadna z tych gałęzi nie zostanie odstawiona do remontu planowego gdy jedna lub więcej gałęzi jest już wyłączona*;
- *podejście „Simulation Approach”*. Zostało zaprojektowane do analizy kaskadowych stanów zakłócenia. Użytkownik definiuje zakłócenia inicjujące (listę stanów zakłócenia). Każde zjawisko inicjujące jest analizowane przy pomo-

cy rozplywu mocy i system jest sprawdzany pod wzgledem nienormalnie wysokich przeciazek galęzi i (lub) nienormalnie niskich napięć w węzłach. W węzłach tych jest dokonywane odciecie odbiorników i odstawienie generatorów, jak również wyłączenie najbardziej przeciążonej gałęzi (połączenia). Następnie ponownie wyznacza się rozplyw mocy i system jest sprawdzany pod wzgledem zaistniałych problemów itd. Ciąg stanów zakłóceniovych kończy się, gdy nie ma problemów systemowych (za wyjątkiem wysp). Należy zauważyć, że odłączanie odbiorników, odstawianie generatorów, wyłączanie najbardziej przeciążonej gałęzi (połączenia) jest dokonywane właśnie w tej kolejności. Każde z tych działań pociąga za sobą wyznaczenie rozplywu mocy, zanim podjęte zostaną pozostałe akcje, jeśli problemy, które je wywołały wciąż trwają. Dostarczone przez użytkownika progi określają głębokość stanów zakłóceniovych.

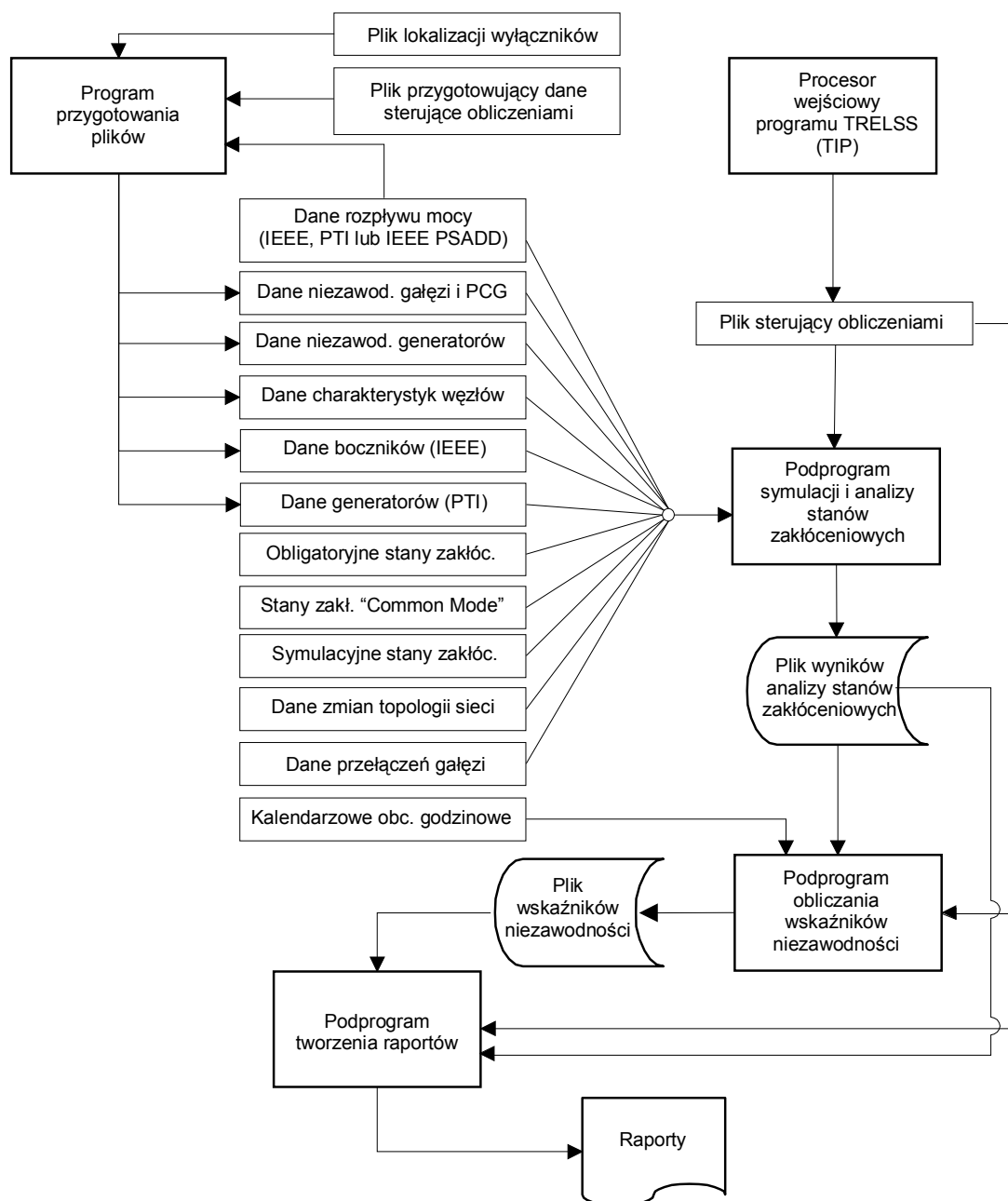
Obliczenia niezawodności w TRELSS'ie są oparte na modelu Markowa gałęzi, generatorów i pogody. Pierwotny dwustanowy model Markowa niezawodności gałęzi i generatorów jest łączony z dwustanowym modelem Markowa pogody (normalna i zła pogoda), co daje w rezultacie czterostanowy model Markowa, który dostarcza prawdopodobieństw, że dany element jest sprawny lub uległ awarii w czasie normalnej i złej pogody. Każdy element w badanym obszarze jest modelowany osobno w celu uproszczenia obliczeń. Dane niezawodnościowe są wykorzystywane do określenia parametrów modelu (prawdopodobieństw stanu). Prawdopodobieństwo awarii danej grupy elementów może zostać obliczone na podstawie prawdopodobieństw awarii poszczególnych elementów w tej grupie.

c) Obsługa programu TRELSS

Program TRELSS składa się z kilku modułów obliczeniowych (rys. 1) operujących na plikach tekstowych. Dane wejściowe dla programu stanowią następujące typy plików:

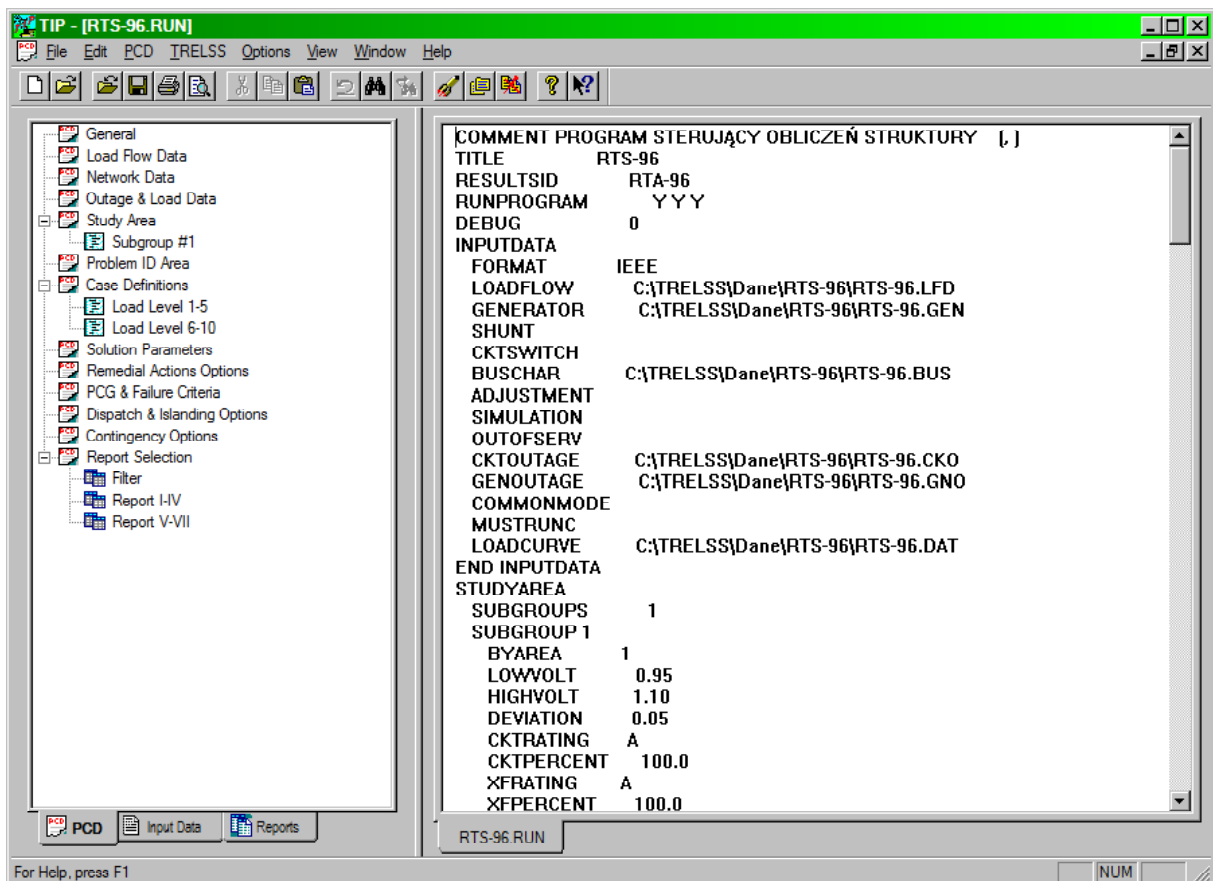
- plik sterujący obliczeniami (**.run**) – zawierający parametry dla modułu obliczeniowego;
- dane rozplywu mocy w formacie IEEE lub PTI (**.lfd**);
- dane generatorów (**.gen**);
- dane węzłów (**.bus**);
- krzywa zapotrzebowania na moc (**.dat**);
- dane o wyłączeniach gałęzi (**.ckt**);
- dane o wyłączeniach generatorów (**.gno**)

Do komunikacji z użytkownikiem przeznaczony jest program TIP (TRELSS Input Procesor) TIP, służący do przygotowania startu, wykonania i analizy wyników programu TRELSS. Główny ekran jest podzielony na kilka obszarów (rys. 2). W górnej części znajduje się pasek narzędzi, a dolna część jest podzielona na dwa panele. W lewym panelu znajduje się rozwijana struktura plików używanych przez program. Ich kliknięcie powoduje otwarcie okien zawierających ustalane parametry obliczeń. W prawym panelu możliwa jest edycja i przeglądanie wybranych danych i raportów.

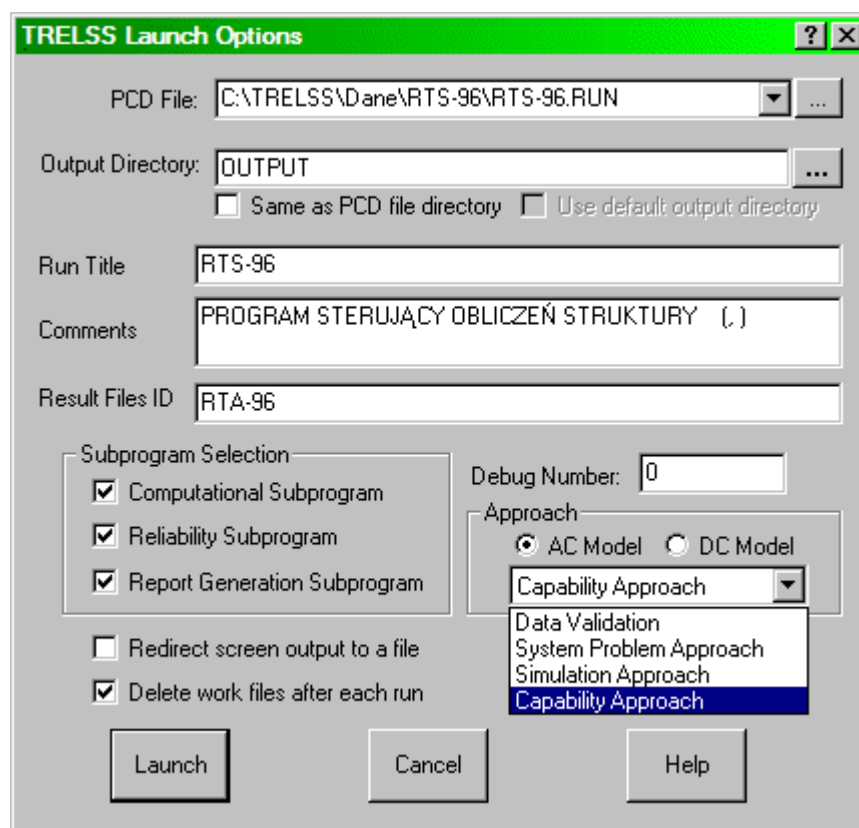


Rys. 1. Organizacja funkcjonalna programu TRELSS (wersja 5.1)

Plik sterujący obliczeniami można wczytać korzystając z przycisku ( - Open PCD) lub też wybierając z menu „File” pozycję „Open PCD...”. Aby uruchomić moduł obliczeniowy należy nacisnąć przycisk ( Launch TRELSS) lub wybrać z menu „TRELSS” pozycję „Launch TRELSS”. Pokaże się wówczas okno pozwalające na ustawienie parametrów i wybór metody obliczeń (rys. 3). Metodę obliczeń można wybrać z listy rozwijanej z sekcji „Approach”. Tu również ustala się, czy do obliczeń rozpliwowych jest używany model prądu stałego DC czy przemiennego AC. Naciśnięcie przycisku „Launch” spowoduje rozpoczęcie obliczeń.



Rys. 2. Główne okno programu TIP (TRELSS Input Processor)



Rys. 3. Okno wyboru metody i parametrów obliczeń

Po zakończeniu obliczeń zostaną utworzone raporty. Są one zapisane w katalogu wynikowym. Są to następujące pliki tekstowe:

- *System Indices (Total)* – niezawodnościowe wskaźniki systemowe (.rsi);
- *Load Bus Summary (Total)* – wskaźniki niezawodności dla poszczególnych węzłów (.rlb);
- *Computational Error/Info* – błędy i ostrzeżenia dotyczące przebiegu obliczeń (.enu);
- *Reliability Error/Info* – błędy i ostrzeżenia dotyczące obliczeń niezawodnościowych (.rel);
- *Report Generation Error/Info* – błędy i ostrzeżenia dotyczące tworzenia raportów (.rpg).

Raporty można otworzyć w dowolnym edytorze tekstowym lub też przeglądać je za pomocą programu TIP. W tym celu w głównym oknie programu w lewym panelu należy wybrać zakładkę „Reports”, a następnie wskazać odpowiedni raport.

d) Analiza raportów z obliczeń niezawodnościowych

Wyniki obliczeń są zawarte w tworzonych przez TRELSS raportach. Wskaźniki niezawodnościowe znajdują się w dwóch z nich: *Reliability Statistics System Indices* – wskaźniki systemowe (.rsi) oraz *Reliability Statistics Load Bus Summary* – wskaźniki dla poszczególnych węzłów (.rlb). Ich zawartość omówiono poniżej.

FOR STUDY AREA:	ANNUAL	LOAD LEVEL	PROBABILITY
-----	-----	-----	-----
PROBABILITY OF LOAD LOSS -	0.2932513	100% 100%	1.0000000
FREQUENCY OF LOAD LOSS - (OCC/YEAR)	249.832		
DURATION OF LOAD LOSS - (HRS/YEAR)	2568.881	OTHER SYSTEM INFORMATION	

- (HRS/OCC)	10.282		
		STUDY AREA ANNUAL PEAK - (MW): 10507.217	
EXPECTED UNSERVED ENERGY - (MWH/YEAR)	15368.905		
		STUDY AREA ANNUAL ENERGY - (MWH): 64338768.000	
- (MWH/OCC)	61.517		
EXPECTED UNSERVED DEMAND - (MW/YEAR)	1494.682		
- (MW/OCC)	5.983		

Rys. 4. Fragment raportu dotyczącego systemowych wskaźników niezawodnościowych

Raport dotyczący systemowych wskaźników niezawodności zawiera następujące wskaźniki:

- Wskaźniki systemowe dla analizowanego obszaru - *System Indices for Study Area*: prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania (ograniczenia mocy dostarczanej odbiorcom) – *Probability of Load Loss*; częstość zdarzeń niepokrycia zapotrzebowania, [wystąpień na rok] – *Frequency of Load Loss*, [occ/year]; łączny czas

trwania niepokrycia zapotrzebowania w ciągu roku, [godzin na rok] – *Duration of Load Loss*, [hrs/year]; czas trwania jednego zdarzenia, [godzin na wystąpienie] - *Duration of Load Loss*, [hrs/occ]; oczekiwana energia niedostarczona w ciągu roku EUE, [MW·h na rok] – *Expected Unserved Energy*, [MW·h/year]; oczekiwana energia niedostarczona EUE przypadająca na jedno zdarzenie, [MWh na wystąpienie] - *Expected Unserved Energy*, [MW·h/occ]; oczekiwane niepokryte zapotrzebowanie EUD w ciągu roku, [MW na rok] - *Expected Unserved Demand*, [MW/year]; oczekiwane niepokryte zapotrzebowanie EUD przypadające na jedno zdarzenie, [MW na wystąpienie] - *Expected Unserved Demand*, [MW/occ].

- Wskaźniki dla odbiorców – *Customer Indices*: wskaźnik liczby wyłączeń (ograniczeń zasilania) odbiorców, [odbiorco-wystąpień na rok] – *Customer Outages*, [cust-occ/year]; liczba wyłączonych odbiorców, [odbiorców na wystąpienie] - *Customer Outages*, [cust/occ]; liczba wyłączeń przypadających na odbiorcę, [wystąpień na odbiorcę] - *Customer Outages*, [occ/cust]; wskaźnik czasu trwania wyłączeń odbiorców, [odbiorcogodz./rok] – *Customer Duration*, [cust-hrs/year]; czas trwania wyłączenia (ograniczenia zasilania) przypadający na jedno zdarzenie, [godzin na wystąpienie] - *Customer Duration*, [hrs/occ]; czas trwania wyłączenia przypadający na odbiorcę, [godzin na odbiorcę] - *Customer Duration*, [hrs/ cust]; dostępność (dyspozycyjność) zasilania, [jedn. wzgl.] – *Service Availability*.
- Wskaźniki unormowane – *Normalized Indices*: wskaźnik ograniczenia energii (niedyspozycyjności energetycznej), [(MW·h)/(MW·h) ·rok] – *Energy Curtailment*, [MW·h/annual MW·h]; wskaźnik ograniczenia mocy (niedyspozycyjności mocowej), [MW/MW·rok] – *Power Interruption*, [MW/peak MW].

PROBABILITY OF MEETING CRITERIA														
					FREQ	DURA	===== LOSS OF LOAD =====							
===== BUS =====					LOAD	1	2.0	FREQ	DURA	UNSERVED	BUS	CUSTOMER	UNSERVED NO.	
NO	NAME	KV	AREA	ZONE	LEVEL	INT/YR	HR/INT	PROB	OCC/YR	HR/OCC	ENERGY MWH	ENERGY MWH	INTERRUPTION	CUST-HRS SFM

82	ATA223	220	1	3	100,100			0.0005596	.477	10.28	43.877	54803.273	0.000	0.0 1
					ANNUAL	0.91668	0.51091	0.0005596	.477	10.28	43.877	54803.273	0.000	0.0 1
254	BAC111	110	1	1	100,100			0.0033578	2.86	10.28	143.249	29820.352	0.000	0.0 6
					ANNUAL	0.21937	0.04666	0.0033578	2.86	10.28	143.249	29820.352	0.000	0.0 6

Rys. 2. Fragment raportu dotyczącego niezawodności poszczególnych węzłów odbiorczych

Raport dotyczący niezawodności poszczególnych węzłów odbiorczych zawiera następujące wskaźniki, w rozbiciu na obliczeniowe poziomy obciążenia i jako wartości dla całego roku:

- częstość zdarzeń spełnienia kryterium stanu awaryjnego, [wystąpień na rok] – *Frequency of Meeting Criteria*, [int/yr] – tylko wartości dla całego roku;
- czas trwania zdarzenia, [godzin na zdarzenie] – *Duration of Meeting Criteria*, [hr/int] – tylko wartości dla całego roku;

- prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania (ograniczenia mocy dostarczanej odbiorcom) – *Probability of Load Loss*;
- częstość zdarzeń niepokrycia zapotrzebowania, [wystąpień na rok] – *Frequency of Load Loss*, [occ/year];
- czas trwania jednego zdarzenia, [godzin na wystąpienie] - *Duration of Load Loss*, [hrs/occ];
- energia niedostarczona EUE, [MW·h] – *Expected Enserved Energy*, [MW·h].
- liczba wyłączonych odbiorców - Customer Interruptions;
- wskaźnik czasu trwania wyłączeń odbiorców, [odbiorco-godzin] – *Unserved Customer-Hours*, [cust-hrs].

Dodatkowo są podane informacje dotyczące:

- energii zapotrzebowanej w węzłach odbiorczych (*Bus Energy*) w MW·h;
- liczby zarejestrowanych zdarzeń spełnienia kryterium stanu awaryjnego (*Number of SFM - System Failure Mode*).

3. Zadania do wykonania

- 1) Korzystając z programu TRELSS oblicz wskaźniki niezawodności wskazanego systemu elektroenergetycznego. Omów uzyskane wyniki obliczeń dla całego systemu przesyłowego oraz wybranych węzłów odbiorczych.

4. Sprawozdanie

Sprawozdanie powinno zawierać:

- 1) Tabelę tytułową (nazwa i numer ćwiczenia, nazwiska i imiona wykonujących ćwiczenie, data wykonania ćwiczenia oraz data oddania sprawozdania);
- 2) Charakterystykę obliczanego systemu oraz fragmenty raportów z obliczeń niezawodnościowych dotyczące wybranego zakresu analizy;
- 3) Wnioski i obserwacje z wykonanego ćwiczenia.

5. Literatura

- [1] Paska J.: *Niezawodność systemów elektroenergetycznych*. Oficyna Wydawnicza PW. Warszawa 2005
- [2] Zhang P.: *TRELSS Application Manual For Cascading Failure, Reliability, and Deterministic Analysis*, October 2003
http://www.nerc.com/docs/pc/gtrpmtf/TRELSS_Aplication_Manual_Oct2003.pdf